

„Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland“

Eine Untersuchung alternativer Strommarktsysteme im Kontext
europäischer Marktkonvergenz und erneuerbarer Energien

Ein Gutachten im Auftrag der RWE AG

Autoren:

Veit Böckers

Leonie Giessing

Justus Haucap

Ulrich Heimeshoff

Jürgen Rösch

Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE)

Heinrich-Heine Universität

Universitätsstraße 1

40225 Düsseldorf

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Grundlagen und Theorie des Strommarktes	4
2.1	Optimales Marktdesign	10
2.2	Energy-Only-Märkte	12
2.3	Kapazitätssysteme	15
2.4	Zusammenfassung	26
3	Umsetzung der Märkte und internationale Erfahrung	29
3.1	National Electricity Market in Australien	31
3.1.1	Liberalisierung und Marktsystem	31
3.1.2	Analyse der Marktdaten	35
3.1.3	Bewertung	41
3.2	Nord Pool, Schweden	43
3.2.1	Liberalisierung und Marktsystem	43
3.2.2	Analyse der Marktdaten	46
3.2.3	Bewertung	49
3.3	Großbritannien	50
3.3.1	Liberalisierung und Marktsystem	50
3.3.2	Analyse der Marktdaten	56
3.3.3	Bewertung	61
3.4	PJM	61
3.4.1	Liberalisierung und Marktsystem	62
3.4.2	Analyse der Marktdaten	68
3.4.3	Bewertung	71
3.5	Spanien	75
3.5.1	Liberalisierung und Marktsystem	75
3.5.2	Analyse der Marktdaten	82
3.5.3	Bewertung	86
3.6	Zusammenfassung	86
4	Einführung eines Kapazitätssystems in Deutschland	89
4.1	Kurzanalyse des Strommarktes in Deutschland	89
4.1.1	Liberalisierung und Marktsystem	89
4.1.2	Analyse der Marktdaten	91
4.1.3	Wettbewerbliche Beurteilung	96
4.1.4	Indikatoren der Versorgungssicherheit	99
4.1.5	Deutschland im europäischen Stromsektor	105
4.1.6	Bewertung des Systems	106
4.2	Implementierung eines nationalen Kapazitätsmarktes	108
4.2.1	Marktabgrenzung	108
4.2.2	Teilnahmebedingungen	113
4.2.3	Handelssystem	117
4.2.4	Übergreifender Preismechanismus	122
4.2.5	Bewertung	127

4.3	Implementierung eines europäischen Kapazitätsmarktes	129
4.3.1	Marktabgrenzung und Teilnahmebedingungen	130
4.3.2	Handelssystem und übergreifender Preismechanismus	131
4.3.3	Bewertung	132
4.4	Alternative Marktsysteme	133
4.4.1	VoLL-Bepreisung	133
4.5	Zusammenfassung	141
5	Politökonomische Einschätzungen zur Veränderung des Marktsystems	146
6	Fazit	150
	Literaturverzeichnis	VI
A	Anhang	XVII

Abkürzungsverzeichnis

ACAP	Available Capacity	PSP	Pool Selling Price
ACR	Avoidable Cost Rate	PV	Photovoltaik
AEMC	Australian Energy Market Commission	Qld	Queensland
AEMO	Australian Energy Market Operator	REC	Regional Electricity Company
AER	Australian Energy Regulator	REE	Red Eléctrica de España
APC	Administered Price Cap	RERT	Reliability and Emergency Reserve Trader
BNetzA	Bundesnetzagentur	RPM	Reliability Pricing Model
BKartella	Bundeskartellamt	RSI	Residual Supplier Index
BM	Balancing Mechanism	RTO	Regional Transmission Operator
BWS	Bruttowertschöpfung	SA	South Australia
CACAP	Conventional Available Capacity	SBP	System Buy Price
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	SMP	System Marginal Price
CEGB	Central Electricity Generation Board	SSP	System Sell Price
CNE	Comision Nacional de Energía	Tas	Tasmania
CONE	Cost of New Entry	UCAP	Unforced Capacity
D	Nachfrage	UK	United Kingdom
DCA	Descending Clock Auction	USE	Unserved Energy
DR	Demand Response	Vic	Victoria
E& AS	Net Energy and Ancillary Service Market Revenue	VoLL	Value of Lost Load
EE	Erneuerbare Energie		
EFORD	Equivalent Demand Forced Outage Rate		
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity		
FEE	Fluktuierende erneuerbare Energie		
FNP	Final Physical Notification		
FRR	Fixed Resource Requirement		
ICAP	Installed Capacity		
ILR	Interruptible Load for Reliability		
IRM	Installed Reserve Margin		
ISO	Independent System Operator		
LCA	Locational Price Adder		
LDA	Locational Deliverability Areas		
LOLE	Loss of Load Expectation		
LOLP	Loss of Load Probability		
LSE	Load Serving Entity		
MITYC	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio		
MWP	Make-Whole-Payment		
NEM	National Electricity Market		
NEMMCO	National Market Management Company		
NETA	National Electricity Trading Arrangements		
N-Cone	Net-Cone		
NGC	National Grid Company		
Nordel	Verbund skandinavischer Netzbetreiber		
NSW	New South Wales		
OMEL	Operador del Mercado Iberico de la Energia		
OMIE	OMI-POLO ESPAÑOL, S.A.U.		
PJM	Verbund amerikanischer Netzbetreiber		
PPP	Pool Purchase Price		
PSA	Pooling Settlement Agreement		

Tabellenverzeichnis

1	Auswahl empirischer VoLL-Analysen	9
2	Marktanteile an der Erzeugung in 2010, Australien	32
3	Installierte Kapazität und Peak-Nachfrage im Sommer 2010/2011, Australien	36
4	Installierte Kapazität nach Lastbereich, Australien	36
5	Neue Kraftwerksprojekte von 1997 bis 2016, Australien	38
6	Anzahl der Stunden mit Preisen über 9.000 AU\$/MWh, Australien .	40
7	Preis-Perzentile in AU\$/MWh für New South Wales, Australien . . .	41
8	Ungleichgewicht im Kraftwerkspark in MW, Australien	41
9	Marktanteile an Erzeugung, Schweden	44
10	Aktivierte Notfallreserven am 8. Januar 2010, Schweden	48
11	Prognose verfügbarer Reservekapazität bei Spitzenlast, Schweden . .	48
12	Preis-Perzentile in €/MWh, Schweden	49
13	Vergleich installierte Kapazität und Peaknachfrage, UK	56
14	Preis-Perzentile in €/MWh, UK	60
15	Jährliche Durchschnittspreise des BM in €/MWh, UK	60
16	Erzeugung und Nachfrage PJM 2004-2008	68
17	Preisentwicklung \$/MWh, PJM	69
18	Preliminary Market Structure Screens 2010, PJM	72
19	Preisanpassung in SWMAAC in den Lieferjahren 2007-2009, PJM . .	73
20	Durchschnittlicher Preisaufschlag für Kapazitätzahlungen, Spanien .	80
21	Anteil an der Erzeugung nach Technologie in Prozent, Spanien	84
22	Preis-Perzentile in \$/MWh Day-Ahead Preise, Spanien	85
23	Netto-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung nach Energietyp, Deutschland	94
24	Preis-Perzentile Deutschland	95
25	Marktanteile an Kraftwerkskapazitäten, Deutschland	98
26	Anteil an Stunden mit RSI unter 1,0 bzw. 1,1, Deutschland	99
27	Gewinn und Volllaststunden eines hypothetischen Spitzenlastkraft- werks, Deutschland	100
28	Verfügbare Kapazitätsreserven 2005-2009, Deutschland	101
29	Prognose verfügbarer Kapazitätsreserven, Deutschland	102
30	Durchschnittliche monatliche Einspeisung 2011, Deutschland	102
31	Einfluss der Nationalfeiertage 2004- 2011	111
32	Anzahl gleicher Spotpreisstunden mit Deutschland, 2010-2011	111
33	Designvorschläge für einen Kapazitätsmarkt	129
34	Durchschnittlicher VoLL in €/MWh, Deutschland	135
35	Privatisierung der Erzeugungs- und Versorgungsebene in Australien direkt nach Liberalisierung	XVII
36	Gesamte Nachfrage in TWh	XVIII
37	Anzahl der Stunden mit Preisen über 5.000 AU\$/MWh	XVIII
38	Preis-Perzentile in AU\$/MWh für Queensland	XIX
39	Preis-Perzentile in AU\$/MWh für South Australia	XIX
40	Preis-Perzentile in AU\$/MWh für Tasmania	XX

41	Preis-Perzentile in AU\$/MWh für Victoria	XX
42	RPM Einnahmen nach Kraftwerkstyp in Millionen US \$	XXI
43	Marktanteile an Nettostromerzeugung, Deutschland	XXI
44	Mittelwerte der 100-Tage-rollierenden Korrelation mit Deutschland	XXIII
45	Verteilung der Preisdifferenzen	XXIII
46	Stationarität der Preisdifferenzen	XXIV
47	Betriebsdaten hypothetischer Kraftwerke für 2007 und 2009 nach Pa- nos Konstantin	XXV
48	Stromverbrauch in Deutschland in TWh	XXVI
49	Bruttowertschöpfung in Deutschland in Mrd. €	XXVI

Abbildungsverzeichnis

1	Energy Triangle Dilemma	3
2	Dimensionen der Versorgungssicherheit	5
3	Beispiele für die Dimensionen des Value of Lost Load	8
4	Missing-Money-Problematik und Preis-Dauer-Kurven	10
5	Stromerzeugung und -nachfrage im Strommarkt	11
6	Lastverlaufskurve im optimalen Marktdesign	12
7	Stromerzeugung und -nachfrage im Energy-Only-Markt	13
8	Stromerzeugung und -nachfrage im Kapazitätsmarkt	15
9	Grundprinzip von Kapazitätsmechanismen	16
10	Angebot und Nachfrage im reinen Kapazitätsmarkt	18
11	Marktdesign und der Grad staatlicher Eingriffe	29
12	Entwicklung der Stromnachfrage in Australien	35
13	Kraftwerkspark in Australien 2007-2010	37
14	Entwicklung des Kraftwerksparks 2010-2016, Australien	39
15	Fixe Netzeinspeisegebühr in Schweden	45
16	Nachfrage und tatsächliche Produktion, Schweden	46
17	Entwicklung des installierten Kraftwerksparks, Schweden	47
18	Entwicklung des Kraftwerksparks 2001 - 2009, UK	57
19	Zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks, UK	58
20	Entwicklung der Preise 1999 - 2011, UK	59
21	Handlungsmöglichkeiten und -ablauf im RPM, PJM	64
22	Administrative Nachfragekurve (VRR) im RPM, PJM	66
23	Berechnung der Kapazitätspreise, PJM	68
24	Kapazitätspreise seit 1999, PJM	69
25	Neue Kapazitäten, PJM	70
26	Einnahmen nach Kraftwerkstyp 2007/2008 bis 2013/2014, PJM	71
27	Struktur des spanischen Strommarktes	77
28	Höhe der Kapazitätzahlungen, Spanien	79
29	Windeinspeisung, Spanien	80
30	Reservekapazitäten 1990-2009, Spanien	81
31	Durchschnittliche Ausfallzeit in Minuten, Spanien	82
32	Installierte Kapazitäten 1998-2009, Spanien	83
33	Nachfrage 1985-2009, Spanien	84
34	Last-Dauer-Kurven, Deutschland	91
35	Entwicklung des installierten Kraftwerksparks, Deutschland	93
36	Preisniveau und Volatilität, Deutschland	95
37	Wind- und Solareinspeisung Winter und Sommer 2011, Deutschland	103
38	Maximum und Minimum der Wind- und Solareinspeisung, Deutschland	104
39	Gemeinsame Stunden der Höchstlast zwischen Deutschland und Nachbarländern	105
40	Einfluss des deutschen Nationalfeiertags auf die Last in Deutschland	110
41	Korrelationsverlauf der Peakstunden zwischen 2004 und 2011	111
42	Regionenmodell der ÜNB 2013	112
43	Teilnahmebedingungen	116

44	Beispiel für Handels- und Lieferzeitraum der Hauptauktion	118
45	Modelle zur Implementierung eines Ausübungspreises I	125
46	Modell zur Implementierung eines Ausübungspreises II	126
47	Marktabgrenzung im europäischen Kapazitätsmarkt	130
48	Modelle der VoLL-Bepreisung	134
49	Modelle zur Kapazitätsreserve	139
50	Einflussmöglichkeiten auf Marktsystemelemente und potenzielle Kon- sequenzen I	149
51	Großhandelspreise Day-Ahead 1998-2010, Spanien	XXII
52	Entwicklung der Tageshöchstlast 2006-2010, Deutschland	XXII
53	Einflussmöglichkeiten auf Marktsystemelemente und potentielle Kon- sequenzen II	XXVII

Executive Summary - German

In diesem Gutachten wird untersucht, ob die Einführung eines Kapazitätssystems im deutschen Strommarkt sinnvoll ist, um die langfristige Versorgungssicherheit sicherzustellen. Dazu werden die Möglichkeiten einer Implementierung alternativer Kapazitätsmechanismen und die damit verbundenen Probleme dargestellt. Die Existenz unterschiedlicher Marktsysteme bildet einerseits die Pfadabhängigkeiten der Regulierung und Industriekultur ab und ist andererseits auch das Resultat verschiedener Ansichten bezüglich des optimalen Handels des komplexen Produktes Strom, welches sich grundlegend von üblichen Produktions- und Konsumgütern unterscheidet. Die Hauptgründe dafür liegen im Konsumentenverhalten und den besonderen physikalischen Eigenschaften des Gutes, z.B. Leitungsgebundenheit.

In einem absolut effizienten Handelssystem sind sich alle Nachfrager des kontemporären Wertes bzw. der Kosten des Stromverbrauchs bewusst und reagieren flexibel auf Knappheitssituationen. Die Zahlungsbereitschaft der Kunden wird über den individuellen *Value of Lost Load*, also dem Wert der Vermeidung eines Ausfalls der nächsten Kilowattstunde Strom, ausgedrückt. Dem sich daraus ergebenden Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage sowie den technischen Anforderungen entsprechend, ergibt sich ein solcher Erzeugungspark, welcher zu einer vollständigen Deckung der Vollkosten führt. Jede Nachfrage über dieses Kapazitätsniveau hinaus wird nicht gedeckt und führt zu gesellschaftlich akzeptierten Lastabschaltungen. Die dafür notwendigen Annahmen der Realbepreisung und Nachfrageelastizität sind jedoch in der Praxis bis heute nicht in ausreichendem Maße realisierbar. Dies liegt vor allem an der Tatsache, dass nicht alle Kundengruppen mit der dafür notwendigen technischen Ausrüstung ausgestattet sind. Als Konsequenz aus der fehlenden Realisierbarkeit dieses Modells erwachsen zwei weitere theoretische Marktdesigns, welche die existierenden Probleme als gegeben annehmen und somit potenzielle Second-Best-Lösungen im eigentlichen Sinn darstellen.

Im ersten Marktsystem, dem Energy-Only-Markt, wird versucht, die First-Best-Lösung möglichst ohne größere Markteingriffe zu erreichen. Das grundlegende Prinzip des Handels von tatsächlich zu erzeugendem Strom wird nicht verändert, jedoch wird eine künstliche Preisobergrenze eingeführt, welche sich an einem gewichteten Durchschnitt des *Value of Lost Load* orientieren soll. Es wird weiterhin der Fokus auf die Anregung nachfrageseitiger Reaktion gelegt. Cramton und Stoft (2008) haben die Nachteile eines Energy-Only-Marktes besonders an zwei Problemen festgemacht: Investitionsrisiko und Marktmacht. Erstgenanntes Problem beschäftigt sich mit der Bestimmung des VoLL, der zu geringen Anzahl der notwendigen Knappheitssituationen sowie den Preisobergrenzen unterhalb des VoLL. Alle drei Punkte zielen auf das Missing-Money-Problem ab. Investitionen bleiben aus bzw. erfahren zu hohe Aufschläge bei Risikoprämien, da Spitzenlastkraftwerke nicht mehr ihre Fixkosten decken können, was als Konsequenz die Versorgungssicherheit gefährdet.

Das ist der erste Ansatzpunkt des Mechanismus für Kapazitätszahlungen. Primäres Ziel ist das Erreichen eines bestimmten Kapazitätsniveaus bzw. einer gewissen Reserve Margin. Dieses Kapazitätsniveau wird genau dann vorgehalten, wenn die Höhe des Kapazitätspreises sich an den Vollkosten der Spitzenlastkraftwerke orientiert. Somit orientiert sich die genaue Höhe des Kapazitätspreises auch an diesen Kraftwerken. In dieser Untersuchung werden drei theoretische Modelle für Kapazitätsmechanismen diskutiert, welche genau auf die Rekompensation abzielen.

1. Getrennter Handel von Kapazität und Energie
2. Kombination von Kapazität und Energie gemäß Joskow und Tirole
3. Kombination von Kapazität und Energie gemäß Cramton und Stoft

Das erste Modell, welches auch in der Praxis schon gescheitert ist, weist drei große Schwächen auf. Die fehlende Gegenrechnung von übermäßigen Renditen aus beiden Märkten führt zu einer doppelten Kompensation der Fixkosten eines Spitzenlastkraftwerks und fordert für dieses hohe Maß an Überkompensation keinerlei Gegenleistung. Das Problem der missbräuchlichen Marktmautausübung wird durch die fehlende Anbindung des Kapazitätsmarktes an den Energiemarkt in keiner Weise adressiert. Die zu kurzen Handelszeiträume (tägliche oder monatliche Ausschreibung) setzen keinerlei Anreize zur Erhöhung des Wettbewerbs auf Erzeugungsebene und besitzen eher den Charakter einer Markteintrittsbarriere.

Die Modelle von Joskow und Tirole sowie Cramton und Stoft zielen beide auf eine Vermeidung der Überkompensation von Erzeugern ab und beseitigen durch Preisobergrenzen, Angebotspflicht und Strafzahlungen bei Nichteinhaltung eben jener Pflicht die Anreize zur Ausübung von Marktmacht auf dem Energiemarkt komplett oder zumindest in erheblichem Maße. Jedoch ist beiden Modellen ebenso gemein, dass das Problem der potenziellen Ausübung von Marktmacht nicht insgesamt eliminiert, sondern vom Energie- auf den Kapazitätsmarkt transferiert wird. Zudem setzen beide eine (administrative) Festlegung einer Reihe von marktlich essentiellen Parametern voraus. Fehler bei der Bestimmung dieser Faktoren haben somit große Auswirkungen auf das Teilnehmerverhalten und die Leistungsfähigkeit des Marktmodells. Es ist jedoch zu konstatieren, dass ein Kapazitätssystem, abseits wettbewerblicher Defekte, theoretisch in der Lage ist, eine effiziente und sichere Versorgung zu gewährleisten.

In der Praxis sind in zahlreichen Ländern verschiedene Marktsysteme realisiert worden, wobei diese sich anhand des Ausmaßes des administrativen Eingriffs in den Marktmechanismus unterscheiden lassen. Die Untersuchung der realisierten Systeme zeigt die Vor- und Nachteile bei Umsetzung der theoretischen Marktsysteme auf. Hierzu werden fünf Länder ausgewählt, die exemplarisch die häufigsten Realisationen darstellen sollen. Jedes Marktsystem wurde auf den Grad des staatlichen Eingriffs, den Preismechanismus, die Versorgungssicherheit und eventuelle Verzerrungen der Marktergebnisse untersucht. Das Urteil hinsichtlich der Superiorität einzelner Systeme fällt nicht eindeutig aus. Es zeigt sich, dass ein Systemvergleich äußerst schwierig

ist, da Kontrollgruppen nicht direkt vorhanden sind und die Bewertung der Leistungsfähigkeit eines Marktes hinsichtlich der langfristigen Versorgungssicherheit in einem so kurzen Bewährungszeitraum mit frei verfügbaren Daten nicht zu leisten ist. Also ist die Frage, ob ein System ausreichenden Kraftwerksneubau induziert hat, erst bei Abschließen des ersten vollumfänglichen Neubauzyklus möglich.

Es kann dennoch festgehalten werden, dass es Markteingriffe gab, die darauf hindeuten, dass entweder die (anfangs) gewählten Systeme nicht ausreichend Kapazitäten induziert haben oder diesen zumindest vor tatsächlichem Eintreten des kritischen Testfalls nicht genug Vertrauen entgegen gebracht wurde. In Australien und Schweden wurden Kraftwerkskapazitäten als Notreserven vorgehalten, um der Situation einer kurzfristigen Unterversorgung, z.B. ein gesamter Tag, vorzubeugen. Hierbei ist hervorzuheben, dass es in den genannten Ländern bisher kombinierte Ausfälle der Erzeugung und des Stromnetzes waren, welche zum Einsatz der Kraftwerksreserven führten. Im Falle Schwedens liegt dies vor allem im gewählten Kraftwerksportfolio, welches sich primär auf zwei Erzeugungsarten, Kern- und Wasserkraft, stützt. Der Netzverbund, Nord Pool, war in wenigen Fällen nicht in der Lage den witterungsbedingten Ausfall von Kraftwerken in Schweden zu kompensieren. Ähnliches lässt sich auch für Australien festhalten, wo kombinierte Ausfälle von Übertragungsnetzen an Grenzkuppelstellen einerseits und Kraftwerken andererseits Lastabschaltungen notwendig machten. Ob diese Ausfälle in Schweden und Australien auf Probleme bei der Ausgestaltung der Märkte zurückzuführen sind, kann nicht eindeutig bestätigt werden. Ein Grund dafür liegt in der Tatsache, dass das einfache Grundprinzip des Energy-Only-Systems, nämlich die Knappheit bzw. die Häufung von Ausfällen vermehrten Kraftwerkszubau durch höhere Preisniveaus induziert, keinerlei Bewährungsprobe erhalten hat. Somit bleibt es bei der Vermutung, dass das Marktsystem nicht funktioniert.

Die Schwierigkeit bei der Beurteilung der Marktsysteme zeigt sich deutlich bei der Beurteilung der verschiedenen Systeme in Großbritannien. Hier erfolgte ein Wechsel von einem System mit Kapazitätzahlungen hin zu einem Energy-Only-Markt. So war etwa die Manipulation der Höhe des Kapazitätspreises durch die Erzeuger einer der Gründe für die Abschaffung des Systems. Das auf bilaterale Kontrakte ausgelegte Energy-Only-System scheint jedoch ebenfalls wieder gegen ein Kapazitätssystem ausgetauscht zu werden. Als Begründung wird angeführt, dass die marktlichen Ergebnisse darauf hindeuten, dass das System den notwendigen Anforderungen an die Versorgungssicherheit nicht gerecht wird.

Die Komplexität und Fehleranfälligkeit der Kapazitätssysteme lässt sich sehr deutlich am Kapazitätsmarkt im PJM-Gebiet in den USA sehen. Das fehlerbehaftete erste Modell wurde grundlegend restrukturiert und besitzt nun eine sehr große Anzahl an administrativ festzulegenden Parametern, welche entscheidenden Einfluss auf den Markt und somit die Versorgungssicherheit ausüben. Während das Primärziel der Versorgungssicherheit stets erreicht wird, ist die Leistungsfähigkeit des Systems hinsichtlich der Kosteneffizienz und Gewährleistung wettbewerblicher Marktergebnisse fraglich. Das System weist einige Hilfsmechanismen auf, z.B. Preisobergrenzen bei

nicht bestandenem Marktmachttests, um die Problematik systemimmanenter Marktmacht zu begrenzen.

Das spanische Kapazitätszahlungssystem weist zwar einen deutlich geringeren Komplexitätsgrad auf, jedoch sind die Kapazitätszahlungen nicht das Resultat marktlicher Prozesse, sondern werden administrativ festgelegt. Sie sind damit deutlich willkürlicher und zudem politischem Einfluss ausgesetzt. Obwohl kein vollständiger Systemwechsel vollzogen wurde, sind signifikante Markteingriffe erfolgt, welche ebenfalls darauf hindeuten, dass das vorherige System nicht die gewünschten Ergebnisse produziert hat.

Zusammenfassung der Länderstudien

Kriterium	Australien	Schweden	UK	PJM	Spanien
Liberalisierung	1998	1996	1990	1998	1997
Privatisierungsgrad	Mittel*	Niedrig	Sehr Hoch	Mittel	Hoch
System	E-O Pool	E-O Markt	E-O Markt	KM	DKZ
Kernelemente...					
...keine Preisobergrenze	×	×	✓	×	✓
...Mengenfreiheit	✓	✓	✓	×	✓
...Teilnahmefreiheit	×	✓	✓	×	✓
Systemwechsel erfolgt	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein
Systembewertung					
...kein Eingriff erfolgt	×	×	×	×	×
...Preismechanismus funktioniert	✓	✓	×	✓	×
...Reserveniveau erreicht	✓	✓	✓	✓	✓

* Teilgebiete weisen sehr unterschiedliche Grade auf; E-O=Energy-Only; DKZ=Direkte Kapazitätszahlung; KM=Kapazitätsmarkt.

Der deutsche Markt folgt in seiner Struktur einem Energy-Only-System, wobei im Vergleich zu Schweden und Australien bisher keine Markteingriffe in Form von Preisobergrenzen oder Ausschreibungen für langfristige Kapazitätsreserven erfolgt sind. Ob der Markt in Deutschland funktioniert oder nicht, kann nicht eindeutig geklärt werden. Hinsichtlich der historischen Versorgungssicherheit kann festgehalten werden, dass in Deutschland stets ausreichend Kapazitäten zur Deckung der Nachfrage vorhanden waren, was allerdings auch durch Restbestände an Erzeugungskapazitäten aus den Zeiten vor der Marktliberalisierung bedingt wird. Dementsprechend sind die Preise in Deutschland im Vergleich zur Gesamtanzahl der Stunden auch selten über 100 oder 500 €/MWh gestiegen.

Unabhängig davon, ob das Marktsystem bestehen bleibt oder nicht, ergeben sich Probleme, welche aufgrund des gesellschaftlichen Konsens hinsichtlich des stärkeren Einflusses der Umweltpolitik auf den Energiesektor nicht vermeidbar sind und im

Marktdesign Berücksichtigung finden müssen. Es gilt, drei fundamentale Themenkomplexe zu analysieren und zu bewerten.

- Der Ausbau der EE erfordert einen konventionellen Schattenpark. Da dieser bei abnehmenden Volllaststunden immer teurer wird, stellt sich die Frage nach der Balance aus dem Ausbau EE einerseits und den damit verbundenen Kosten der Sicherstellung eines gewissen Versorgungsniveaus andererseits.
- Die fortschreitende Marktintegration bis hin zum gemeinsamen europäischen Binnenmarkt für Strom ist weiter zu forcieren. Der relevante Markt muss in seinen Grenzen eindeutig definiert sein, bevor ein neues Marktsystem implementiert wird.
- Nachfrageseitige Möglichkeiten zur Senkung des Strombedarfs bilden die dritte wichtige Herausforderung. Ein System, welches in seinem Bedarf nach Strom flexibel reagieren kann, schafft klimaschonende Möglichkeiten zur Vermeidung von Stromausfällen und dient als wettbewerbsökonomisches Element zur Eindämmung von Marktmachtmissbrauch.

Bei der Implementierung eines Kapazitätsmarktes existieren viele wichtige Stellschrauben im System, welche großen Einfluss auf das Gesamtdesign und auch die volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit gegenüber Energy-Only-Systemen haben. Einige dieser Systemelemente können vor allem durch politischen Einfluss negative Auswirkungen haben. Dazu zählen so grundlegende Faktoren wie die Festlegung der Teilnahmebedingungen und die Festsetzung der Parameter zur Bestimmung des VoLL, Ausübungspreises, der Gebotsgrößen et cetera. So hängt etwa der Referenzwert für die benötigte Kapazität davon ab, ob die gesamte Nachfrage durch einen konventionellen Park gespiegelt werden muss oder auch ein Vorhalten von weniger Kapazitäten ausreichen könnte. Wenn beispielsweise statt 79 GW plus 10% nur 60 GW plus 10% gebraucht würden, hätte das erhebliche Auswirkungen auf den Kapazitätspreis. Je höher der Referenzwert, desto höher ist der Anteil jener Kraftwerke, die nur wenige Stunden im Jahr Strom erzeugen. Es gibt außerdem drei weitere kritische Punkte, welche gegen eine derartige Lösung sprechen können.

1. Eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt geht mit der Verpflichtung zur Teilnahme am Energiemarkt einher. Dies bedeutet, dass ausländische Teilnehmer die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen dauerhaft mieten müssten, damit sie das Versprechen der permanenten Bereitschaft auch erfüllen können. Aus rein ökonomischer Sicht stellt die Finanzierung ausländischer Kraftwerke insofern kein Problem dar, als dass diese für den Zeitraum des Kontraktes dauerhaft dem Markt angehören. Auf politischer bzw. gesellschaftlicher Ebene gilt es allerdings zu klären, ob die Finanzierung von ausländischen Kraftwerken gewünscht wird. Konkret lautet der Vorwurf, dass deutsche wie österreichische Konsumenten die Versorgungssicherheit anderer Länder bezahlen. Dem ist klar entgegen zu halten, dass die Kraftwerke sich verpflichtet haben, in den deutschen Markt zu bieten. Erst, wenn diese Kraftwerke nicht gerufen werden, besteht für sie die Möglichkeit im heimischen Energiemarkt Strom zu veräußern.

2. Ebenso ergeben sich Querfinanzierungen im umgekehrten Fall, wie Euroelectric (2011) für den Fall eines Couplings zwischen Kapazitätsmarkt und Energy-Only-Markt plus Notreserve zeigt. Da der nationale Bedarf im Kapazitätsmarkt plus einer zusätzlichen Reserve gedeckt wird, steht diese Reserve zunächst primär dem deutschen Kapazitätsmarkt zu. Da diese Überkapazitäten jedoch nur in sehr wenigen Fällen im Jahr gebraucht werden, können diese beim Coupling anderen Gebieten zur Verfügung stehen. Somit trägt das System mit Kapazitätsmarkt, in diesem Fall Deutschland/Österreich, zwar alleine die Kosten der Bereitstellung des Kraftwerks, aber es profitieren zusätzlich auch die europäischen Nachbarstaaten von dem Beitrag dieses Kraftwerks zur Systemsicherheit.
3. Eine weitere Konsequenz ist, dass die Marktsysteme auch unterschiedlich hohe Investitionsanreize hinsichtlich der Standortwahl liefern. Sind diese Unterschiede hoch genug, ergeben sich im europäischen Kontext Fehlallokationen in der Erzeugung, d.h. neue Engpässe zwischen den Ländern können entstehen. Dies ist eine langfristige Gefährdung der Idee eines europäischen Binnenmarktes und somit ist ein lokaler Kapazitätsmarkt im europäischen Verbund von Energy-Only-Märkten eher inakzeptabel.

Kapazitätsmärkte sind vor allem langfristige Märkte mit Handelszeiträumen, die sich je nach Ausgestaltung auf wenige Jahre oder sogar ein Jahrzehnt erstrecken können. Somit wird auch deutlich, dass ein deutscher Alleingang seinen vollen Effekt erst mit großer Verzögerung zeigen würde. Jedoch ist gleichzeitig zu erwarten, dass die marktliche Integration der europäischen Strommärkte in den nächsten zehn bis zwanzig Jahren deutlich angestiegen sein dürfte. Ein einzelnes Kapazitätssystem kann im europäischen Kontext eher eine Systemstörung verursachen. Dies spräche erneut gegen eine Implementierung.

Eine Verbesserung der wettbewerblichen Situation ist durch einen Systemwechsel eher nicht zu erwarten. Marktmacht ist auf Kapazitätsmärkten systemimmanent und kann entweder nur durch Hilfsmechanismen mit Nebeneffekten, z.B. Preisobergrenzen, oder durch schwere Eingriffe in den Markt, z.B. eigentumsrechtliche Entflechtung, zu einem gewissen Grad eingedämmt werden. Einzig der Einstieg neuer Wettbewerber gilt als reine marktliche Lösung. Dagegen bieten Kapazitätsmärkte, vor allem mit lokalen Engpassaufschlägen, keinerlei Lösung.

Hinsichtlich der Implementierung eines Kapazitätsmarktes im europäischen Raum lässt sich zunächst festhalten, dass die Probleme eines nationalen Kapazitätsmarktes, z.B. die Verlagerung des Marktmachtproblems, im europäischen Modell die gleichen sind. Jedoch entfällt im Gegensatz zu einem nationalen Kapazitätsmarkt das Querfinanzierungsproblem aufgrund von Systemarbitrage. Da, in Abhängigkeit der vorhandenen Netzkapazitäten an den jeweiligen Grenzkuppelstellen, eine gewisse Reserve in jedem Land vorgehalten wird, ist diese Reserve nicht durch ein einziges Land zum Wohle anderer Länder finanziert worden. Daran anknüpfend wird im europäischen Raum kein Anreiz zur übermäßigen Ansiedlung von Kraftwerken im Kapazitätsmarkt aufgrund von Systemarbitrage erzeugt (Kapazitätszahlung vs.

keine Zahlung).

Problematischer gestaltet sich die Verpflichtung zur Erzeugung im jeweiligen nationalen Kapazitätsmarkt bzw. in jenem Gebiet, in dem das Angebot akzeptiert wurde. Wenn beispielsweise ein polnischer Anbieter aufgrund erwarteter höherer Kapazitätsszahlungen im deutschen Markt mitbietet, müsste dieser seine Kapazitäten stets zuerst in den deutschen Day-Ahead-Markt (und je nach Gestaltung auch in den Real-Time-Markt) bieten, obwohl der Optimierungsalgorithmus für das europäische System eine andere Lösung vorsehen könnte. Eine Behebung dieses Problems könnte dadurch erfolgen, dass der Exporteur zwar in die vorgesehene nationale Börse bietet, jedoch der europäische Dispatchprozess Vorrang hat und somit über das Gebot entscheidet. Dieses Problem verschärft sich, wenn Engpassgebiete, d.h. lokale Kapazitätspreisaufschläge, eingeführt werden, welche sich nicht auf nationale Grenzen beschränken, sondern gemäß der tatsächlichen Größe ergeben. Eine Netzeinspeisegebühr würde dieses Problem neben dem im Abschnitt zuvor angesprochenen Problem der Marktmacht ebenfalls beheben. Insgesamt ist die Einführung eines Kapazitätsmarktes nur auf europäischer Ebene anzustreben, da eine lokale Variante dem ursprünglichen Gedanken eines gemeinsamen Marktes widerspricht. Dies setzt jedoch eine Einigung auf ein geeignetes Kapazitätssystem voraus. In der folgenden Tabelle sind zwei mögliche Ausgestaltungen als Ergebnis der Untersuchung zusammengefasst, die davon abhängen, wie hoch die Bereitschaft zur kurzfristigen Veränderung des Marktes ist. Die wichtigste Unterscheidung liegt hierbei in der Teilnahmebedingung, da sich die restlichen Abweichungen aus der weiteren Analyse ergeben.

Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes

Elemente	System I	System II
Teilnahmepflicht	Nein	Ja
Teilnehmer	Alle außer FEE	Alle außer FEE
Handelssystem	Indiv. Auktion	Descending Clock Auktion
Energiemarkt	Indiv. Ausübungspreis	Var. Ausübungspreis
Engpassaufschlag	Nein	Möglich
Einführung	Kurzfristig	Langfristig

Quelle: Eigene Darstellung.

Die erste entscheidende Stufe betrifft die Frage nach der Notwendigkeit des Systems. Wird ein Energy-Only-Markt, wie er in Deutschland derzeit existiert, als nicht mehr funktionsfähig zur Absicherung der Versorgung erachtet, so muss dies administrativ geschehen. Dies erfordert ein Kapazitätsmarktsystem mit verpflichtender Teilnahme der Erzeuger und Versorger („System II“). Wird dem Prinzip des Energy-Only-Marktes noch vertraut, jedoch eine zusätzliche Möglichkeit zum Handel von Absicherungsprodukten als wichtig erachtet, so könnte die mit „System I“ bezeichnete Variante sinnvoll sein. Die skizzierten Märkte besitzen allerdings immer noch die üblichen Probleme eines Kapazitätsmarktes.

In beiden Vorschlägen sollen fluktuierende erneuerbare Energien von der Teilnahme

eher ausgeschlossen werden, da jeder Erzeuger in einem Kapazitätssystem eine Garantie zur Leistungserbringung geben muss. Dies ist aufgrund der Eigenschaften des Primärenergieträgers jedoch ohne die Verwendung ausreichender Speichermöglichkeiten nicht möglich.

Der Handel der Kontrakte soll über Auktionen erfolgen und langfristig ausgelegt sein, d.h. der Handelszeitpunkt soll mehrere Jahre vor Beginn des Lieferzeitraums liegen. Der letztgenannte Punkt soll sowohl einer gewissen Planungssicherheit dienen als auch die Markteintrittsbarrieren für potenzielle Erzeuger senken.

Abhängig vom ersten Entscheidungsschritt, also der Freiwilligkeit der Teilnahme, ändern sich die gehandelten Produkte und die Auktionen. In System I sollen die Erzeuger ähnlich Auktionsplattformen wie eBay oder Amazon ihre Mengen kombiniert mit einer Call-Option (Ausübungspreis) auf dem Energiemarkt anbieten. Der erzielte Auktionspreis ist der Kapazitätspreis und gleichzeitig der Optionspreis für den Ausübungspreis auf dem regulären Energiemarkt. Im Fall einer verpflichtenden Teilnahme, System II, soll die Auktion einer sogenannten Descending-Clock folgen. Hierbei schreibt der Marktbetreiber eine Gesamtmenge an notwendiger Kapazität aus, auf welche die teilnehmenden Erzeuger bieten. Der Preis für Kapazitäten wird kombiniert mit einem Ausübungspreis für Energie in der Auktion angezeigt. Während der Preis für Kapazitäten schrittweise fällt und für den Ausübungspreis ansteigt, können die einzelnen Erzeuger entscheiden, ob sie weiterhin an der Auktion teilnehmen wollen oder nicht. Ist eine vordefinierte Kapazitätsmenge erreicht, wird die Auktion gestoppt und der letzte akzeptierte Preis gilt dann als finaler Kapazitätspreis.

Innerhalb des Kapazitätsmarktes besteht zusätzlich zum reinen Investitionsanreiz auch die Möglichkeit temporäre Anreize zum lastnahen Kraftwerksbau zu setzen. Dies geschieht über sogenannte lokale Engpassaufschläge. Diese werden für System I ausdrücklich nicht empfohlen, während sie in System II zwar durchaus möglich, jedoch ebenfalls kritisch zu sehen sind. Zudem existieren auch Alternativen, wie z.B. positive bzw. negative Einspeisegebühren, um lastnahe Erzeugung zusätzlich zu belohnen, ohne dass diese an Kapazitätzahlungen gebunden werden müssten.

Als alternative Marktsysteme stehen einerseits die Erweiterung des bestehenden Marktes um ein Preisanreizsystem gemäß VoLL-Bepreisung und andererseits die Ausschreibung einer strategischen Reserve zur Verfügung. Bei beiden Varianten existiert die Möglichkeit, den Eingriff entweder minimalinvasiv, also möglichst marktlich, oder administrativ zu gestalten. Jedoch wird von den administrativen Varianten abgeraten, da selbst geringfügige Fehler in der Bestimmung wichtiger Marktparameter große Ineffizienzen zur Folge haben kann. Die beiden marktlichen Varianten der VoLL-Bepreisung und Kaltreserve sind im Vergleich zu einem vollständigen Kapazitätsmarkt im Aufwand sehr gering. Ein marktlicher VoLL ist hierbei die einfachste Variante und ist jetzt schon im Prinzip umgesetzt, da hierfür nur als Bedingung gelten muss, dass keine Preisobergrenze eingeführt wird.

Durch die VoLL-Bepreisung entstehen zwar hohe Kosten, die unter Umständen poli-

tisch unerwünscht sind. Dennoch ist dies im Vergleich zu Kapazitätzahlungen keine dauerhafte Belastung der Konsumenten, wie etwa im PJM Markt oder in Spanien. Außerdem werden durch die hohen Preise Signale an die Marktteilnehmer gesendet, so dass es beispielsweise zu freiwilligem Lastabwurf oder zum Angleichen des eigenen Verbrauchs an die Lastzeiten kommt. Sind Verbraucher direkt den Preisspitzen ausgesetzt, haben diese einen maximalen Anreiz ihren Verbrauch anzugleichen.

Das Halten von Reservekapazitäten stellt den zweiten Weg dar, die Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen sicherzustellen. Allerdings handelt es sich dabei nicht um eine rein marktliche Lösung. Zwar kann der Markt durch den Vergabemechanismus bestimmen, zu welchem Preis er bereit ist diese Reserve vorzuhalten und welche Kraftwerke diese Aufgabe am kostengünstigsten lösen. Die Entscheidung wie viel Reserve benötigt wird, ist aber rein administrativ.

Bis die europäischen Strommärkte ihre durch die EU zum Ziel gesetzte Marktintegration abgeschlossen haben, ist die marktliche Variante der Kaltreserve zumindest als Übergangslösung eine schnell einführbare Alternative. Die zu tragenden Kosten für die Reserve sind zwar abhängig von der Art der Ausschreibung und dem Grad an Wettbewerb, jedoch dürften die Kosten zumindest geringer sein als die einer Einführung eines vollständigen Kapazitätsmarktes. Derzeit ist eine Einführung für den deutschen Markt nicht notwendig und kann bei isolierter Einführung den effizienten Ablauf des europäischen Market Couplings gefährden.

Unsere Analyse zeigt, dass ein Kapazitätsmarkt für den deutschen Markt in der momentanen Situation nicht zwingend erforderlich ist, deshalb wird von der Einführung eines solchen abgeraten. Sollte er dennoch eingeführt werden, sollte dies ausschließlich auf europäischer Ebene erfolgen, Insellösungen einzelner Länder erscheinen nicht sinnvoll.

Andere Probleme des Strommarktes sollten zuerst behandelt werden. Dazu zählen u.a. die weitere Marktintegration mit den umliegenden Ländern, die marktliche Integration der erneuerbaren Energien und natürlich der Netzausbau auf nationaler und zwischenstaatlicher Ebene. Darüber hinaus sollte die Teilnahme nachfrageseitiger Ressourcen stärker vorangetrieben werden. Reaktion der Nachfrage auf Realbepreisung kann Knappheitssituation lösen oder zumindest entschärfen. Große Nachfrager sollten als Nachfrage an der Strombörse bieten können und so die Last reduzieren, wenn dies ökonomisch sinnvoll ist.

Sollte dennoch eine weitere Absicherung der Versorgungssicherheit politisch erwünscht sein, empfehlen wir Preise auf das VoLL-Niveau steigen zu lassen, also die technisch nötige Preisgrenze auf VoLL zu setzen. Zusätzlich können strategische Reservekapazitäten verauktioniert werden. Strategische Reservekraftwerke müssen dann zu jeder Stunde zum VoLL in den Markt bieten. Sie werden dementsprechend nur gerufen, wenn die Knappheitssituation nicht mehr marktlich gelöst werden kann. Die Vergütung der Kaltreserve, wenn diese gerufen wird, muss so gewählt werden, dass der Marktmechanismus und insbesondere Investitionsanreize durch hohe Preise nicht

beeinträchtigt werden.

Zusammenfassend empfehlen wir, das bestehende Marktsystem nicht grundlegend zu verändern, sondern so anzupassen, dass es auf die besprochenen Probleme reagieren kann. Besonders der Ausbau der erneuerbaren Energien wird den Druck auf den bestehenden Kraftwerkspark erhöhen. Abhängig von diesem Druck können Maßnahmen zur Unterstützung und Erhaltung des notwendigen konventionellen Kraftwerksparks durchaus ein stärkeres Gewicht bekommen. Diese Probleme müssen aber im europäischen Kontext und nicht durch einzelne Staaten gelöst werden.

Executive Summary - English

This report investigates the necessity, chances and problems of implementing a capacity payments scheme into the German power market. Different systems to remunerate the costs of holding available generation capacities in order to complement the existing energy-only market in Germany are discussed. The existence of different types of power markets can be attributed to the different views on how to optimally trade power. Due to its special physical characteristics electric power markets display a higher degree of complexity than other markets. Electric power, for example, cannot be stored and has to be produced to match demand exactly at any given point in time. Additionally, demand does react very inelastic or not at all to changes in actual power prices. Designing power markets has to incorporate all of these special properties.

A first-best solution would require all consumers to know the current power price and to adjust their usage accordingly. Shortages in power supply would then be solved by a decrease in demand in reaction to an increase in the price. The willingness to pay of each individual consumer is expressed by his or her Value of Lost Load (VoLL), that is, the private valuation of the next kWh required to avoid a blackout. The resulting equilibrium of supply and demand - taking into account technical restrictions - translates into a capacity fleet that can cover its entire variable as well as fix costs. Demand in excess of that equilibrium quantity will not be served. Possible rolling blackouts are socially accepted as the costs exceed the individual VoLL. However, the two main assumptions for this approach to work, real time pricing and elastic demand, are currently not sufficiently fulfilled. Hence, possible market designs are second-best solutions. Two different designs are able to address the issues discussed above.

The first design, the energy-only-market, tries to match the first-best solution as closely as possible, with only minor regulatory interventions into the market. Power is traded freely at a central exchange, only prices are limited by an artificial price cap set at the weighted average of the Value of Lost Load. Furthermore, measures are taken to stimulate demand response. However, Cramton and Stoft (2008) iden-

tify two major problems of energy-only markets, namely market power and high investment risks. The latter is attributed to the missing-money-problem, which is rooted in problems associated with determining the VoLL, infrequent hours of actual scarcity situations and price caps below the VoLL. This can result in insufficient investment, or high risk premia, as peak-load power plants cannot cover their fix costs. Thus, security of supply cannot be guaranteed in the long-run.

Securing supply by solving the missing money problem is the base of every capacity payment mechanism, which denotes the second category of possible market designs. The main concern is to reach a certain level of reserve margin. That is, to hold available a sufficient amount of capacity to be able to cover peak demand plus a predetermined markup, to secure that load gets served even at times when demand exceeds former levels of peak demand. Sufficient capacity is provided, if peak-load plants can cover their fixed costs. Hence, the level of capacity prices is based on this class of power plants. This report introduces and discusses three different theoretical models to remunerate the costs of holding available generation capacity, namely:

- Separate trading of power and capacity
- Combination of capacity and power as proposed by Joskow and Tirole
- Combination of capacity and power as proposed by Cramton and Stoft

The separation of power and capacity into two distinctive products traded at different platforms proves to be prone to errors. Firstly, excess profits of a peak-load plant realized in both markets are not offset and therefore overcompensations without any additional social gain are possible. Secondly, the lack of connection of the capacity market to the energy market does not address the possible problem of an abusive use of market power. And finally, too short trading periods (daily or monthly) serve as a barrier to entry, as no incentives are set to enhance competition in the market for power generation.

In both models - by Joskow and Tirole as well as by Cramton and Stoft -, the issues of market power and overcompensation are addressed directly. By means of price caps, a mandatory offer obligation and penalty payments if these obligations are not met, they, at least partially, eliminate the possibilities to abuse market power on the energy market. However, in both models the market power problem is not entirely solved but transferred to the capacity market. Additionally, both approaches require the determination of several parameters, which are essential for the market mechanism to work. Design flaws in these parameters will have significant influence on the behavior of the participants and the performance of the market. Apart from that, well designed capacity markets are, at least theoretically, able to provide a secure and efficient supply in the short and long-run.

Liberalization efforts around the world created a wide range of different market mechanisms, which can be classified by the degree of regulatory intervention. The in-depth analysis of the two theoretical market models which can be seen as the two extreme points of a whole spectrum of different realizations which lie somewhere

in-between, requires to look at real-life examples to learn and analyze the problems and opportunities. Therefore, five countries have been chosen each representing a distinctive market design. Objects of interest were for example the degree of market intervention, price mechanism, security of supply and Potential degree of distortion of the market outcome. A clear judgment, however, on the superiority of one system over the others is not possible. The unique conditions of each market and its respective environment, the absence of directly comparable control groups and the relatively short period of freely available data limit the capabilities to assess the long-run security of supply.

In several countries the original design has changed since liberalization, apparently either as a reaction to insufficient investment or because the design was not able to confirm the initial confidence placed in it. In Australia and Sweden capacities are held as an emergency reserve, if both, the transmission network and the conventional market based fleet of power plants are not able to serve load. The case of Sweden shows that a power plant portfolio which relies mainly on only two sources, namely nuclear and water, can run into trouble under certain circumstances. In some cases, even the integration into the Nord Pool could not compensate the weather-induced breakdown of several power plants. Similar situations have been observed in Australia, where combined breakdowns of power plants and parts of the transmission network led to rolling blackouts. However, in case of neither country the problems can be traced back unambiguously to the respective market design. The notion that energy-only markets do not provide sufficient investment therefore remains a suspicion. There is no creditable proof in favor or against this type of market design.

The difficulties to come to a clear judgment about the superiority of a market system over others become visible in the case of the UK, where there had been a change from an energy-only pool with capacity payments to a pure energy-only system. Main reason for abolishing the old system was the systematic manipulation of the actual capacity payments on the part of the generating companies. However, the current energy-only system based on bilateral contracts may again be replaced by another market solution combined with a capacity mechanism. The lately suggested market reform is motivated by doubts that an energy-only system alone cannot provide the desired level of resource adequacy.

In contrast to the simple energy-only-systems, the PJM market in the US shows how complex and error prone a capacity mechanism can be. The first system introduced as part of the energy market liberalization was reformed fundamentally in response to occurring problems. In the new system a wide range of parameters have to be set administratively that have a substantial influence on the market outcome and hence the security of supply. While the primary goal of resource adequacy is clearly achieved by this model, its performance with respect to competition and efficiency is highly debatable. Still, the system provides some means to counter market power, like the implementation of price caps if certain tests on the existence of market power are failed. In Spain, the capacity payment model is considerably less complex than the PJM market. Nonetheless, the price to be paid for this simplicity is a further reduction in the free play of market forces. The capacity payment is set

Overview of country analysis

Criteria	Australia	Sweden	UK	PJM	Spain
Liberalization	1998	1996	1990	1998	1997
Degree of Privatization	Medium*	Low	Very High	Medium	High
System	E-O Pool	E-O Market	E-O Markt	KM	DCP
Main elements...					
...no price cap	×	×	✓	×	✓
...free capacity choice	✓	✓	✓	×	✓
...Participation free	×	✓	✓	×	✓
System change	No	No	Yes	No	No
System assessment					
...no intervention	×	×	×	×	×
...price mechanism functions	✓	✓	×	✓	×
...Reserve margin reached	✓	✓	✓	✓	✓

* Diverging degree in subregions; E-O=Energy-Only; DCP=Direct capacity payment; CM=Capacity Market.

administratively and is, as a result, prone to political influence and arbitrariness. Even though there had not been an entire change in the system, significant changes occurred since liberalization.

The German market can basically be described as an energy-only market, whereas there are no interventions into the market system such as binding price caps or the auctioning off of long-term capacity reserves as is the case in Australia or Sweden. Again, a clear cut judgment if the market provides sufficient resource adequacy cannot be made. With regard to the historic security of supply, there have always been enough generating capacities to serve demand. This, however, is not a clear evidence for the good long-term performance of the market mechanism, as there still exists considerable generating capacity from the preceding regulated monopoly period. Accordingly, prices in Germany have been moderately low and have hardly exceeded 100 or 500€/MWh. Irrespective of that discussion, the German market design has to be able to cope with the social and political changes in Germany. Especially decisions regarding the environmental development of the country have important influence on the market system. Therefore, the current market system has to be evaluated according to the following three main points:

- The further expansion of renewable energy generation will require the existence of a shadow fleet of conventional power plants. As the utilization of those plants is reduced, the costs for operating and keeping them connected to the network will increase. There has to be a trade-off between the increasing share of renewable generation resources and the cost of securing resource adequacy by means of the conventional fleet.

- Market integration among European countries will advance. Therefore, the relevant market has to be defined explicitly before introducing major changes into the current system.
- Increasing the demand response is the third important factor. It is crucial for future systems to enable load to react flexible to price changes, thereby reducing market power and avoiding blackouts through load reduction in a climate neutral way.

If a capacity market is introduced a wide range of parameters has to be set, which have an enormous impact on the market outcome and hence decide on the Potential economic superiority over the current system. Some of these critical parameters like participation rules, calculation of the VoLL, strike price, type of auction design, etc. are prone to substantial political distortion. Besides, there are important arguments against a capacity market covering only the German market area, which is already integrated quite well to the rest of Europe:

1. Participating in the capacity market comes with the obligation to bid into the energy market. Power plants from outside Germany therefore have to permanently reserve cross-border transmission lines, in order to be able to satisfy their obligations. Financing foreign capacities is unproblematic from an economic point of view; yet, if this is an acceptable outcome is and will remain a political and social question. The main concern is that German and Austrian consumers are going to pay for resource adequacy in other countries. This, however, will not be the case as these power plants are obliged to serve German and Austrian customers first, only if these capacities are not needed foreign customers can be served.
2. Euroelectric (2011) shows that coupling an energy-only market with reserve capacities and a capacity market leads to cross-financing between the systems. The goal of the capacity market is to serve the national load and to provide an adequate reserve margin, thus the reserve over and above the load is mainly meant to serve the national market. However, this additional capacity is only needed for a few hours during the year and can therefore serve foreign load when it is not needed within the capacity market area. This area, here Germany and Austria, bears the costs for providing the capacities, while the neighboring countries benefit from a higher level of security of supply.
3. Additionally, under such a regime the different market systems in Europe would then provide different investment incentives. If those differences are large enough, misallocations within the European market area are likely, which will contradict efforts to reduce situations of congestion between countries. This, see for example Electrolux (2011), works of course against the idea of a common European power market. A local capacity market within the European network, consisting of mainly energy-only markets, is thus unacceptable. An obligatory capacity market would enforce this effect, and thereby increase the costs to consumers. The reference point for the required capacity depends on the reliability of renewable resources. If for example only 60 GW plus 10%

instead of 79 GW plus 10% have to be covered by the conventional fleet, the effect on the capacity price would be substantial. The higher the reference point, the higher the share of power plants which are used only a few hours a year.

Capacity markets take their full effect only in the long-run. The trading horizon lasts from several years up to a whole decade. An isolated German solution would take years to show first results. Since the integration of the European power markets is expected to advance significantly in the coming ten to twenty years, a German capacity market would counteract those integration efforts and thus speaks against a unilateral implementation of a capacity mechanism on the part of Germany.

A change in the system from an energy-only to a capacity market is not expected to enhance competition. A certain degree of market power is inherent to capacity markets. Price caps which aim to limit this market power can cause a missing-money problem. Other measures to counter market power, like expropriation, involve heavy intervention into property rights. The only market based solution is market entry. Capacity markets with locally restricted areas and price premia paid in these areas, however, do not necessarily support new entrance in the intended way. The following table presents two alternatives to designing a capacity market, depending on the willingness to alter the current system. The most important parameter is to decide who can and who has to participate, all other parameters are contingent on that decision.

A European capacity market raises the same issues and problems as a national one. As on the national level, market power is for example transferred from the power market to the capacity market. Only the problem of one country financing the resource adequacy of its neighboring countries disappears. Depending on the capacities of the cross-border, every country holds a certain reserve margin and thus, it is not only one country building up a reserve and all other countries free-riding on that additional level of resource adequacy. Furthermore, since there are no locally differentiated capacity payments, no incentives are set to build up a cluster of capacity only in certain areas (i.e. those with a capacity payment scheme).

One further problem is the obligation to deliver within the local area the bid got accepted in. If, for example, a Polish power plant bids into the German capacity market and gets accepted, it has to deliver firstly to German customers, even though the optimal dispatch would allocate the power plant to a different region. One solution to this problem is that the respective power plant has to bid into the day-ahead market it is obliged to, but the optimal European dispatch is not affected by that but instead optimizes the usage of power plants regardless of regional capacity markets. This effect aggravates if local restricted areas are not defined by national borders but by their actual occurrence. However, imposing a feed-in tariff will solve this problem as well as the market power issues discussed before.

To sum up, if a capacity market is needed, the implementation can only take place on a European level. A separate solution for different regions would counteract the idea of a common market. This of course requires a commitment to one market de-

sign, like the one proposed in this report. The problems associated with a capacity market remain valid, though.

This report presents two possible options for the implementation on a national as well as a European level. The main question is of course, if the system is needed in the first place. If an energy-only market, like the current German system, is assumed not to be able to meet the requirements of resource adequacy, the regulator has to intervene to secure supply. This implies an obligatory participation of load and supply („System II“). If on the other hand, the trust into the energy-only system is not totally shaken and only a safeguard on behalf of additional security products is needed, System I should be pursued.

Capacity market design

Elements	System I	System II
Mandatory	No	Yes
Participants	All except FRR	All except FRR
Trade mechanism	Indiv. Auction	Descending Clock Auction
Energymarket	Indiv. Strike Price	Var. Strike Price
Local Price Adder	No	Possible
Introduction	Short-run	Long-run

Source: Own graphic.

In both systems fluctuating renewable resources should rather be excluded from the capacity mechanism, as they cannot guarantee to deliver on demand. Without advanced storage technology wind and solar power cannot accomplish the demands of a capacity market.

The actual trade should be conducted by a long-term auctioning mechanism. The trading period should thus be several years before the actual delivery period. This is to achieve security in planning and to reduce barriers to entry.

The traded product in the auction depends on the first decision that has to be taken, that is, whether the participation should be mandatory or on a voluntary basis. System I allows generators to offer their capacity combined with a strike price similar to auctions on eBay or Amazon. The final price of the auction constitutes both the capacity price and the strike price for the call option on the power market. In System II, with mandatory participation, a descending clock auction is chosen. The market operator sets the amount of capacity which is needed plus a reserve and the generators bid for this capacity. The capacity price will be displayed together with a corresponding strike price for energy. While the capacity price is descending gradually, the strike price is increasing, and the generators can decide whether to stay in the auction or to leave it. As soon as the desired capacity level is achieved, the auction stops and the last accepted bid determines the capacity and strike price, respectively.

Beside the pure investment incentives, the capacity market can also use local mar-

kups for congested areas to set incentives to build plants located close to load centers. This is possible for System II but is not recommended for System I and even if intended to be implemented in System II, it has to be assessed critically and carefully. Another feasible way to stimulate investment where it is needed most is the implementation of positive or negative feed-in tariffs. This has the advantage, that the capacity mechanism remains unaltered.

Alternatively to a capacity mechanism, price caps can be abolished to allow prices to rise up to the VoLL and send the correct scarcity signals, or strategic reserves could be hold in order to backup the current market system. Either way, the design can be minimal invasive with the focus on letting the market work as freely as possible, or the regulator can intervene administratively. Again, the latter variant is not recommended, since even small errors in setting the respective parameters can lead to massive distortions in the market outcome.

The implementation of market based VoLL-pricing or a strategic reserve is, compared to the implementation of a capacity market, unproblematic and far less costly. The non-administrative VoLL is hereby the easiest option and is basically already implemented, since the only requirement is that there is no price cap, hence giving prices the chance to rise up to the VoLL-level. In consequence, the level of the VoLL will then be indicated by the market. The drawback in this system is that occasionally high prices can be politically undesired. However, those infrequent high prices have to be traded off against a permanent burden to consumers under a capacity payment regime, like the ones in the PJM market or in Spain. So the more important comparison is not between the energy prices induced in energy-only and capacity systems, but the total costs to consumers in each system. Additionally, the high prices signal scarcity not only to generators but also to load and therefore stimulate demand response. If demand is directly exposed to (high) prices, the incentives to react, and hence adjust demand accordingly are maximal.

Holding strategic reserves is another way to secure supply in situations of scarcity. This, however, is not a market based solution. The level of reserve capacity is set administratively. Yet, choosing the right tendering mechanism enables the market to indicate the most efficient power plants to accomplish this task. Until the market integration has proceed as constituted by the EU statutory, a marked based strategic reserve, that is auctioned off, is an appealing way to achieve resource adequacy. The induced costs depend on the auction mechanism and the degree of competition within those auctions, but are expected to be substantially lower than those caused by the implementation of a full-blown capacity market.

Our analysis shows that, given the current situation, an implementation of a full-blown capacity market in Germany is not recommended. Furthermore, in the context of converging European power markets it is particularly undesirable to restrict the capacity market to the German market area. If a capacity market is deemed necessary, it should cover the whole integrated European power markets, i.e. a uniform trading system is necessary on a European level.

Other vital issues need to be addressed before a capacity market is introduced. It is of utmost importance that integration of power markets may proceed unhindered, renewable resources are implemented into the system on market basis and that the power transmission network is upgraded continuously within and between the countries. On top of that, measures should be taken to enable demand response resources to participate in the energy market. A flexible reaction to actual power prices can solve or at least reduce the severity of scarcity situations. Large consumers should be able to bid as power plants at the exchange and reduce load when this is economically efficient.

If, however, a further safeguard against blackouts is politically wanted, we recommend removing any price cap below the level of the VoLL. Additionally, strategic reserves should be tendered. Capacities which are chosen to be strategic reserve, bid at the VoLL into the market. They only get dispatched when the conventional power plant fleet is not able to serve load, thus are last resort capacities. The remuneration of the strategic reserve should not distort the market mechanism itself and investment incentives in particular. These recommendations only aim at providing a security bridge until the full geographic extent of the European power market has been reached. In this event, the market system decision has to be made, i.e. should the European market follow the energy-only approach or not.

1 Einleitung

Seit Beginn der Liberalisierung der Stromwirtschaft in vielen Ländern vor etwa zwanzig Jahren ist nahezu jedes Marktsystem durch zahlreiche Eingriffe in den Marktmechanismus geprägt worden. Die Gründe hierfür liegen neben politischen Kurswechseln in der Energiepolitik auch in ökonomischen Erwägungen, welche einem mangelhaften Marktsystem anzulasten sind.

In den frühen Stadien der Marktöffnung galt zunächst das aus anderen Netzindustrien bekannte Paradigma der Liberalisierung und Privatisierung, welches durch eine so genannte Re-Regulierung flankiert wurde. Diese Re-Regulierung war im Zuge von Liberalisierungsprozessen zwangsläufig notwendig, weil aufgrund der bestehenden oftmals monopolisierten Marktstrukturen auf verschiedenen vertikalen Ebenen sowie der Existenz natürlicher Monopole, eine Entwicklung funktionsfähigen Wettbewerbs auf den prinzipiell wettbewerbsfähigen Stufen des Marktes unwahrscheinlich ist. Der Fokus früherer Phasen der Liberalisierung netzgebundener Industrien liegt somit üblicherweise auf der Förderung des Wettbewerbs auf der Endkundenebene und somit auf nachgelagerten Märkten. Dabei spielen die durch den Wettbewerb erzielten niedrigeren Preise eine wesentliche Rolle. Zu diesem Zweck wurden in der Regel unabhängige Regulierungsbehörden gegründet, welche eine ex-ante-Regulierung bestimmter Stufen der Wertschöpfungskette netzgebundener Industrien übernahmen.

Im Laufe des Liberalisierungsprozesses verschob sich der Fokus der Regulierung inzwischen aber vom statischen Effizienzgedanken vermehrt in Richtung der Erfordernisse dynamischer Effizienz (zum Spannungsverhältnis zwischen statischer und dynamischer Effizienz siehe Dewenter et al., 2009: 64-66). Während statische Effizienz den Zusammenhang zwischen Wettbewerb und niedrigen Preisen betont, kommt im Rahmen dynamischer Effizienz die Bedeutung von Innovationen und Investitionen stärker zum Tragen. Die ökonomische Innovationstheorie zeigt sowohl in theoretischen als auch empirischen Studien, dass statisch effiziente (Grenzkosten-) Preise üblicherweise keine adäquaten Innovations- bzw. Investitionsanreize generieren (siehe z.B. Kapitel 3 in Aghion und Griffith, 2005). Diese Problematik trifft in besonderem Maße auf Energiemärkte und hier den Markt für Energieerzeugung zu. Hier entsteht auch der direkte Zusammenhang zwischen Investitionsanreizen und der inzwischen im öffentlichen Diskurs oftmals angesprochenen Versorgungssicherheit.

Die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit spielte anfangs in regulatorischen Entscheidungen selten eine große Rolle, da die aus der monopolistisch geprägten Zeit vor der Liberalisierung stammenden Erzeugungskapazitäten stets in hohem Maße ausreichend waren und Stromausfälle meist nur durch exogene Schocks oder kombinierte Erzeugungs- und Netzausfälle entstanden und im Durchschnitt von nur sehr kurzer Dauer waren. Ein Engpass ausschließlich aufgrund zu geringer Erzeugungskapazitäten ist etwa in Deutschland bis heute nie verzeichnet worden. In der Vergangenheit haben offenbar ausreichende Investitionsanreize in Kraftwerke bestanden, sodass bisher die Sorge um die Versorgungssicherheit ein nachrangiges Problem war. Im Zuge gesellschaftlicher und umweltpolitischer Veränderungen soll die Energieversorgung

künftig vermehrt auf Basis (fluktuierender) erneuerbarer Energien umgestellt werden. Die Bundesregierung hat außerdem, obwohl sie erst zuvor die Laufzeiten der Kernkraftwerke verlängern ließ, in den Nachwehen der Katastrophe von Fukushima den Atomausstieg eingeleitet und zudem beschleunigt. Der Umbau des deutschen Kraftwerksparks wurde zum zentralen Ziel deutscher Energiepolitik erklärt. Dazu gehört, dass die erneuerbaren Energien dabei von flexiblen Kraftwerken, z.B. Gas- und Dampf-Kraftwerke, flankiert werden sollen, um die Fluktuationen auszugleichen. Damit wird neben der nicht-marktlichen Vergütung von erneuerbaren Energien und dem Atomausstieg ein weiteres Mal in den Marktmechanismus eingegriffen.

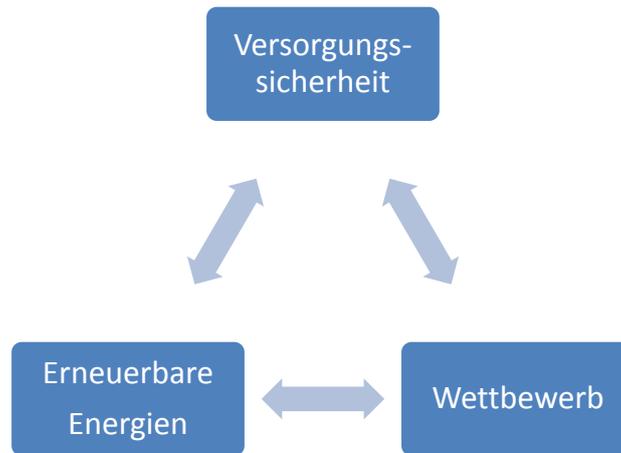
Daraus erwächst ein zunehmend größer werdendes Dilemma zwischen den drei interdependenten Zielen Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit und Stromproduktion auf Basis von fluktuierenden erneuerbaren Energien.¹ Es stellt sich also die Frage, ob das derzeitige Marktsystem unter diesen Umständen weiterhin in der Lage ist, Wettbewerb und Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten oder ob dies durch ein anderes Marktsystem geschehen sollte. Die aufgrund der Ziele der Bundesregierung erforderlichen Umstrukturierungen des Kraftwerksparks lassen sich nur durch hohe Investitionen realisieren. Es stellt sich also die Frage, ob das aktuell existierende Marktsystem solche Investitionen in ausreichendem Maße stimulieren kann oder ob andere Marktdesignlösungen notwendig werden.

In dieser Arbeit werden die Vor- und Nachteile alternativer Marktsysteme in Deutschland untersucht. Vor allem werden Probleme einer möglichen Implementierung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland aufgezeigt. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass eine Abschätzung der Folgen einer Systemumstellung empirisch nicht exakt quantifizierbar ist. Jedoch soll anhand von Plausibilitätsüberlegungen auf grundsätzliche volkswirtschaftliche Probleme eingegangen werden und ein mögliches Marktdesign präsentiert werden. Hierzu geben wir zunächst eine Einführung in die grundsätzliche Theorie der Energiemärkte, bevor auf einige unterschiedliche Realisierungen von Marktsystemen eingegangen wird. Es existiert eine Reihe von Marktsystemen, welche sich häufig im Kern ähneln, sich jedoch in ihrer praktischen Ausgestaltung immer noch klar unterscheiden lassen. So gleicht etwa das bisherige deutsche Marktsystem im Grundsatz den Systemen vieler europäischer Nachbarn.

Auch in den Nachbarstaaten ist, wie etwa in England oder Schweden, der Zweifel an der Funktionstüchtigkeit des Marktsystems angewachsen, sodass eine Untersuchung dieser Märkte besondere Relevanz besitzt. Im Anschluss daran folgt eine Analyse des deutschen Strommarkts, vor allem hinsichtlich seiner Versorgungssicherheit und der pivotalen Rolle im europäischen Stromsektor. Daraufhin werden zwei mögliche Umsetzungen eines Kapazitätsmarktmodells diskutiert, welche sich hinsichtlich ihrer räumlichen Marktgröße unterscheiden. Der Bewertung dieser Ansätze folgt eine kurze Übersicht zweier alternativer Marktsysteme. Abschließend werden politökonomische Aspekte einer Marktänderung diskutiert, da Kapazitätsmärkte,

¹Das dritte Element wurde bewusst auf die erneuerbaren Energien begrenzt, da das übergeordnete Thema der Einhaltung der Klimaschutzziele, d.h. Reduktion des CO_2 -Ausstoßes, theoretisch auch über den Ausbau von Atomkraftwerken und Programmen zu Carbon-Capture-Systemen erfolgen könnte. Jedoch wird explizit der gesellschaftliche Weg über die erneuerbaren Energien gewählt.

Abbildung 1: Energy Triangle Dilemma



Quelle: Eigene Darstellung.

wie wir später noch darlegen werden, in einem europäischen Rahmen eingeführt werden müssten und folglich auch die Umsetzungschancen im Rahmen der Europäischen Union eine wichtige Rolle bei der Beurteilung eines Kapazitätsmarktdesigns spielen. Abschließend fassen wir in einem Fazit unsere wesentlichen Erkenntnisse zusammen und geben einen Ausblick auf weitere, noch offene Forschungsfragen, die aus unserer Sicht im Rahmen der Implementierung von Kapazitätsmärkten erwachsen.

2 Grundlagen und Theorie des Strommarktes

In diesem Kapitel werden zunächst die generellen Anforderungen an einen Strommarkt sowie für den späteren Verlauf wichtige Definitionen rund um den Aspekt der Versorgungssicherheit kurz vorgestellt und anschließend die grundlegenden theoretischen Marktmodelle näher erläutert.

Die Ausgestaltung eines Handelssystems für Strom divergiert deutlich von jenem üblicher Produktions- und Konsumgüter. Begründet liegt dies in den besonderen Eigenschaften von Strom und den technischen Anforderungen an die Erzeugung und Verteilung von Strom.

- Nichtspeicherbarkeit größerer Strommengen
- Unflexible Nachfrage
- Leitungsgebundenheit
- erschwerte (kurzfristige) Ausschließbarkeit vom Konsum
- Konstante Spannung im Übertragungsnetz.

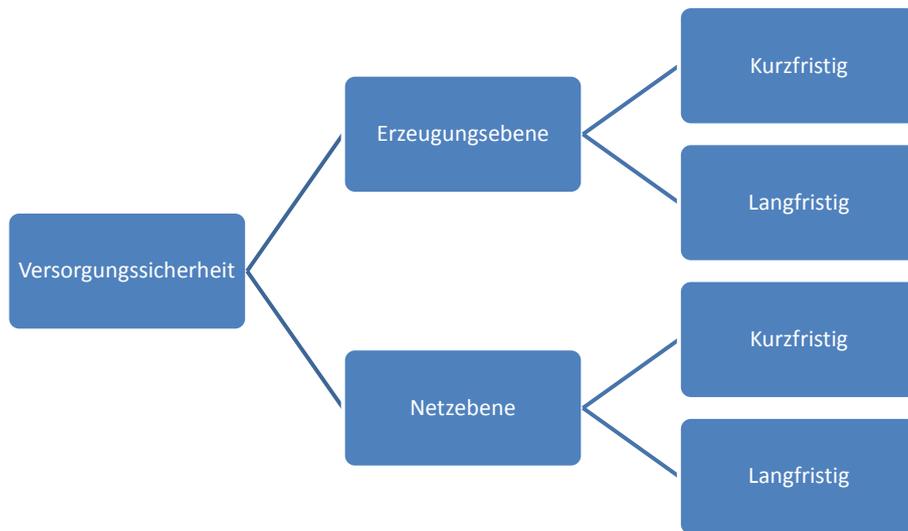
Die Konsequenzen für die Ausgestaltung des Marktes sind weitreichend. Zunächst bedeutet es, dass sich Erzeugung und Last zu jedem Zeitpunkt entsprechen müssen. Da die Nachfrage jedoch zu sehr großen Teilen unflexibel ist und zunächst zu prognostizieren ist, muss stets ein Überschuss an Erzeugungskapazitäten existieren, um sämtlichen Bedarf zu decken. Die damit verbundenen Soll-Ist-Schwankungen werden vom Netzbetreiber über das Regeln vorgehaltener Reserven der Kraftwerkskapazitäten ausgeglichen. Dieser Teil ist also in der zeitlichen Dimension sehr kurzfristig und in jedem Marktdesign zu berücksichtigen. Somit fällt der separate Regelenenergiemarkt im weiteren Verlauf zunächst aus der direkten Betrachtung beim Marktdesign heraus, weil er als Element in jedem denkbaren Marktsystem vorkommen muss.

Stoft (2002) macht vor allem die Inflexibilität der Nachfrage und die fehlende Realbe-
preisung der Konsumenten für die grundsätzlichen marktlichen Probleme des Strommarktes verantwortlich. Hierbei lässt sich die Nachfrage in leistungsgemessene und nichtleistungsgemessene Kunden einteilen. Erstgenannter Gruppe gehört vor allem die energieintensive Industrie an, während letztgenannter Kategorie vor allem Haushaltskunden und kleinere und mittlere Unternehmen angehören. Diese zahlen fixe, meist monatlich abgerechnete Preise, unabhängig von der tatsächlichen Knappheits-situation. Dies hat sehr deutliche Auswirkungen auf das Strommarktdesign, wie in den weiteren Kapiteln gezeigt wird.

Bei der Diskussion über die Leistungsfähigkeit von Strommärkten und Investitionen in den Kraftwerkspark und in Stromnetze wird stets auch die Versorgungssicherheit thematisiert. Dieser Begriff ist einerseits sehr weit gefasst, da er viele verschiedene Bereiche betrifft, andererseits führen alle Bestandteile der unter den Begriff fallenden Sicherheitsaspekte zu einem Ergebnis: Die Versorgung der Industrie und Bevölkerung mit Strom soll möglichst zu jedem Zeitpunkt dauerhaft gewährleistet sein. Es existiert zwar eine Vielzahl an Kategorisierungen der Versorgungssicherheit, siehe beispielsweise Consentec, EWI und IEACW (2008) oder Batlle et al. (2007), jedoch

unterscheiden sich diese meist nur in der Namensgebung und nicht in ihrem Wesen. Für die Ausgestaltung des Großhandelsmarktes für Strom ist eine genauere Einteilung notwendig, da einzelne Teilbereiche der Versorgungssicherheit unterschiedlich betroffen sind. Daher wird die Versorgungssicherheit in zwei Dimensionen mit jeweils zwei Kategorien unterteilt, siehe Abbildung 2. In der ersten Dimension wird unterschieden zwischen ausreichender Versorgung durch Kraftwerks- und Übertragungsnetzkapazitäten. Die zweite Dimension beschreibt den zeitlichen Rahmen, in dem die Versorgung gewährleistet werden soll.

Abbildung 2: Dimensionen der Versorgungssicherheit



Quelle: Eigene Darstellung.

In der kurzen Frist muss mit dem aktuell verfügbaren Stromsystem stets die Nachfrage bedient werden, ohne dass (dauerhafte) Ausfälle entstehen. Dies beinhaltet einerseits den kurzfristigen Ausgleich der Abweichungen der Soll-Ist-Nachfrage durch den Kraftwerkspark in Form von Ausgleichs- und Regelenergie. Dafür steuert der Netzbetreiber selbige Kraftwerke und auch nachfrageseitige Lastabschaltung in diesen Momenten, um technische Anforderungen an das Netz (z.B. konstante Netzspannung) einzuhalten. Die langfristige Versorgungssicherheit befasst sich primär mit der Frage ausreichender Kapazitäten sowohl auf Netz- als auch auf Kraftwerkebene, d.h. generell sind Gleichgewichte zwischen Erzeugung und hohen unerwarteten Lasten möglich.

Von der netzseitigen Versorgungssicherheit wird in dieser Arbeit insofern abstrahiert, als dass die Sicherstellung selbiger nur indirekt mit der Ausgestaltung des Großhandelsmarktes zu tun hat, z.B. bei der Definition von Engpassgebieten. Der Grund dafür liegt darin, dass die Netzebene wegen ihrer Eigenschaften als wesentliche Einrichtung und natürlichem Monopol der Regulierung unterliegt. Eine marktliche Ausgestaltung dieser Ebene ist nicht möglich.

Im Fokus der Arbeit steht die langfristige erzeugerseitige Versorgungssicherheit, wel-

che anhand der Reservekapazität oder Leistungsreserve (Reserve Margin) eines relevanten Marktgebietes errechnet wird. Dabei ist entweder eine Betrachtung auf nationaler Ebene oder im Verbund möglich. Verschiedene Varianten sind dafür möglich, wobei die erste vorgestellte Möglichkeit fehlerbehaftet ist. Diese setzt die vorhandene installierte Kapazität in das Verhältnis zur Spitzenlastnachfrage und zeigt an, ob Systemsicherheit auch innerhalb eines bestimmten Rahmens bei unerwarteten hohen Kraftwerksausfällen und Spitzenlasten gewährleistet ist.

$$RM = \frac{(ICAP - D)}{D} \quad (1)$$

Die Variablen bezeichnen jeweils die Reservemenge (RM), die gesamte installierte Kapazität (ICAP) und die Nachfrage (D). Genauer bezeichnet die Nachfrage die gemessene Jahreshöchstlast, allerdings könnte sie bei einer dynamischen Analyse auch für die kontemporär verzeichnete Nachfrage stehen. Somit ergibt sich für jeden Zeitpunkt die jeweilige Reservemenge. Insgesamt überschätzt dieser Wert die tatsächlich verfügbare Kapazität (Available Capacity, ACAP), da (durchschnittliche) Kraftwerksausfälle berücksichtigt werden müssen.

$$RM = \frac{(ACAP - D)}{D} \quad (2)$$

Aufgrund des immer weiter ansteigenden Anteils der erneuerbaren Energien an der Erzeugung ist auch diese Formel nicht mehr präzise. Begründet liegt dies in der Fluktuation bei Wind- und Solarenergie. Diese sind (bisher) nicht in der Lage, einen signifikanten Prozentsatz ihrer installierten Leistung konstant zu liefern. Somit muss der konventionelle Kraftwerkspark, also Kohle-, Gas-, Öl- und Kernkraftwerke einerseits und Wasser-, Biomassekraftwerke u.ä. andererseits, nicht nur genug Überkapazitäten für die ausreichende Abdeckung der Jahreshöchstlast bereit halten, sondern auch einen Teil der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) ersetzen können, falls deren Erzeugungsleistung ausbleibt. Die Erfahrungswerte bei der Verfügbarkeit liegen in sehr niedrigen Prozentbereichen, wie in späteren Kapiteln gezeigt wird, weshalb das Verhältnis von konventioneller Energie zur Nachfrage abzüglich der erwarteten Leistung durch FEE von Bedeutung ist.

$$New\ RM = \frac{(CACAP)}{(D - E(FRR))} - 1 \quad (3)$$

Hierbei steht CACAP für *Conventional Available Capacity* und FRR für fluktuierende erneuerbare Energien wie Solar und Wind. Somit ergibt sich eine notwendige Reservemenge, die auch den Konsequenzen aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien Rechnung trägt. Die Auswirkungen auf den Mix des Kraftwerksparks werden an dieser Stelle nicht näher erläutert. Jedoch lässt der massive Ausbau der FEE den Schluss zu, dass der zukünftige Mix vom bisherigen historischen Mix abweichen und flexiblere Kraftwerke erfordern dürfte.

Hauptinflussfaktoren für die konkrete Struktur des Kraftwerksparks und die Versorgungssicherheit sind etwa die geographischen Gegebenheiten bzw. der Zugang zu Primärenergieressourcen und die beeinflussbare marktliche Ausgestaltung des Stromgroßhandels. Letztgenannter Faktor muss ersteren akzeptieren und dennoch

zu einem optimalen Kraftwerksmix führen. Bevor auf die theoretische Modellierung eingegangen wird, sind zwei weitere, für die Beschreibung und Analyse von Strommärkten notwendige Elemente zu erläutern.

Value of Lost Load

Die Diskussion des Marktdesigns und die damit verbundene Bewertung der Versorgungssicherheit impliziert die ökonomische Einschätzung und Festlegung des gewünschten Sicherheitsniveaus. Somit stellt sich direkt die Frage der Wertschätzung seitens der Nachfrage nach dem Ausmaß einer (konstanten) Versorgung. Das am häufigsten verwendete Maß zur Berechnung der Wertschätzung ist der *Value of Lost Load* (VoLL). Diese Wertschätzung ist schwierig zu erfassen, da viele Faktoren eine wichtige Rolle spielen (Cramton & Lien, 2000; Stoff, 2002; de Nooij et al., 2007):

- Heterogenität der Kunden (z.B. Industrie- vs. Haushaltskunden),
- Anzahl und Dauer der Lastabschaltung,
- Zeitpunkt des Stromausfalls,
- Möglichkeiten zur Antizipation der Abschaltung.

Vor allem der erstgenannte Punkt ist von großer Bedeutung bei der Berechnung des VoLL. Während Haushaltskunden bei einer Lastabschaltung eine Nutzeneinbuße hinsichtlich der Freizeitgestaltung (z.B. Fernsehen, Licht) und bei Waren und Haushaltsgeräten (z.B. Kühltruhe, Datenverlust) entsteht, wirkt sich ein Stromausfall ganz anders auf großindustrielle Kunden und Krankenhäuser aus. Ein Ausfall ist für Krankenhäuser und ähnliche Gesundheitseinrichtungen (Blutbanken etc.) gravierend, jedoch nicht zu bemessen. Daher fallen diese aus der Berechnung heraus.² Hingegen wäre der mit einem Ausfall der Versorgung verbundene Schaden für großindustrielle Kunden unter Umständen empirisch abschätzbar.

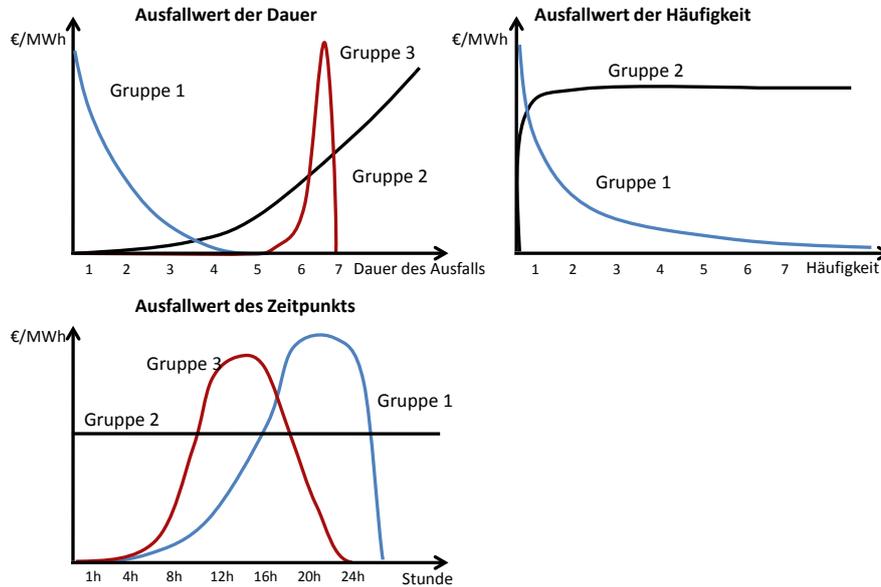
Der Faktor Zeit spielt bei der Abschätzung des VoLL in allen drei Dimensionen eine Rolle. Der Zeitpunkt ist wichtig, da eine Unterversorgung in den Stunden zwischen 8 und 20 Uhr Industriekunden stärker betrifft als Haushaltskunden. Letztgenannte erleiden hohe Nutzeneinbußen eher in den Stunden nach Arbeitsschluss und an Wochenenden. Die Häufigkeit des Auftretens ist ebenso wichtig, da z.B. der volkswirtschaftliche Schaden kurzer, aber häufiger Unterbrechungen von Produktionsanlagen mit langen Anfahrtszeiten größer sein könnte, als etwa im Fall von Geräten der Unterhaltungselektronik.

Ähnliches gilt für die Dauer des Ausfalls, wobei Haushalte dies stärker treffen dürfte als der zuvor erwähnte kurze Ausfall. Die Möglichkeit einer Antizipation von Stromausfällen wird in zwei Kategorien eingeteilt. In der ersten Kategorie sind kritische Einrichtungen (z.B. Krankenhäuser und Atomkraftwerke) und solche Betriebe, deren Ausfall zumindest für eine kurze Zeit überbrückt werden muss (z.B. Rechenzentren), oder schon gesonderte Versorgungsverträge mit Versorgern oder Netzbetreibern geschlossen haben. Diese antizipieren also nicht direkt, sondern sind aus sachlichen Gründen zur Vorsorge verpflichtet. In der zweiten Kategorie sind solche Kunden,

²Schätzungen zum Wert eines Lebens sind sehr problematisch.

die zwar antizipieren könnten (Haushalte, übrige Unternehmen), dies allerdings nicht tun, da die Ausfallwahrscheinlichkeit in den meisten Ländern sehr gering ist oder der damit verbundene Aufwand zu groß erscheint.

Abbildung 3: Beispiele für die Dimensionen des Value of Lost Load



Quelle: Eigene Darstellung.

Da sich praktikable Preisobergrenzen jedoch meist an einem einzelnen Wert festmachen, ist eine Durchschnittsbildung erforderlich. Um den zuvor genannten Dimensionen gerecht zu werden, wäre auch eine Gewichtung denkbar. Zusätzlich müsste eruiert werden, ob es eine gezielte Lastabschaltung gibt, oder ob dies unabhängig und flächendeckend geschieht. Im Fall eines gezielten Lastabwurfs ließe sich dieser in Form einer Merit-Order darstellen. Abhängig von der dann erfolgten Masse an Abschaltungen (in MW) müsste dies in ein Verhältnis zu den entstehenden Durchschnittskosten gesetzt werden.

Im Fall eines unabhängigen, flächendeckenden Ausfalls ist eine Durchschnittsbildung notwendig. Die Definition des Referenzwertes ist äußerst komplex und beinhaltet stets einen gewissen Grad an Willkür, was als Konsequenz die Suche nach einem Näherungswert zur Folge hat, z.B. die Durchschnittskosten für den Ausfall einer Stunde, unabhängig von der Dauer oder Uhrzeit. Jede Stunde potenziellen Lastabwurfs wird an diesem Wert bemessen. Stoff (2002: 158) definiert den optimalen Durchschnittswert des VoLL als

$$V_{LL} = \frac{FC_{Peak}}{D_{LS}} + VC_{Peak}. \quad (4)$$

Hierbei bezeichnet V_{LL} die Opportunitätskosten der Lastabschaltung, D_{LS} die Stunden der Lastabschaltung, die fixen und variablen Kosten eines Spitzenlastkraftwerks sind definiert als FC_{Peak} bzw. VC_{Peak} .

Bei der empirischen Bestimmung des VoLL hat sich bisher noch keine Methode zur Erfassung durchgesetzt. Es sind in den existierenden Studien vier grundlegende Methoden verwendet worden.³ Durch vorherige Befragungen wird die Zahlungsbereitschaft der jeweiligen Kundengruppen für eine Vermeidung eines Stromausfalls bzw. die Kompensation für erlittene Schäden erfasst. Dem ähnlich werden direkt nach Stromausfällen Interviews und Untersuchungen bei den betroffenen Firmen durchgeführt. Es können auch Auflistungen von Folgen eines Stromausfalls, z.B. die Reihenfolge der abgeschalteten Unternehmen/Gebiete, vorgenommen werden, welche dann als Berechnungsgrundlage dienen. Andere Berechnungen legen die tatsächlichen Ausgaben von Industriekunden für eigene Notfallkapazitäten als VoLL zugrunde. Als Letztes sei der makroökonomische Weg der Produktionsfunktion erwähnt. Hierbei wird die Wertschöpfung der jeweiligen Untersuchungsgruppe (z.B. Landwirtschaftssektor) in das Verhältnis zum tatsächlichen Stromverbrauch gesetzt (siehe de Nooij et al., 2007).

Tabelle 1: Auswahl empirischer VoLL-Analysen

Autor	Methode	Land	Zeitraum	∅ VoLL/ kWh
Leahy & Tol	Prodfkt.	Nordirland	2001-07	16-20 €*
	Prodfkt.	Republik Irland	2001-08	10-13 €
Tol	Prodfkt.	Republik Irland	1990-2005	40-43 €
de Nooij et al.	Prodfkt.	Niederlande	2001	6,85 €
Beenstock et al.	Interview	Israel	1990	7 \$
Frontier Economics	Prodfkt.	Deutschland	2008	8-16 €

Quelle: Beenstock et al., 1998; de Nooij et al., 2007; Frontier Economics, 2008; Tol, 2007; Leahy & Tol, 2011. *Es wurden mehrere Werte errechnet, jedoch schwanken die durchschnittlichen Werte innerhalb dieses Intervalls.

Die teilweise sehr starken Schwankungen in den Ergebnissen verdeutlichen das Hauptproblem der VoLL-Berechnung: Das Fehlen geeigneter und akzeptierter Standards. Cramton und Stoft halten die Kalkulation eines VoLL aufgrund von Trittbrettfahrerverhalten in Bezug auf Präferenzoffenbarung seitens der Nachfrager als nicht adäquat realisierbar (Cramton & Stoft, 2006: 24f.). Eine adäquate näherungsweise Bestimmung ist jedoch notwendig, denn die Auswirkungen bei der theoretischen und praktischen Diskussion der Marktausgestaltung sind sehr groß.

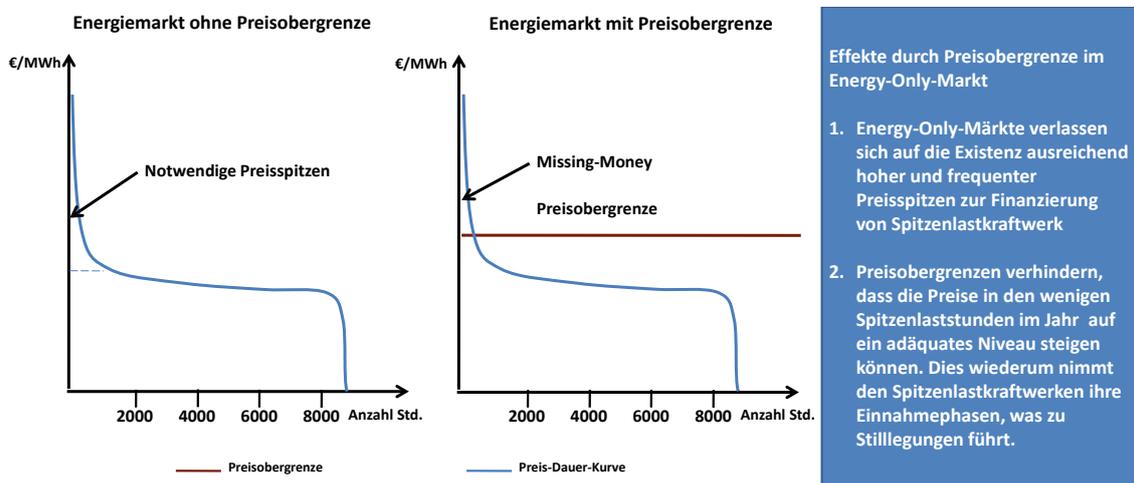
Missing Money

Lässt man die Bestimmung des VoLL außer Acht und setzt eine stetige Versorgung unter minimalen Störungen voraus, gilt es die dafür aufzubringenden Kosten zu bestimmen. Somit ist zu klären, welches Kapazitätsniveau bzw. welcher Kraftwerksmix notwendig ist, um dies zu gewährleisten. Jedoch kann das geforderte Optimum nur realisiert werden, wenn Betreiber und Finanzierer neuer potenzieller Kraftwerke ausreichende Renditen in der Zukunft erwarten, was von der Ausgestaltung

³Ein größerer Überblick über 25 Studien findet sich bei Frontier Economics, 2008.

des Handelssystems abhängt. In Zeiträumen hoher Nachfrage sorgt das Prinzip der Merit-Order für hohe (Börsen-)Strompreise (auch *Fly-Up* genannt). In diesen Phasen erzielen vor allem Spitzenlastkraftwerke ihre notwendigen Knappheitsrenten. Je nach Position in der Merit-Order und der Jahreszeit reduzieren sich diese Zeiträume auf wenige Stunden im Jahr. Greift die Regulierungsbehörde in den Preismechanismus etwa durch die Einführung einer Preisobergrenze ein, so kann es zu einer finanziellen Unterdeckung der Kraftwerken kommen. Zwar ist eine solche Preisobergrenze nicht die einzige zwingende Bedingung für eine Unterfinanzierung, jedoch stellt sie das Paradebeispiel dar. Die Unterdeckung wird auch als *Missing Money* bezeichnet. Vor allem Befürworter von Kapazitätzahlungsmechanismen verweisen in ihren Begründung für das Versagen von Energy-Only-Märkten immer wieder auf das Missing-Money-Problem, vgl. dazu Cramton und Stoft (2005, 2006, 2008) sowie Joskow (2007, 2008) und Joskow und Tirole (2007).

Abbildung 4: Missing-Money-Problematik und Preis-Dauer-Kurven



Eigene Darstellung.

Die zuvor genannten generellen Probleme und Eigenschaften eines Strommarktes beeinflussen die Ausgestaltung des Handelssystems massiv. Zunächst ist jedoch zu bestimmen, was das theoretische Optimum der Marktausgestaltung ist, also die sogenannte First-Best-Lösung. Hierbei wird insbesondere auf die Annahmen bezüglich der nachfrageseitigen Mängel im Strommarkt eingegangen und die zuvor erwähnten grundlegenden Probleme beim Marktdesign verdeutlicht. Als Konsequenz aus der fehlenden Realisierbarkeit dieses Modells erwachsen zwei weitere Marktdesigns, welche die existierenden Probleme als gegeben annehmen und somit potenzielle Second-Best-Lösungen im eigentlichen Sinn darstellen.

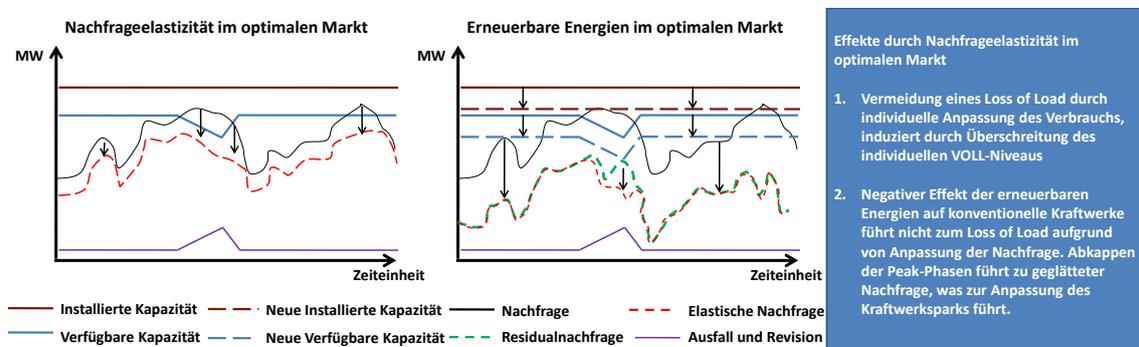
2.1 Optimales Marktdesign

Gehandelt wird ein einzelnes Gut, der zu erzeugende Strom, entweder über bilaterale Verträge oder Strombörsen. Stoft (2002) und Wilson (2002) argumentieren, dass jegliches Marktdesign Submärkte für jede Form von Kontrakten zeitlicher Dimension ermöglichen sollte, da diese, ob zentral oder dezentral organisiert, aufgrund

der Produkteigenschaften von Strom unabhängig von einer ursprünglichen Idee der Organisation entstünden. Diese Märkte besetzen die sehr kurze Frist (Real-Time), täglichen Handel (Day-Ahead) und langfristige Kontrakte. Die letztgenannte Kontraktart lässt sich wiederum in zwei Versionen unterteilen, einen für physischen Handel und einen rein finanziellen Kontrakt, welcher als Hedging-Möglichkeit betrachtet werden kann.

Die bisherigen Grenzen des Marktdesigns sind vor allem der Nichtspeicherbarkeit von Strom in signifikanten Mengen, der fehlenden Realbepreisung und niedrigen Nachfrageelastizität geschuldet. Von erstgenanntem Problem sei in dieser Untersuchung abstrahiert. Jedoch würde bei Realisierbarkeit einer Speicherung von Strom in relevanten Größenordnungen im nun folgenden System die Kosten für Strom und die Wahrscheinlichkeit eines Blackouts reduzieren. Realbepreisung und Nachfrageelastizität spielen im optimalen Modell (siehe auch Stoff, 2002: 15ff. und 112ff.) die zentrale Rolle. Die Konsumenten kennen hierbei ihre wahre Zahlungsbereitschaft (VoLL), sowohl abhängig von der Höhe als auch Dauer eines Stromausfalls, und sind auch gewillt, ihre Präferenz zu offenbaren, d.h. adäquat messbar zu machen. Zusätzlich sind sie in der Lage auf Preisanstiege flexibel zu reagieren. Das hat zur Folge, dass die individuellen Konsumenten(-gruppen) nicht gewillt sind, Strom über ein bestimmtes Preisniveau hinaus zu beziehen. Bei erhöhter Nachfrage oder im Fall von Kraftwerksausfällen passen die Konsumenten, soweit technisch möglich, ihren Strombedarf an. Diese Reaktion, vor allem seitens industrieller Konsumenten, wird auch als Demand Response (DR) bezeichnet.

Abbildung 5: Stromerzeugung und -nachfrage im Strommarkt



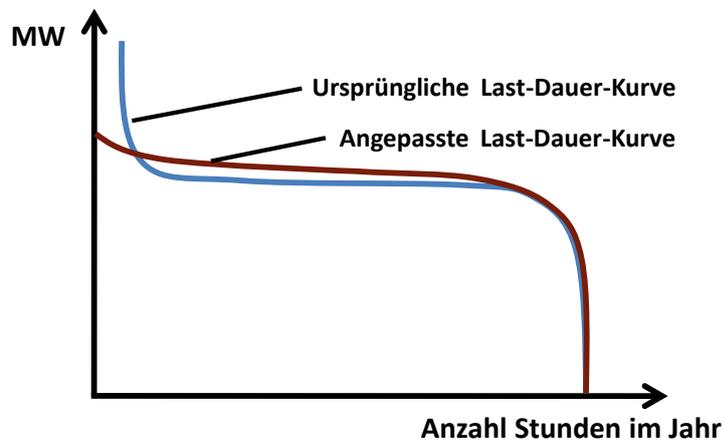
Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 5 wird der Anpassungseffekt, markiert durch die rote Linie, dargestellt. Nähert sich die Nachfrage den maximal verfügbaren Kapazität an, so steigt damit auch der Preis an. Überschreitet dieser die individuelle Zahlungsbereitschaft, erfolgt eine Anpassung, wie sie auch auf anderen Gütermärkten üblich ist. Hierbei entspricht die individuelle Zahlungsbereitschaft in ihrem Maximum dem persönlichen VoLL. In einigen Situationen kann es passieren, dass die Anpassung aus technischen Gründen nicht schnell genug erfolgen und vorgehaltene Regelenergie nicht den notwendigen Ausgleich schaffen kann. Dann ist nach Einsatz sämtlicher dem Netzbetreiber zur Verfügung stehenden Maßnahmen ein (rollierender) Blackout die Folge. Allerdings ist dieser dann gesellschaftlich akzeptiert, d.h. das Risikoniveau ist

eng mit der Zahlungsbereitschaft verknüpft. In der Abbildung ist der Blackout zwar nicht eingezeichnet, was allerdings nicht bedeuten soll, dass dieser seltene Fall nicht eintreten könnte.

Die forcierte Integration von FEE hat zwar grundsätzlichen Einfluss auf den konventionellen Kraftwerkspark, jedoch fallen die Auswirkungen hinsichtlich der Versorgungssicherheit geringer aus. Eine hochfrequente Engpasssituation erzeugt ein Preisniveau, was wiederum konventionelle Erzeugung attrahieren kann. Zudem ändert sich die Lastverlaufskurve entscheidend, da die seltenen *Fly-Up*-Stunden aufgrund existenter Nachfrageelastizität reduziert würden. Somit würde die kurze, aber steile Lastspitze (nahezu) verschwinden und die somit breiter verlaufende Lastkurve einen anderen Kraftwerksmix zur Folge haben. In den Zeiten, in denen das System

Abbildung 6: Lastverlaufskurve im optimalen Marktdesign



Quelle: Eigene Darstellung.

aufgrund der sehr geringen oder sogar aufgebrauchten Kapazitätsreserve im Stress ist, zeigt sich, dass der zu Durchschnittskosten angesetzte zusätzliche Kraftwerksausbau dem VoLL des letzten Konsumenten entspricht, der bereit ist, für diese zusätzliche Einheit zu bezahlen. Da jedoch die fehlende Nachfrageelastizität eines der Kernprobleme darstellt und zum Großteil als gegeben angenommen wird, müssen die auf diesen Tatsachen basierenden Marktsysteme über andere Anreize das Optimum erreichen, bzw. in Form von Second-Best-Lösungen möglichst nah an diesen Punkt heranreichen.

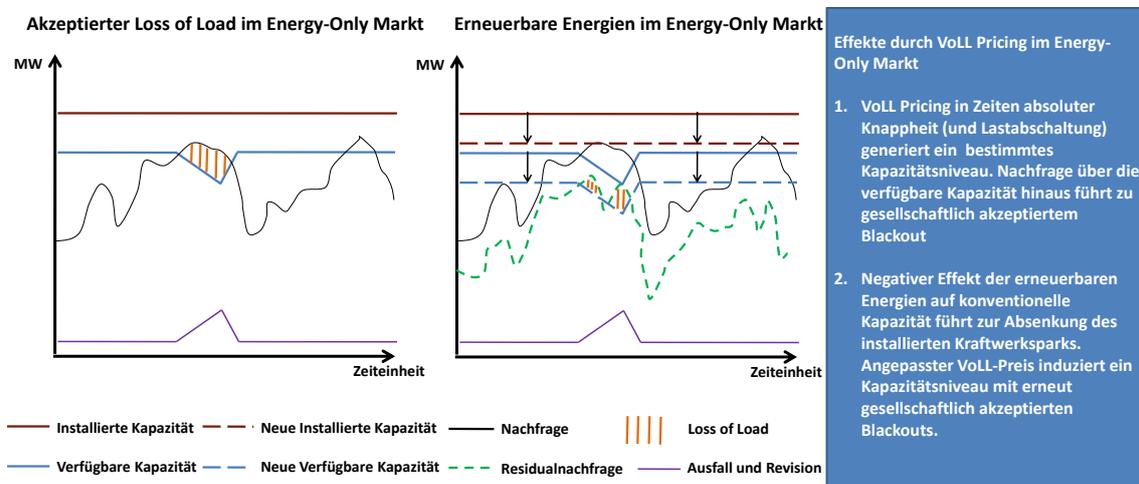
2.2 Energy-Only-Märkte

In ihrem Grundsatz vertrauen Energy-Only-Märkte weiterhin wie im optimalen Markt auf die Funktionstüchtigkeit des Preismechanismus im Energiemarkt als Anreizgeber für Investitionen in neue Kraftwerke.⁴ Das zu handelnde Gut ist der tatsächlich erzeugte Strom, wobei es auch eine Reihe langfristiger Kontrakte geben kann. Im Energy-Only-Markt wird angenommen, dass ein sehr großer Teil der Kunden kurz- und mittelfristig völlig unflexibel in seinem Stromverbrauch ist. Jedoch

⁴Siehe Hogan (2005) für eine detaillierte Darstellung.

gibt es auch Kunden, wahrscheinlich aus einer energieintensiven aber kurzfristig unterbrechungsfähigen Industrie, die in Form von Lastabschaltung als Erzeugungsäquivalent in den Markt bieten können. Da dies dem Äquivalent einer antizipierten Abschaltung entspricht, muss dies zwar nicht zwingend dem individuellen VoLL, zumindest aber den Kosten eines Produktionsstopps plus potenziellem Aufschlag entsprechen. Generell besteht nur eine geringe Nachfrageelastizität, so dass das Konzept des individuellen VoLL nicht universell anwendbar ist. Ein gesellschaftlicher VoLL tritt an seine Stelle, sodass die Kapazitätsmenge nur auf jenes Niveau steigt, dass zur Vollkostendeckung des letzten Kraftwerks führt. Ist die tatsächliche Nachfrage größer als das kontemporär verfügbare Kapazitätsniveau, erfolgt ein gesellschaftlich akzeptierter Blackout, welcher das Preisniveau auf VoLL-Höhe getrieben hat.

Abbildung 7: Stromerzeugung und -nachfrage im Energy-Only-Markt



Quelle: Eigene Darstellung.

Cramton und Stoft (2008) haben die Probleme eines Energy-Only-Marktes besonders an zwei Punkten festgemacht: Investitionsrisiko und Marktmacht. Erstgenanntes Problem beschäftigt sich mit dem Problem der Bestimmung des VoLL, der zu geringen Anzahl der notwendigen *Fly-Ups* und Preisobergrenzen unterhalb des VoLL. Alle drei Punkte zielen auf das Missing-Money-Problem ab. Investitionen bleiben aus, bzw. erfahren zu hohe Aufschläge bei Risikoprämien, da Spitzenlastkraftwerke nicht mehr ihre Fixkosten decken können. Joskow (2007: 27ff.) untersucht die Fixkostendeckung eines hypothetischen Spitzenlastkraftwerks anhand von Preisen an einer Energiebörse in den USA und zeigt, dass das Missing-Money-Problem auftritt und somit der Markt keine ausreichenden Investitionsanreize sendet.

Wie in Abbildung 7 gezeigt, verstärkt die Integration von FEE den Effekt des Investitionsrisikos. Diese Erzeugungsarten werden meist durch spezielle nichtmarktliche Anreizsysteme gefördert, wie zum Beispiel mit einer Fixvergütung plus Einspeisevorrang oder garantierter Erzeugungsabnahme durch den Verkauf von darauf zugeschnittenen Zertifikaten an Versorger. Dies wiederum kann zu weniger kalkulierbaren Preisen und einer geringeren Auslastung für konventionelle Kraftwerke führen, was höhere Investitionsunsicherheiten und Risikoprämien zur Folge haben kann. Als

Konsequenz erfolgt daraus eine Reduktion des installierten konventionellen Kraftwerksparks. Ein Braunkohlekraftwerk ist beispielsweise genau deshalb günstiger als Gasturbinen, weil ihre Fixkosten auf höhere Volllaststunden verteilt werden. Die fluktuierenden regenerativen Energien wie Solar und Wind können jedoch dazu führen, dass sich diese Stunden nicht mehr hinreichend realisieren lassen, sodass eine Veränderung des Kraftwerksparks daraus resultiert.

Der zweite Kritikpunkt betrifft die Schwierigkeit der Unterscheidung hoher Preise aufgrund missbräuchlicher Ausübung von Marktmacht einerseits und tatsächlicher Knappheitspreise andererseits. Die Möglichkeiten zur missbräuchlichen Marktmachtausübung liegen entweder in der direkten oder indirekten Preismanipulation. Direkte Manipulation wäre eine schlichte Anhebung des Preises über die Grenzkosten und auch über eines sich durch Knappheit ergebenden Preisniveaus hinaus. Dies erfolgt an einer Börse über den Bereich der potenziellen Grenzlastkraftwerke und in bilateralen Verhandlungen durch die Ausübung von Verhandlungsmacht. Eine indirekte Manipulation bezieht sich auf die Möglichkeit einer Kapazitätszurückhaltung, also Mengenreduktion. Dies setzt jedoch entweder einen marktmächtigen Teilnehmer mit einem großen Kraftwerkportfolio oder koordiniertes Verhalten mehrerer Teilnehmer voraus. Durch das Zurückhalten der Kapazitäten würde eine künstliche Knappheit geschaffen, welche dann hohe Preise induziert, die nicht notwendigerweise zusätzlich manipuliert sein müssen.

Zwar ist diese Gefahr durchaus im Energy-Only-Markt gegeben, jedoch ist der Fehler der Marktmacht systemimmanent, und zwar für jedes Marktsystem, wie die Betrachtung des Kapazitätsmarktes im nächsten Abschnitt zeigen wird. Dies liegt in der Natur von Strommärkten zu Spitzenlastzeiten, denn ein nahezu völlig ausgelasteter Kraftwerkspark hat zur Folge, dass auch die letzten, sehr teuren Kraftwerke zur Lastdeckung benötigt werden. Ein hoher Preis oberhalb der Grenzkosten ist somit nicht pauschal wettbewerbswidrig, sondern reflektiert tatsächlich Knappheit. Eine Vermeidung der missbräuchlichen Marktmachtausübung auf dem Energy-Only-Markt kann auf verschiedenen Wegen erreicht werden. Eine vor allem aus umweltpolitischer Sicht wichtige Möglichkeit besteht in der Erhöhung der Nachfrageelastizität durch technische Maßnahmen (z.B. sogenannte intelligente Zähler) und damit verbundene flexiblere Verträge. Verschärfter Wettbewerb auf der Erzeugerebene würde ebenso durch eine Förderung von Demand-Response als nachfrageseitige Kapazitäten ermöglicht wie auch durch die Erhöhung der Wettbewerber auf Kraftwerksebene (z.B. durch Ausbau der Grenzkuppelstellen). Ist die Anzahl der Wettbewerber ausreichend hoch, werden kollusive Absprachen instabiler und einzelne Unternehmen weniger pivotal für die Erzeugung. Als letztgenannte Möglichkeit existieren regulatorische Eingriffe wie Preisobergrenzen, welche eine übermäßige Abschöpfung von Konsumentenrente verhindern sollen. Jedoch ist die Einführung einer Preisobergrenze wie zuvor beschrieben kritisch zu sehen, da dies gleichzeitig den Grundstein für das Missing-Money-Problem legt. Eine Verhinderung der missbräuchlichen Marktmachtausübung ist eher über einen Anstieg der Wettbewerbsintensität zu erwarten. In der Praxis steigt die Anzahl neuer Wettbewerber innerhalb eines Marktgebietes eher langsam an⁵, sodass eine Verschärfung des Wettbewerbs in Europa eher über

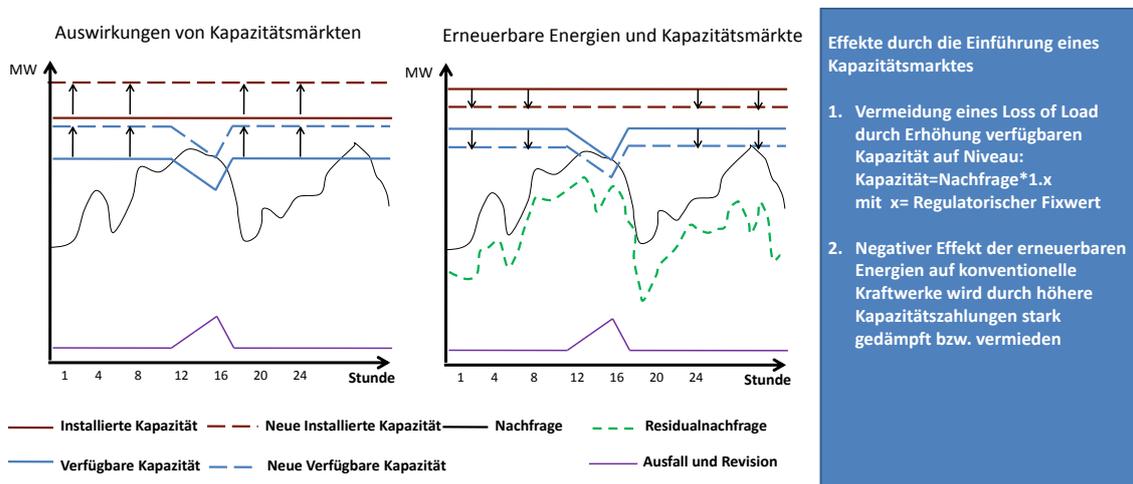
⁵Es sei denn, ganze Gesellschaften werden an Dritte veräußert wie z.B. im Fall der STEAG

die Integration der Marktgebiete erfolgt, d.h. Market Coupling / Market Splitting. Da der Prozess der Marktkonvergenz noch nicht vollständig abgeschlossen ist, ist eine Verschärfung des Wettbewerbs über (vormals) ausländische Wettbewerber eher schrittweise zu erwarten.

2.3 Kapazitätssysteme

Das Konzept eines Kapazitätssystems setzt bei der Missing-Money-Problematik an, welche zur Folge hat,⁶ dass Investitionen in den Kraftwerkspark und in Spitzenlastkraftwerke im Speziellen ausbleiben. Dies gefährdet die Versorgungssicherheit und ist der erste Ansatzpunkt des Mechanismus für Kapazitätzahlungen. Er stellt primär sicher, dass langfristig ausreichend Kapazität vorgehalten wird, wobei die genaue Höhe der erforderlichen Kapazität von Indikatoren wie der Reserve Margin abhängt. Da die Sicherstellung der Erzeugung also in der Deckung der Fixkosten

Abbildung 8: Stromerzeugung und -nachfrage im Kapazitätsmarkt



Quelle: Eigene Darstellung.

eines Spitzenlastkraftwerkes liegt, wird der Fokus der Kapazitätzahlung auf eben jene gelegt. Ein mögliches Missing-Money-Problem für Mittel- und Grundlast wird in diesen Modellen nicht angenommen. Daher liegt der Richtwert für die Höhe der Kapazitätzahlung auch auf den Spitzenlastkraftwerken. Es erfolgt eine Aufteilung des bisherigen Stromhandels auf zwei Ebenen, die Leistungsvorhaltung und tatsächliche Erzeugung. Erstgenannte Ebene ist entweder marktlich oder administrativ organisiert. Grundsätzlich wird unterschieden zwischen preis- und mengenbasierten Systemen. In preisbasierten Systemen ergibt sich die Kapazitätsmenge aus dem zuvor marktlich/administrativ errechneten Kapazitätspreis. Mengenbasierte Systeme legen erst eine Zielgröße für Kapazitäten fest, anhand derer sich dann der Kapazitätspreis bildet.

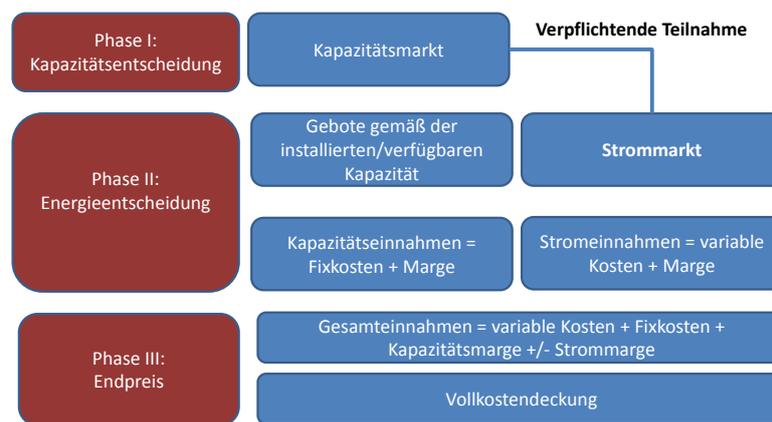
GmbH.

⁶Die grundlegende Idee geht auf Boiteux (1960, englische Übersetzung) zurück. Siehe auch Oren (2003) für eine kurze Erläuterung.

In den formal-theoretischen Modellen steht die Art des Handels, Auktion vs. bilateralen Handel, oder die Auswahl des optimalen Marktbetreibers nicht im Vordergrund. Es wird primär die Lösung des Missing-Money-Problems gesucht, unter den Nebenbedingungen, dass sowohl eine Überkompensation der Erzeuger einerseits als auch missbräuchliche Ausübung von Marktmacht andererseits vermieden werden soll.

Für die weitere Untersuchung sollen drei theoretische Konstruktionen näher dargestellt werden. Der erste Fall ist stark simplifiziert und soll sowohl als Einleitung zu den beiden späteren Modellen dienen als auch ein Beispiel dafür sein, wie ein Kapazitätssystem nicht gestaltet werden darf. Die zwei darauf folgenden Modelle werden als hybride Kapazitätssysteme bezeichnet und basieren auf den theoretischen Arbeiten von Joskow und Tirole (2007) und Cramton und Stoft (2005, 2006, 2008).

Abbildung 9: Grundprinzip von Kapazitätsmechanismen



Quelle: Eigene Darstellung.

Modell ohne Verknüpfung mit Energiemarkt

In diesem einfachen Modell sollen die Zahlungsströme zur Deckung der fixen und variablen Kosten auf zwei voneinander getrennte Handelsgüter aufgeteilt werden. In diesem Fall ist der Handelsmechanismus für das Leistungsgut nicht zwingend marktlicher Natur, da dies nicht hauptsächlich für das Modell ist. Entscheidend ist, dass, zur Verdeutlichung der Probleme, der Handel losgelöst von den Erlösen am Energiemarkt funktionieren soll. Es werden hierbei entweder die installierte Kraftwerkskapazität oder verfügbare Kapazität gehandelt (EPRI/Pier, 2003; Wolak, 2004). Eine Selektion der Teilnehmer erfolgt nicht, sodass die Anbieter von Kraftwerkskapazitäten die gleichen wie am Energiemarkt sind. Die Wahl des Marktbetreibers ist zwar ebenfalls frei in diesem simplen Modell, jedoch sei hier ein hypothetischer unabhängiger Netzbetreiber (*Independent System Operator*, ISO) als Marktorganisor gewählt. Bei Unabhängigkeit von den jeweiligen Marktteilnehmern, also Erzeugern

einerseits und Versorgern andererseits, kann diesem diskriminierungsfreies Handeln unterstellt werden. Zudem verfügt der Netzbetreiber über ein sehr hohes Maß an Information und besitzt damit eine große Handlungsfähigkeit (Cramton & Stoft, 2005).

Das Modell war in der Praxis auf Kurzfristigkeit ausgelegt (Cramton & Stoft, 2005), z.B. monatlich, und die Angebotskurve bei Gestaltung als Kapazitätsmarkt bildete sich analog zu der Kurve in einem Energiemarkt, d.h. es zählen hier die Grenzkosten einer weiteren Kapazitätseinheit (Cramton & Stoft, 2005; EPRI/Pier, 2003). Die Nachfrage nach Kapazitäten wird durch den ISO bestimmt, ist unelastisch und entspricht in der Definition der absolut zu erwartenden Jahreshöchstlast plus technisch oder regulatorisch vorgegebener Reservemenge, also $Max(Last) + x$ mit $x > 0$. Die Versorger müssen gemäß ihrem Anteil an der Last Kapazitäten erwerben. Es lässt sich in diesem Modell sehr leicht erkennen, dass der Markt Schwächen in der Ausgestaltung besitzt. Diese spiegeln sich in drei grundlegenden Faktoren wieder:

- Fehlende Gegenrechnung von Produzentenrente aus Energie- und Kapazitätsmarkt
- Kurzfristigkeit der Kontraktdauer
- Völlig unelastische Nachfrage

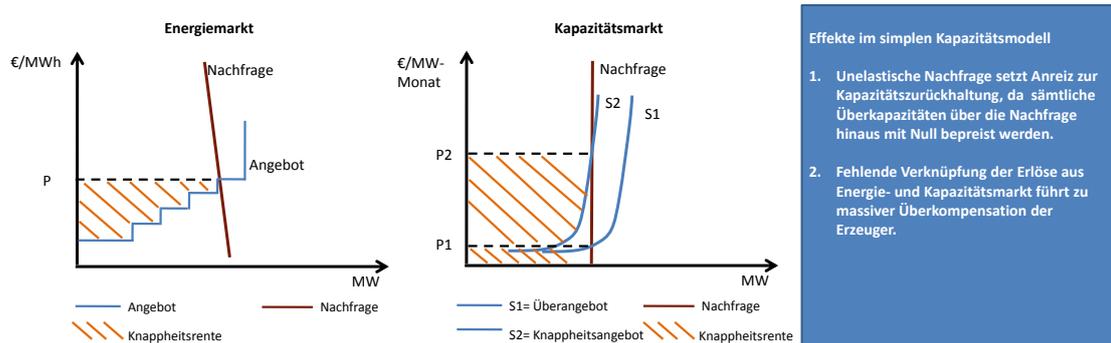
Der erste Faktor sorgt für eine volkswirtschaftlich schädigende Überkompensation der Erzeuger. Wenn etwa die Energiemarkterlöse die Gesamtkosten übersteigen, bildet sich die Überkompensation aus der gesamten Kapazitätsrente. Die fehlende Verbindung setzt also keinen Anreiz zur tatsächlichen Verfügbarkeit. Für die Zahlung der Leistungsbereitstellung erhalten die Konsumenten keine wirkliche Gegenleistung. Eine mögliche Betrachtungsweise der an diesem Kapazitätsmarkt gehandelten Produkte ist der Verkauf von Call-Options (Cramton, 2003). Es wird garantiert, eine bestimmte Strommenge vorzuhalten und bei Bedarf zu erzeugen. Der Ausübungspreis (*Strike Price*), der mit einer solchen Option für gewöhnlich einhergeht, existiert in diesem simplen Marktmodell nicht. Somit erwirbt der Käufer eine Option ohne Absicherung gegen hohe Energiepreise, was auch durch Cramton und Stoft (2005) stark kritisiert wird: „In their worst form, the markets simply were a means of transferring an arbitrary amount of money from load to generation, without load getting anything of value for the purchase.“

Der zweite und dritte Faktor betreffen unmittelbar den Wettbewerb auf der Erzeugungsstufe. Wie in Abbildung 10 dargestellt, hat eine völlig unelastische Nachfrage große Auswirkungen auf die Bandbreite der Kapazitätspreise.

Kapazitätsknappheit erzeugt einen sehr hohen Preis, während der Mehrwert über das vom ISO vorgegebene Maß hinaus Null ist. Geringe Mengenbewegungen können also Preise von Null bis zu einer existierenden Preisobergrenze bzw. theoretischen Werten gegen unendlich induzieren. Erzeuger haben dadurch einen klaren Anreiz Kapazität zurückzuhalten (Chandley, 2008: 12) und somit Marktmacht auszuüben. Je weniger Erzeuger auf einem Kapazitätsmarkt existieren, desto höher die bestehende Marktmacht.

Die kurze Kontraktdauer und der geringe zeitliche Abstand zwischen Handel und

Abbildung 10: Angebot und Nachfrage im reinen Kapazitätsmarkt



Quelle: In Anlehnung an Chandley, 2008: 12.

Lieferung stellt zusätzlich eine hohe Markteintrittsbarriere für potenzielle Erzeuger dar (Joskow, 2008).⁷ Battle & Rodilla (2010) sowie Cramton & Stoft (2005) sehen die Kurzfristigkeit der Handelsperiode und unelastische Nachfrage als Hauptgrund für die in der Praxis tatsächlich aufgetretenen großen Preisschwankungen. Neben hohen Preisen, welche durchaus aufgrund von Marktmachtausübung entstanden sein könnten, gab es genauso Preisperioden mit niedrigen Preisen. Innerhalb des sehr kurzen Handels- und Lieferzeitraums besitzen Kraftwerke keinerlei Opportunitätsmöglichkeiten. Demnach ist eine Internalisierung der Investitionskosten schwierig. Die Bereitstellungskosten der Kapazität eines bereits existierenden Kraftwerks im Wettbewerbsfall liegen also bei Null.

Dies widerspricht jedoch der Kernidee einer stabilen Finanzierung durch die Bepreisung der Leistungsbereitstellung, denn die Volationen erzeugen Marktunsicherheiten und bedeuten ein Investitionsrisiko. Möglich wäre eine lange Phase niedriger Kapazitätspreise, wodurch eine Kostenunterdeckung entstünde, die Investoren vom Marktzutritt abhalten könnte (Chandley, 2008: 12). Solche Risiken können zu höheren Kosten in Form von Preisaufschlägen bzw. Risikoprämien führen, welche wiederum über die Versorger an die Kunden weitergereicht würden und im Vergleich zu risikoärmeren Modellen zu ineffizient hohen Strompreisen führen könnten. In einem Vergleich zwischen einem modellierten Spotmarkt für Energie und einem für Kapazitäten kommt EPRI/Pier (2003) zu dem Ergebnis, dass die beiden Märkte den gleichen Fluktuationsverlauf aufweisen und die Erzeuger für Kapazität doppelt kompensiert werden. Dies kann als Investitionsanreiz dienen, jedoch verhindert, wie bereits erwähnt, die Kurzfristigkeit des Marktes und die Dauer eines Kraftwerksneubaus eine zeitnahe und effiziente Reaktion. Außerdem ist fraglich, in welchem Umfang die Überkompensation zu mehr Kapazität und somit höherer Sicherheit führt, was die Gegenleistung für die hohen Zahlungen aus Sicht der Nachfrager darstellen würde.

⁷Bei sehr geringer Anzahl von Teilnehmern oder sehr marktmächtigen Unternehmen kann sich dieser Anreiz noch weiter verstärken.

Hybrides Kapazitätssystem

Anders als im vorherigen Modell versuchen Joskow und Tirole sowie Cramton und Stoff eine ineffizient hohe Vergütung der Versorger durch das Verbinden der Erlöse aus beiden Märkten zu vermeiden. Ein Hybrid-Kapazitätsmarkt verbindet den Verkauf von Energie und Kapazität, wobei die Art der Verbindung vielfältig sein kann. Möglichkeiten der Einbindung eines Kapazitätsmarktes in den Energiemarkt sind unter anderem die hier vorgestellte Verrechnung der Gewinne aus beiden Märkten oder eine Call-Option als eine Art Preisobergrenze auf dem Energiemarkt.

Zunächst soll eine Verrechnung der Gewinne nach dem Modell von Joskow und Tirole aufgezeigt werden (für das gesamte Modell vgl. Joskow & Tirole, 2007: 67-82; Joskow, 2008: 167ff.). Da die Verknüpfung von Energie- und Kapazitätsmarkt hauptsächlich über den Preismechanismus geschieht, wird darauf der Fokus gelegt. Es wird ein Markt angenommen, auf dem der Nachfragezustand i die Formen Off-Peak (1) und Peak (2) annehmen kann, $i=1,2$. Diese beiden Zustände treten mit einer Wahrscheinlichkeit f_1 bzw. f_2 auf. Es gibt zwei verschiedene Kraftwerkstypen, Grundlast und Spitzenlast. Erstgenanntes Kraftwerk produziert und liefert in beiden Zuständen Energie, während das Spitzenlastkraftwerk nur im zweiten Zustand nachgefragt wird. Das Grundlastkraftwerk hat Investitions- und Fixkosten I_1 und variable Kosten c_1 und das Spitzenlastkraftwerk I_2 und c_2 . Die optimalen Preise p_1^* (Off-Peak) und p_2^* (Peak), welche zur Deckung der Kosten führen, sind:

$$p_2^* = c_2 + \frac{I_2}{f_2} \quad (5)$$

$$p_1^* = \frac{(I_1 - I_2)}{f_1} + c_1 - f_2 \times \frac{(c_2 - c_1)}{f_1} \quad (6)$$

Die Annahme, dass Spitzenlastkraftwerke nicht in Off-Peak-Phasen abgerufen werden, ist darin begründet, dass die Grenzkosten des günstigsten Spitzenlastkraftwerks stets oberhalb des höchsten Off-Peak-Preises liegen. Die Erlöse für ein Grundlastkraftwerk wären also:

$$E_1 = p_1^* \times f_1 + p_2^* \times f_2 = (f_1 + f_2) \times c_1 + I_1 \quad (7)$$

Das Spitzenlastkraftwerk erzielt ebenfalls Erlöse in Höhe seiner Kosten:

$$E_2 = p_2^* \times f_2 = f_2 \times c_2 + I_2 \quad (8)$$

Bei Einführung einer Preisobergrenze p^{max} ist die Konsequenz, dass die Knappheitsrenten nicht mehr ausreichen, um die Kosten zu decken, $p^{max} < p_2^*$. Somit entsteht das Missing-Money-Problem. Ein Kapazitätspreis sorgt für den Ausgleich dieser durch den Preisdeckel entstandenen Kostenlücke:

$$p_K = f_2 \times (p_2^* - p^{max}) \quad (9)$$

Somit setzt sich der Gesamtpreis (in Geldeinheit/MWh) eines Spitzenlastkraftwerks aus zwei Komponenten zusammen.

$$p_2 = p^{max} + \frac{p_K}{f_2} \quad (10)$$

Um eine Überkompensation der Erzeuger durch Teilnahme an beiden Märkten zu verhindern und Anreize für die Ausübung von Marktmacht am Energiemarkt zu dämpfen, wird eine Verrechnung der Gewinne aus beiden Märkten vorgeschlagen. Da p_K die Fixkosten eines Spitzenlastkraftwerks in Höhe der Differenz $p_2^* - p^{max}$ decken soll, wird ein Kraftwerk durch den Kapazitätsmarkt umso stärker überkompensiert, je mehr $p^{max} \rightarrow p_2^*$. Daher wird der erwartete Gewinn eines Spitzenlastkraftwerks aus der Teilnahme am Energiemarkt, R_p , vom ursprünglich erzielten Kapazitätspreis subtrahiert und ergibt:

$$p_K = (c_2 + I_2) - R_p \quad (11)$$

Im Fall $p^{max} = p_2^*$ gilt $p_K=0$. Das heißt, der Kapazitätsmarkt kann als eine Art Aushilfsmarkt betrachtet werden, welcher ausschließlich bei unzureichender Leistungsfähigkeit des Energiemarktes in Erscheinung tritt (Joskow, 2008).

Der Bedarf an Kapazitäten wird anhand der Spitzenhöchstlast, hier D , und der tatsächlich verfügbaren Erzeugungskapazität, hier G , gemessen. Wenn $\frac{(G-D)}{D}$ einen durch technische Kriterien, wie z.B. der Wahrscheinlichkeit eines einmaligen Ausfalls eines Tages in zehn Jahren, gesetzten Wert, z.B. zwischen 15% und 20%, unterschreitet, bedeutet dies eine Nachfrage nach neuer Erzeugungsleistung. Die Nachfrager werden verpflichtet, gemäß ihrem Anteil an der Last, Kapazitäten zu erwerben. Dafür werden im Gegenzug die Erzeuger dazu verpflichtet, die im Kapazitätsmarkt abgesetzten MW auch tatsächlich am Energie-Spotmarkt zu verkaufen. Verfehlt ein Erzeuger seine Verpflichtung, so muss er eine Strafe zahlen, die höher ist als der Kapazitätspreis, sodass die Strategie der Unterlassung der Lieferung der durch den Kapazitätsmarkt erforderlichen Energieliefermengen keine Option darstellt.

Es zeigt sich in diesem Modell, dass Kapazitätzurückhaltung auf dem Energiemarkt während einer Peakphase nicht mehr vorteilhaft ist, weil eine Verpflichtung zur Teilnahme am Energiemarkt herrscht. Erzeuger werden gezwungen ihre versprochene Energie anzubieten, um somit einen Zuschlag zu erhalten und im Gegenzug der Vertragsstrafe des Marktbetreibers oder der zuständigen Aufsichtsbehörde zu entgehen. Der zweite Aspekt betrifft die Marktmachtausübung in Form eines Preisaufschlags am Kapazitätsmarkt, welchem durch einen Anstieg in der Wettbewerbsintensität begegnet werden soll. Die Verrechnung der Gewinne aus dem Energiemarkt mit dem erzielten Kapazitätspreis sorgt zusätzlich dafür, dass der Anreiz der Marktmachtausübung auf dem Markt für Energie eliminiert bzw. stark abgeschwächt wird.

Hierzu ist jedoch erforderlich, dass der Erzeuger einerseits gezwungen wird, sämtliche Kapazität am Kapazitätsmarkt zu bieten und andererseits ein Vertriebsverbot auf jede nicht in den Markt gebotene Kapazitätsmenge bekommt. Ansonsten bestehen Möglichkeiten zur Arbitrage hinsichtlich der am Kapazitätsmarkt zu bietenden Menge und der im Energiemarkt tatsächlich abgesetzten Menge. Also könnte es passieren, dass ein pivotaler Anbieter nur 50% seiner Kapazität anbietet, dadurch p_k künstlich in die Höhe treibt und dann seine volle mögliche Strommenge am Energie-

markt verkauft. Da nur die Hälfte der Strommenge der Gewinnverrechnung unterliegt, bestünde somit eine Arbitragemöglichkeit. Unterliegt die im Kapazitätsmarkt nicht gelöste Menge einer Sperre, fällt dieser Anreiz weg, sofern es sich um ein isoliertes Gebiet handelt, d.h. kein Außenhandel möglich ist.

Daher sei es in dem Modell wichtig, dass die Anzahl der am Kapazitätsmarkt zu handelnden Mengen bzw. Kontrakte nicht von den Unternehmen selbst bestimmt werden sollte (Joskow & Tirole, 2007). Die abgesetzte Menge sei daher weniger Objekt der Kapazitätszurückhaltung. Jedoch ist dem entgegenzuhalten, dass eine Zurückhaltung der Kapazitäten auch bei Verpflichtung zur vollen Teilnahme existieren kann. Sollte nicht der ICAP, sondern der ACAP-Wert als Richtwert gewählt werden, könnte die Erhöhung der Revisionen bzw. anderer kapazitätssenkender Störfaktoren dazu führen, dass der ACAP-Wert künstlich klein gehalten wird. Dieses Verhalten ist von zwei Bedingungen abhängig, der Wettbewerbsintensität und der Überprüfbarkeit des angegebenen Wertes durch Regulierungsbehörden oder auch Kapazitätsmarktbetreiber (Batlle & Pérez-Arriaga, 2008). Ein hochkompetitiver Erzeugungsmarkt könnte dazu führen, dass die von einem Unternehmen zurückgehaltene Kapazitätsmenge von anderen Unternehmen, speziell potenziellen Neueinsteigern, kompensiert wird und somit keine Kapazitätspreiserhöhung durch Kapazitätsknappheit entsteht. Bestimmt eine Regulierungsbehörde den exakten ACAP-Wert, so kann selbst bei geringer Wettbewerbsintensität Kapazitätszurückhaltung vermieden werden. Jedoch ist davon abhängig, inwieweit die länderspezifischen Auskunftspflichten eines Erzeugers ausreichen, um diese Art des Missbrauchs zu verhindern.

Weiter ist fraglich, ob sämtliche Erzeuger am Kapazitätsmarkt bieten sollen, da das Problem der Fixkostendeckung speziell die Spitzenlast erfasst und nicht die Grund- und Mittellastkraftwerke. Der Grund für einen gruppenspezifischen Ausschluss könnte sein, dass die Grund- und Mittellastkraftwerke schon in den Off-Peak-Phasen ausreichende Gewinne am Energiemarkt erzielen und somit durch einen Kapazitätsmarkt überkompensiert würden. Eine Teilnahme sei jedoch dann gerechtfertigt, wenn die erwarteten Gewinne aus dem Energiemarkt möglichst nah an die wahren Energieerlöse aus Peak- und Off-Peak-Phasen heranreichten. Bei einer noch zu definierenden großen Diskrepanz zwischen Erwartungswert und den ex-post errechneten wahren Werten führe ein Kapazitätsmarkt also zu einer (übermäßig) hohen Vergütung der Kraftwerksbetreiber, d.h. der Verteilungseffekt ginge zu Lasten der Verbraucher. Speziell Grundlast- und Mittellastkraftwerke könnten davon profitieren, da die Fehler bei der Schätzung zu größeren Ausschlägen und somit größeren Abweichungen zwischen Erwartungswert und Realwert führen könnten. Joskow und Tirole sehen eine mögliche Alternative darin, den Grundlast- und Mittellastkraftwerken den Zugang zum Kapazitätsmarkt unter Einschränkungen zu ermöglichen. So könnte beispielsweise ein prozentualer Abschlag gemäß der Rangfolge in der Merit Order erfolgen, z.B. $100\% \times p_k$ für Spitzenlastkraftwerke und $50\% \times p_k$ für Grundlastkraftwerke. Diese Abschläge sind jedoch willkürlich und haben große Effekte auf die Rentabilität von Grund- und Mittellastkraftwerken. Insgesamt überzeugt diese mögliche Einteilung nicht, da es elegantere Methoden zur Vermeidung einer Überkompensation gibt.

So verweisen Joskow und Tirole (2007) darauf, dass, bei steigender Komplexität des Modells (mehr Umweltzustände, mehr Kraftwerkstypen), die Kombination aus Preisobergrenze und Kapazitätsmarkt immer weniger in der Lage sei, das optimale wettbewerbliche Gleichgewicht zu erreichen. Je mehr Umweltzustände, desto flexiblere Preisdeckel müssten existieren, um die mit den jeweiligen Zuständen und Kraftwerkstypen verbundenen Einnahmen zu begrenzen. Da sich der Kapazitätspreismechanismus an dieser Preisobergrenze orientiert, würde p_k in seiner Höhe von der Preisobergrenze abhängen und damit ebenfalls eine Unter- und Überkompensation von Kraftwerken ermöglichen (Joskow & Tirole, 2007). Eine zusätzlicher willkürlicher prozentualer Abschlag auf den Kapazitätspreis wäre bei optimaler Kombination aus variabler Obergrenze und individuellem Kapazitätspreis hinfällig.

Das Modell von Joskow und Tirole liefert keinen Hinweis darauf, wer der ideale Marktbetreiber sein könnte oder welche Kontraktart bzw. -dauer optimal sei. Zwar adressiert das Modell durch die Gewinnverrechnung die Probleme der Ausübung von Marktmacht, eine Überkompensation der Erzeuger und das Missing-Money-Problem, jedoch ist die Wirksamkeit der Gewinnverrechnung stets abhängig von der Abschätzung des zu erwartenden Gewinns am Energiemarkt, z.B. bei der Wahl des rollierenden Zeitfensters zur Schätzung des Erwartungswertes anhand historischer Daten. Stark vom Erwartungswert abweichende Preisniveaus können also eine Überkompensation der Erzeuger und somit eine über die Maßen hohe Belastung der Nachfrager zur Folge haben. Somit erwirbt ein Versorger zwar eine Option auf Kapazitäten, dieser mangelt es allerdings an einem sicheren und direkten Ausübungspreis. Der Nachfrager ist also nicht vollkommen gegen Preisvolatilität, speziell ausgelöst durch Marktmachtausübung am Energiemarkt, abgesichert.

Eine alternative Kombination der Gewinnverrechnung mit einer Call-Option liefern Cramton und Stoft (für das gesamte Modell vgl. Cramton & Stoft, 2005, 2006). Zunächst werden die notwendigen Variablen kurz definiert und dann der Preismechanismus vorgestellt. Da der Kapazitätsmarkt speziell die Fixkosten abdeckt und somit das Gebot mit den niedrigsten Fixkosten garantiert den Zuschlag erhält, wird ein Spitzenlastkraftwerk als Referenzwert angeführt.

Die variablen Kosten des Referenzmodells werden als VC_P und die Fixkosten als FC_P definiert. Auf dem Energiemarkt bezeichnet SR die Knappheitsrente und NR die Rente in Off-Peak-Phasen, wobei in Off-Peak-Phasen gilt, dass $P < VC_p$ sei.

Die Preisobergrenze sei definiert als P_{Cap} und P_S sei der Ausübungspreis einer Call-Option, mit $P_S = VC_P$. Auf dem Kapazitätsmarkt sei C^* die vom Betreiber bzw. Planer errechnete optimale Höhe der Gesamtkapazität und P_{IC} der Kapazitätsmarkterlös, welcher gleichzeitig der Preis für die Call-Option ist. Die Energiemarkterlöse, die der Erzeuger bei Verkauf der über den Kapazitätsmarkt versprochenen Menge erzielt, sei SR_{Share} . Als Letztes wird das Verhältnis von FC_P zu SR , also $\frac{FC_P}{SR}$ benötigt, welches als M bezeichnet wird und einen Multiplikator darstellt.

Die Einführung von P_{CAP} führt dazu, dass FC_P nicht mehr über den Energiemarkt gedeckt werden kann. Dies bedeutet für den Erzeuger, dass der notwendige zu er-

zielende Preis nur über einen künstlich Aufschlag auf die Preisobergrenze erzeugt werden kann:

$$P = P_S + M \times (P_{Cap} - P_S) \quad (12)$$

Bei Aufspaltung der Erlöse aus dem Energiemarkt in SR und NR folgt zunächst für einen Erzeuger:

$$SupplierRevenue = NR + M \times SR = NR + SR + (M - 1) \times SR \quad (13)$$

Die Umformung dieser Gleichung resultiert daraus, dass eine neue Aufteilung erfolgt. Der letzte Term der Erlöse, $(M - 1) \times SR$, soll nun in den Preismechanismus des Kapazitätsmarktes eingefügt werden, sodass $NR + SR$ die gewohnten Energiemarkterlöse darstellt. Ein Erzeuger nimmt nun am Kapazitätsmarkt teil und erhält eine Zahlung P_{IC} , z.B. 1.000.000 €, was auch gleichzeitig der Preis für die Call-Option ist. Abhängig von seinem Anteil an C^* errechnet sich dann SR_{Share} . Letztgenannte Variable stellt jene erzielte Knappheitsrente am Energiemarkt dar, die sich durch den Verkauf der bereits über den Kapazitätsmarkt versprochenen Mengen ergibt. Bevor der Kapazitätsmarktpreis vollständig ist, wird ein Leistungsfaktor mit einbezogen. Hier wird der aus den Energieerlösen entnommene Term $(M - 1) \times SR$ implementiert. Liefert ein Erzeuger tatsächlich mehr Energie als versprochen, $SR > SR_{Share}$, so soll das belohnt und im umgekehrten Fall bestraft werden. Der vollständige Erlös aus dem Kapazitätsmarkt wird in der folgenden Gleichung dargestellt:

$$Capacity Revenue = P_{IC} - SR_{Share} + (M - 1)(SR - SR_{Share}) \quad (14)$$

Der erste Teil $P_{IC} - SR_{Share}$ zeigt wie bei Joskow und Tirole an, wie groß die Differenz zwischen Kapazitätsmarkterlösen und Energiemarkterlösen bei Einhaltung des Versprechens ist. Da wie im Modell zuvor der Erzeuger nicht überkompensiert werden soll, muss der Erzeuger dieses SR an die Nachfrager zurückzahlen. Produziert ein Erzeuger weniger als versprochen, $SR < SR_{Share}$, wird er durch den Multiplikator $(M - 1)$ stärker bestraft. Im Fall einer Überproduktion ergibt sich also eine verstärkte Belohnung. Produziert der Erzeuger jedoch exakt die Menge, die er versprochen hat, $SR = SR_{Share}$, wird der letzte Term aus der Gleichung eliminiert. Bei Einhaltung des Versprechens, $SR = SR_{Share}$, ergibt sich für den Erzeuger somit folgender Erlös:

$$\begin{aligned} Supplier Revenue &= NR + SR_{Share} + P_{IC} - SR_{Share} + (M - 1)(SR_{Share} - SR_{Share}) \\ &= NR + P_{IC} \end{aligned} \quad (15)$$

Aufgrund der Tatsache, dass Erzeugung und Nachfrage sich stets entsprechen müssen, gilt also, dass die Summe aller durch die Kraftwerke erzeugten Mengen exakt der Summe der versprochenen Leistung entspricht. Leistet ein Kraftwerk weniger, muss dies von einem anderen Kraftwerk ausgeglichen werden. Somit gilt jederzeit $\sum SR = \sum SR_{Share}$. „Since load must pay the sum of SR but receives as hedge payments the sum of SR_{Share} , the net revenue to load from scarcity rents minus hedge payments is zero and load is completely unaffected by performance payments and feels absolutely no effect from the high prices“ (Cramton & Stoft, 2006).

In diesem Modell, wie auch schon bei Joskow und Tirole, ist die Schätzung mehrerer Variablen von enormer Bedeutung. So ist die Kalkulation von M kritisch, denn dieser Faktor steigert die zusätzlichen Einnahmen aus der über das versprochene Niveau hinaus erzeugten Menge um ein Vielfaches. Soll M eine ex-ante berechnete Variable sein, müssten die erwarteten Einnahmen als Schätzung dienen, z.B. gleitende Durchschnitte über fünf Jahre.

Herrscht auf dem Erzeugermarkt Wettbewerb, führt ein in Höhe der Grenzkosten des Grenzkraftwerkes gesetzter Ausübungspreis dazu, dass die Fixkostendeckung des Grenzkraftwerks ausschließlich durch den Kapazitätspreis möglich ist. Ein Überangebot an Kapazität kann jedoch dazu führen, dass der Kapazitätspreis stark sinkt und womöglich nicht die Fixkosten abdecken kann. Niedrige Kapazitätspreise können also von Investoren als Signal gedeutet werden, dass der Markt ausreichende Kapazitäten besitzt, um die Spitzenlastnachfrage plus Reservemenge abzudecken, also die Versorgung sicherstellt.

Battle und Pérez-Arriaga (2008) sehen in dem Ausübungspreis eine Möglichkeit die Entwicklung des Kraftwerksparks zu beeinflussen. Je näher der Ausübungspreis an den variablen Kosten liegt, desto mehr wird das Risiko durch Preisschwankungen für Verbraucher reduziert oder sogar komplett eliminiert. Genauso wie für den Faktor M ist also die Referenz-Wahl entscheidend. Gäbe es eine ganze Reihe von Ausübungspreisen, wie zuvor von Joskow und Tirole im Fall der Preisobergrenze angeregt, könnte mehr Flexibilität geschaffen werden. Ein fixer Ausübungspreis muss ebenfalls auf ein solches Niveau begrenzt werden, dass weder Anreize für Grund- und Mittellastkraftwerke verzerrt werden noch eine übermäßige Rente am Energiemarkt erzielt wird. Ein Ausübungspreis in Höhe der Grenzkosten eines Grundlastkraftwerks kann kein Anreizmechanismus für Spitzenlastkraftwerke darstellen, da die variablen Kosten jener wesentlich höher als der Ausübungspreis sind. Hierfür müsste, um Kostendeckung zu gewährleisten, der vorher erzielte Kapazitätspreis sehr hoch sein. Das zeigt, dass variable Ausübungspreise auch variable Kapazitätspreise benötigen. Es könnte also verschiedene handelbare Kontrakte für die jeweiligen Kraftwerkstypen geben.

Ein Ausübungspreis kann Marktmaχtausübung insofern verhindern, als dass Preisaufschläge und die Zurückhaltung von Kapazitäten am Energiemarkt hinfällig werden. Der Effekt der beiden Maßnahmen, Gewinn durch höhere Preise, wird durch den Ausübungspreis, je nach Höhe, gedämpft oder eliminiert.

Auf dem Kapazitätsmarkt können solche Anbieter auch Spitzenlastkraftwerke zurückhalten, z.B. durch künstlich erhöhte Ausfallraten, und ein höherer Kapazitätspreis wird erzielt. Diese Einnahmen aus dem höheren Kapazitätspreis in Kombination mit den Energiemarkterlösen von NR können dazu führen, dass die daraus resultierenden Mehreinnahmen eines Grundlastkraftwerks, die Einnahmen bei Nichtabschaltung des Spitzenlastkraftwerks übersteigen.

Bezüglich der Organisation des Marktes favorisieren Cramton und Stoft eine lange Kontraktdauer bzw. Planungsphase (Cramton & Stoft, 2006). Die Kapazitäten sollen drei Jahre im Voraus mit einer Kontraktdauer von einem Jahr ausgeschrieben werden. Um die Markteintrittsbarrieren für neue Kapazitäten zu senken, sollen neue Erzeugungseinheiten längerfristige Verträge erhalten. Es werden dafür vier Jah-

re vorgeschlagen. Eine Begründung für die Festlegung des Handelszeitpunktes bzw. der Kontraktdauer wird nicht geliefert. Die für den Handel gewählte Auktionsart ist die *Descending Clock* (DCA).

Aus wettbewerblicher Sicht kann die Kombination aus Erzeugungspflicht und Gewinnverrechnung über einen Ausübungspreis dazu führen, dass auf dem Energiemarkt die Möglichkeit der Kapazitätszurückhaltung und des Preisaufschlags stark eingeschränkt wird. Die Kalkulation der Faktoren M und P_S ist kritisch, da bei Fehlkalkulation Ineffizienzen auftreten können. Insgesamt kann aber auch dieses Modell jene Probleme nicht lösen, die es mit dem Energiemarkt gemeinsam hat. Diese werden im folgenden Abschnitt thematisiert. Ein Vorteil des Systems ist nach Ehrenmann und Smeers (2008), dass Risikoprämien in den Investitionskosten niedriger ausfallen können, da zumindest ein Teil der notwendigen Erlöse über den Kapazitätsmarkt gesichert ist.

Der Kapazitätsmarkt hat in der Theorie drei erhebliche Nachteile mit dem Energiemarkt gemein. Joskow und Tirole (2007) verweisen in ihrem Modell darauf, dass die Anzahl der Teilnehmer (auf der horizontalen Ebene) den Aufschlag auf die Preise beeinflusst. Bei einer geringen Anzahl von Anbietern ist also ein Preisaufschlag zu erwarten, da z.B. im Extremfall eines monopolistischen Anbieters keinerlei Anreiz besteht, das Kapazitätsmarktgebot auf Fixkostenniveau abzugeben. Da eine Verpflichtung zur Teilnahme am Kapazitätsmarkt besteht, müssten die Versorger den Preis stets akzeptieren. Das Problem eines monopolistischen Anbieters ist vor allem dann ein realistisches Szenario, wenn der Kapazitätsmarkt einem Market-Splitting Modell entspricht, d.h. lokale Preisaufschläge aufgrund der Bildung von Engpassgebieten möglich sind. Während also bei Betrachtung des gesamten Marktes die Monopolisten-Annahme eher unwahrscheinlich ist, kann das Problem in kleineren lokalen Teilmärkten auftreten.

Neben der horizontalen Konzentration ist auch die vertikale Integration ein wettbewerbsökonomisches Problem. „The weakest point of this approach, however, even if the product were properly defined, is that it fails if the market structure is not sufficiently competitive and the generation and distribution businesses not sufficiently unbundled. Indeed, where the separation between one of the generators and the regulated retailer - i.e., the distribution company- is imperfect, the latter might not be sufficiently keen on buying at the best price“ (Batlle & Pérez-Arriaga. 2008). Somit käme im Falle eines hohen Grades an vertikaler Integration die Entflechtung der Unternehmen als Lösung in Frage, da so Marktverschluss oder das Ausnutzen der durch die Integration geschaffenen Informationsasymmetrie beseitigt werden könnte (Wolak, 2003).

Zuletzt wird insbesondere die Rolle des Marktbetreibers hervorgehoben. Ein unabhängiger Betreiber sollte den Markt führen, da sonst erneut Marktzutrittsbarrieren, wie etwa Verweigerung der Teilnahme am Kapazitätsmarkt und Informationsvorteile durch Weitergabe sensibler Daten an die eigenen Erzeugungs- und Vertriebstöchter, auftreten können. Die ausgeschriebene Kapazitätmenge muss vorher vom Marktbetreiber bestimmt werden, was bedeutet, dass die dafür notwendigen Informationen

von allen Teilnehmern, Erzeuger wie Verbraucher, eingeholt werden muss. Das umfasst Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen wie auch Informationen über sensible Geschäftsdaten und anstehende Kraftwerksbauten und -stilllegungen. Der Marktbetreiber hat somit eine ähnliche Stellung inne wie der Übertragungsnetzbetreiber im Allgemeinen auf dem Strommarkt. Ein ISO würde demnach, wenn im jeweiligen Land vorhanden, bei der Wahl des Marktbetreibers zum engeren Favoritenkreis gehören.

Ein wichtiges und aus wettbewerbsökonomischer Sicht positives Element ist die Möglichkeit DR als gleichwertiges Äquivalent zu Kraftwerkskapazitäten am Kapazitätsmarkt zuzulassen. In ihrer Eigenschaft als Erzeugungssubstitut kann dadurch die Ausübung der Marktmacht auf dem Kapazitätsmarkt seitens der Erzeuger zumindest abgeschwächt werden. Eine vollständige Beseitigung der Marktmacht ist eher nicht zu erwarten, da DR im Vergleich zu Kraftwerkskapazitäten nur in geringen Mengen und meist auch nicht länger als einige Stunden verfügbar ist. Wichtig für eine Zunahme an DR kann jedoch Wettbewerb auf der Endkundenebene sein. Versorger könnten im Wettbewerb um die Endkunden ein Real-Time-Pricing-Angebot für zuvor nichtleistungsgemessene Kunden einführen. Die direkte Bepreisung könnte wiederum die Wahrnehmung und somit auch die Wechselbereitschaft erhöhen und schnelle Kontraktwechsellmöglichkeiten die Wechselkosten der Kunden senken (Cramton, 2003).

Abschließend lässt sich festhalten, dass ein Kapazitätssystem in der Theorie in der Lage ist, eine effiziente und sichere Versorgung zu gewährleisten. Bis zu einem gewissen Grad kann auch die Gefahr von marktmissbräuchlichem Verhalten eingedämmt werden. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass auf dem Kapazitäts- wie auch Energiemarkt eine niedrige Marktkonzentration sowohl vertikaler als auch horizontaler Art vorliegt. Wenn ein einzelnes Unternehmen oder auch einige wenige die Ebenen der Wertschöpfungskette dominieren, insbesondere auf der Erzeugungsebene, müssen zusätzliche marktmachtdämpfende Faktoren in den Kapazitätsmarkt implementiert werden.

2.4 Zusammenfassung

Das Handelssystem für Strom unterscheidet sich von dem üblicher Produktions- und Konsumgüter. Die Hauptgründe für den Komplexitätsgrad beim Handel von erzeugtem Strom liegen im Konsumentenverhalten und den besonderen physikalischen Eigenschaften des Gutes. Die sich daraus ergebenden Anforderungen an die Ausgestaltung des Handelssystems sind weitreichend, wie die theoretische Betrachtung zeigt.

In einem absolut effizienten Handelssystem sind sich alle Nachfrager des kontemporären Wertes bzw. der Kosten des Stromverbrauchs bewusst und reagieren flexibel auf Knappheitssituationen. Die Zahlungsbereitschaft der Kunden wird über den individuellen *Value of Lost Load*, also dem Wert der Vermeidung eines Ausfalls der nächsten Kilowattstunde Strom, ausgedrückt. Dem sich daraus ergebenden Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage sowie den technischen Anforderungen entsprechend, ergibt sich ein solcher Erzeugungspark, welcher zu einer vollständigen

Deckung der Vollkosten führt. Jede Nachfrage über dieses Kapazitätsniveau hinaus wird nicht gedeckt und führt zu gesellschaftlich akzeptierten Lastabschaltungen. Die dafür notwendigen Annahmen der Realbepreisung und Nachfrageelastizität sind jedoch in der Praxis bis heute nicht in ausreichendem Maße realisierbar. Dies liegt vor allem an der Tatsache, dass nicht alle Kundengruppen mit der dafür notwendigen technischen Ausrüstung ausgestattet sind. Als Konsequenz aus der fehlenden Realisierbarkeit dieses Modells erwachsen zwei weitere theoretische Marktdesigns, welche die existierenden Probleme als gegeben annehmen und somit potentielle Second-Best-Lösungen im eigentlichen Sinn darstellen.

Im ersten Marktsystem, dem Energy-Only-Markt, wird versucht, die First-Best-Lösung möglichst ohne größere Markteingriffe zu erreichen. Das grundlegende Handelsprinzip des tatsächlich zu erzeugenden Stroms wird nicht verändert, jedoch wird eine künstliche Preisobergrenze eingeführt, welche sich an einem gewichteten Durchschnitt des *Value of Lost Load* orientieren soll. Es wird weiterhin der Fokus auf die Anregung nachfrageseitiger Reaktion gelegt. Cramton und Stoft (2008) haben die Nachteile eines Energy-Only-Marktes besonders an zwei Problemen festgemacht: Investitionsrisiko und Marktmacht. Erstgenanntes Problem beschäftigt sich mit der Bestimmung des VoLL, der zu geringen Anzahl der notwendigen Knappheitssituationen sowie den Preisobergrenzen unterhalb des VoLL. Alle drei Punkte zielen auf das Missing-Money-Problem ab. Investitionen bleiben aus bzw. erfahren zu hohe Aufschläge bei Risikoprämien, da Spitzenlastkraftwerke nicht mehr ihre Fixkosten decken können, was als Konsequenz die Versorgungssicherheit gefährdet.

Das ist der erste Ansatzpunkt des Mechanismus für Kapazitätszahlungen. Primäres Ziel ist das Erreichen eines bestimmten Kapazitätsniveaus bzw. einer gewissen Reserve Margin. Dieses Kapazitätsniveau wird genau dann vorgehalten, wenn die Höhe des Kapazitätspreises sich an den Vollkosten der Spitzenlastkraftwerke orientiert. Somit orientiert sich die genaue Höhe des Kapazitätspreises auch an diesen Kraftwerken. In dieser Untersuchung werden drei theoretische Modelle für Kapazitätsmechanismen diskutiert, welche genau auf die Rekompensation abzielen.

1. Getrennter Handel von Kapazität und Energie
2. Kombination von Kapazität und Energie gemäß Joskow und Tirole
3. Kombination von Kapazität und Energie gemäß Cramton und Stoft

Das erste Modell, welches auch in der Praxis schon gescheitert ist, weist drei große Schwächen auf. Die fehlende Gegenrechnung von übermäßigen Renditen aus beiden Märkten führt zu einer doppelten Kompensation der Fixkosten eines Spitzenlastkraftwerks und fordert für dieses hohe Maß an Überkompensation keinerlei Gegenleistung. Das Problem der missbräuchlichen Marktmachtausübung wird durch die fehlende Anbindung des Kapazitätsmarktes an den Energiemarkt in keiner Weise adressiert. Die zu kurzen Handelszeiträume (tägliche oder monatliche Ausschreibung) setzen keinerlei Anreize zur Erhöhung des Wettbewerbs auf Erzeugungsebene und besitzen eher den Charakter einer Markteintrittsbarriere.

Die Modelle von Joskow und Tirole sowie Cramton und Stoft zielen beide auf eine Vermeidung der Überkompensation von Erzeugern ab und beseitigen durch Preisobergrenzen, Angebotspflicht und Strafzahlungen bei Nichteinhaltung eben jener Pflicht die Anreize zur Ausübung von Marktmacht auf dem Energiemarkt komplett oder zumindest in erheblichem Maße. Jedoch ist beiden Modellen ebenso gemein, dass das Problem der potenziellen Ausübung von Marktmacht nicht vollständig eliminiert, sondern vom Energie- auf den Kapazitätsmarkt transferiert wird. Zudem setzen beide eine (administrative) Festlegung einer Reihe von marktlich essentiellen Parametern voraus. Fehler bei der Bestimmung dieser Faktoren haben somit große Auswirkungen auf das Teilnehmerverhalten und die Leistungsfähigkeit des Marktmodells. Es ist jedoch zu konstatieren, dass ein Kapazitätssystem, abseits wettbewerblicher Defekte, theoretisch in der Lage ist, eine effiziente und sichere Versorgung zu gewährleisten.

3 Umsetzung der Märkte und internationale Erfahrung

Die Realisierung der theoretischen Ausgestaltungen von Strommärkten zeigt eine große Bandbreite auf, wobei innerhalb der Kontinente wie z.B. Amerika und Europa eher ein Flickenteppich an Systemen existiert.⁸ Die zahlreichen Varianten lassen sich beispielsweise anhand des Grades staatlichen Eingriffs darstellen. Hierbei sind die beiden extremen Pole somit nicht zwangsläufig Kapazitätsmärkte auf der einen und Energy-Only-Märkte auf der anderen Seite, sondern (staatliche) Monopole und (nahezu) freie Energy-Only-Märkte. Eine solche Einteilung soll aufzeigen, wie weit die jeweiligen Systeme einem Markt zutrauen, eine ausreichende Versorgung sicher zu stellen.

Abbildung 11: Marktdesign und der Grad staatlicher Eingriffe



Quelle: Eigene Darstellung.

In diesem Kapitel sollen exemplarisch fünf dieser möglichen Designs vorgestellt werden, um die tatsächliche Umsetzung der verschiedenen Konzepte darzustellen und die bisherigen Erfahrungen mit den Systemen zu untersuchen. Die Auswahl beinhaltet zwei Energy-Only-Systeme mit zusätzlichen Hilfsmechanismen (Reservekapazität und VoLL-Preissetzung), einen Kapazitätsmarkt, einen Energy-Only-Markt mit Kapazitätszahlungen und einen Elektrizitätsmarkt, welcher einen Wechsel zwischen diesen verschiedenen Marktsystemen bereits vollführt hat und aktuell über einen erneuten Systemwechsel diskutiert.

- National Electricity Market in Australien (Energy-Only Pool mit einem VoLL-Preissystem und Reservekapazität)
- Nord Pool Schweden (Energy-Only-Markt mit Reservekapazität)

⁸Für einen Überblick über einige Marktvarianten siehe Barrera et al., 2011; Gottstein & Schwartz, 2010; Süßenbacher et al. 2010; Pfeifenberger et al., 2009; Sioshansi, 2008; Sioshansi & Pfaffenberger, 2006; und CEER, 2006.

- Großbritannien (Systemwechsel von Energy-Pool mit Kapazitätzahlung zu Energy-Only-Markt)
- PJM, Vereinigte Staaten von Amerika (Kapazitätsmarkt)
- Spanien (Kapazitätzahlung)

Um eine Vergleichbarkeit der Systeme zu gewährleisten, wird folgendes Schema angewendet. Die ersten beiden Punkte sollen dazu dienen, die Startbedingungen und unterschiedlichen Auswirkungen des Spannungsverhältnisses „Privatwirtschaft vs. Staat“ aufzuzeigen. Eine Aufteilung der Erzeugungsebene nach privaten und öffentlichen Unternehmen ist insofern wichtig, da sich speziell die Finanzierung neuer Kraftwerksprojekte für beide Seiten unterschiedlich gestaltet. Wenn ein sehr großer Teil der Kraftwerke aus der Zeit vor der Liberalisierung erneuert bzw. ersetzt werden muss, sollte sich zeigen, wie gut das ausgestaltete Marktsystem erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Dies kann jedoch dadurch verzerrt werden, dass öffentliche Unternehmen nicht den gleichen Finanzierungszwängen unterliegen wie Private. Somit können Erstgenannte selbst in Zeiten unsicherer und riskanter Marktsituationen neue Kraftwerke bauen bzw. finanzieren. Danach wird das System beschrieben und anhand von Indikatoren wie dem Preisniveau, der Versorgungssicherheit und Kraftwerksparkentwicklung hinsichtlich seiner Funktionsfähigkeit bewertet.

- Beschreibung der Liberalisierungsphase
- Marktkonzentration und Privatisierungsgrad
- Definition und Entwicklung des Marktsystems
- Analyse des Kraftwerksparks, der Nachfrage und Großhandelspreise
- Einbindung der erneuerbaren Energien in das Marktsystem
- Bewertung der Leistungsfähigkeit des Marktsystems

3.1 National Electricity Market in Australien

3.1.1 Liberalisierung und Marktsystem

Ein sehr prominentes Beispiel für die Umsetzung des Energy-Only-Konzepts ist der seit dem Jahr 1998 operierende National Electricity Market (NEM) in Australien. Dieser setzt sich zusammen aus den Regionen Queensland (Qld), New South Wales (NSW) und das Australian Capital Territory, Victoria (Vic), Südaustralien (SA) und, seit dem Jahr 2005, Tasmanien (Tas) (AEMO, 2010). Da in diesem Marktgebiet des Landes die meisten Menschen leben, deckt der Strommarkt ca. 95 Prozent der gesamten Konsumenten Australiens ab (Moran & Skinner, 2008: 389).

Ein Grund für die Liberalisierung des Marktes war die Überzeugung, dass Privatisierung und Wettbewerb die Stromerzeugung und -versorgung effizienter gestalten könnten. Der Liberalisierungsprozess lief jedoch nicht simultan in den fünf Staaten ab. Seinen Anfang nahm die Reform des Stromsektors im Staat Victoria, wo neben den Effizienz- und Wettbewerbsgedanken auch die schwierige Haushaltslage des Staates ein Grund für die Privatisierung war (Moran, 2008: 177f.). In kurzer Abfolge zogen die übrigen Staaten nach. Die Unterschiede im zeitlichen Ablauf des Liberalisierungsprozesses und im Privatisierungsgrad zeigt Moran (2006; 2008) auf:⁹

- Vollständige Privatisierung im Staat Victoria mit fünf großen Erzeugern, drei Versorgern, einem Übertragungsnetzbetreiber und vier Verteilnetzbetreibern
- Vollständige Privatisierung im Staat South Australia mit jeweils einem Versorger, Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber und drei Erzeugern
- In Queensland hat zwar eine vertikale Entflechtung stattgefunden, jedoch waren danach noch die beiden großen Versorger, das Übertragungsnetz und vier von sechs großen Erzeugern in staatlicher Hand
- Der vertikalen Entflechtung folgte in New South Wales nur eine geringfügige Privatisierung der Versorgungs- und Erzeugungsebene
- Tasmaniens Elektrizitätssektor wurde vertikal entflochten, aber nicht privatisiert

Während es zwar direkt nach der ersten Liberalisierungsphase erneut zu verstärkter Konzentration durch vertikale Integration kam (Moran & Skinner, 2008: 393), erfolgte über die Jahre hinweg in jedem der Teilgebiete des NEM Markteintritt von neuen, unabhängigen Erzeugern. Insgesamt hat sich allerdings das ursprüngliche Verhältnis von privaten und öffentlichen Unternehmen bis heute nicht wesentlich verschoben, wie die folgende Tabelle zeigt.

⁹Eine genauere Auflistung der Eigentumsverhältnisse findet sich im Anhang.

Tabelle 2: Marktanteile an der Erzeugung in 2010, Australien

<u>Privat</u>	Qld	NSW	Vic	SA	Tas
AGL Energy			7,6%	35%	
Alinta	4%			19%	
Arrow	4%				
GEAC			20,6%		
Infigen				4%	
Infratil				4%	
Intergen	7%				
International Power			20,5%	21%	
Origin Energy	9%	4%		10%	
TRUenergy			22,8%	4%	
<u>Staatlich</u>	Qld	NSW	Vic	SA	Tas
AETV					13,3%
CS Energy	23%				
Eraring		18%			
Delta		31%			
Hydro Tas					86,7%
Macquarie		29%			
Snowy Hydro		14%	20%		
Stanwell	26%				
Tarong	18%				
<u>Andere</u>	9%	5%	8,5%	3%	

Kapazität, die über sogenannte Power Purchase Agreements fest durch Dritte kontrolliert wird, ist der dritten Partei zugeordnet worden. Kapazitäten, die nicht dem zentralen Dispatch-Prozess des Pools unterliegen, sind nicht berücksichtigt. Quelle: AER 2010a: 24ff.

Victoria und South Australia weisen einen sehr hohen Privatisierungsgrad auf, während in New South Wales, Queensland und Tasmanien die Erzeugung weiterhin überwiegend in öffentlicher Hand ist. In Queensland kommen die privaten Erzeuger auf etwa 33% der Gesamtkapazitäten, in New South Wales auf 10% und Tasmanien weist weiterhin keine Privatisierung auf. In New South Wales wird sich voraussichtlich der Privatisierungsgrad erhöhen, da die dem Konzept der virtuellen Kraftwerke entsprechenden Erzeugungsrechte (*Electricity Trading Rights*) in Höhe von etwa 10 GW an Kapazität veräußert werden sollen. Zudem stehen sieben (potenzielle) Kraftwerksgelände zum Verkauf (AER, 2010: 23.).

Bei der Ausgestaltung des Marktes diente der Markt im United Kingdom (UK) als Maßstab. Den gesetzlichen und regulatorischen Rahmen bilden die sogenannten National Electricity Law and Rules, welche 2005 den National Electricity Code ersetzt haben. Vorschläge zur Änderung dieses Rahmens werden seit 2005 von der Australian Energy Market Commission (AEMC), eine vom australischen Ministerium für Energie eingerichtete, unabhängige und nationale Institution, beaufsichtigt. Die AEMC ist zuständig für den Prozessablauf bei Änderung der Marktregeln und

für die Weiterentwicklung des Marktes. Die direkte regulatorische Kontrolle der Regeln obliegt dem Australian Energy Regulator (AER), welcher Teil der Australian Competition and Consumer Commission ist. Damit bilden alle drei Institutionen zusammen die komplette Aufsicht über den Strommarkt. In seiner konkreten Ausgestaltung besitzt der australische Energy-Only-Markt einige besondere Merkmale:¹⁰

- Verpflichtung zur Gebotsabgabe für Erzeuger
- Freiwillige Teilnahme von abschaltbaren Lasten
- Spotmarkt mit Bietsystem in 5-Minuten-Intervallen mit Möglichkeit der Gebotsanpassung und Angabe von bis zu zehn Preisbändern
- Lokaler Referenzpreis in jedem Teilgebiet
- Preisobergrenze in Höhe des errechneten VoLL
- Notfallreserve falls erzeugerseitige Versorgungsunsicherheit besteht
- Preisregulierung auf Endversorgungsebene

Die Erzeuger müssen ihre Kapazitäten einen Tag im Voraus in einen sogenannten Pool bieten, betrieben durch den unabhängigen Marktbetreiber Australian Energy Market Operator (AEMO)¹¹, an dem auch abschaltbare Lasten teilnehmen dürfen. Hierbei können sie bis zu zehn Preise mit ihren dazu gehörenden Mengen angeben. Zwar können die Preise nicht mehr geändert werden, jedoch können die Mengen zwischen diesen Preisgeboten variabel bis wenige Minuten vor dem tatsächlichen Dispatch verschoben werden (Rebidding). Somit existiert faktisch die Möglichkeit einer Preisänderung, wenn auch nur in einem gewissen Rahmen. Der endgültige Spotpreis wird für halbstündige Intervalle gebildet und ist ein Durchschnitt der sechs Fünf-Minuten-Intervalle. Ergeben sich beispielsweise für ein halbstündiges Intervall aufgrund der abgegebenen Gebote folgende Spotpreise: 10,10,10,15,15,15 AU \$/MWh, so ist der von den im Intervall erfolgreichen Erzeugern erzielte Spotpreis 12,5 AU \$/MWh (AEMO 2010). Zwecks Dämpfung des durch fluktuierende Spotpreise entstehenden Marktrisikos können Versorger und Erzeuger langfristige Hedgekontrakte abschließen, welche einen Ausübungspreis enthalten.

Zwar besitzt der NEM kein offizielles Nodal-Pricing-System, bei dem sich in einzelnen lokalen Gebieten, u.a. abhängig von Netzkapazitäten, unterschiedliche Preise ergeben, jedoch ist es diesem sehr ähnlich. In jedem der fünf Gebiete wird ein Referenzpreis gebildet, sodass bei Gesamtbetrachtung des NEM der Eindruck eines nodalen Preissystems entsteht. Moran (2006) merkt an, dass es innerhalb Queenslands durchaus Regionen gibt, die durch Engpässe geprägt sind, was bei Betrachtung der Referenzpreise nicht direkt zum Ausdruck kommt.

Die Großhandelspreise, welche sich am Spotmarkt ergeben, sind jeweils zweifach

¹⁰Siehe AEMO, 2010; Moran & Skinner, 2008: 391; Moran, 2006: 186 für die Zusammenfassung.

¹¹AEMO hat am 01. Juli 2009 den bisherigen Betreiber National Energy Market Management Company (NEMMCO) abgelöst, siehe NEMMCO, 2011.

nach oben und unten begrenzt. Das erste Grenzwertintervall, genannt *Market Price Limit* (ehemals *VoLL*), soll dem VoLL entsprechen und liegt derzeit bei 12500 AU\$/MWh und -1000 AU\$/MWh (AEMC 2009a: 13). Wird ein kumulatives Preisniveau von 187.500 AU\$/MWh über eine rollende 7-Tage-Periode erreicht, greift das zweite Grenzwertintervall, die sogenannte *Administered Price Cap* (APC), dessen Grenzen bei ± 300 AU\$/MWh liegen (AEMC, 2009b: 3f.; AEMC, 2009c; AEMC, 2007: 64ff.). Das bedeutet, dass in einem Zeitraum von sieben Tagen alle Preise für halbstündige Intervalle aufsummiert, diesen Schwellenwert nicht überschreiten dürfen.

Per Definition ist der VoLL eng verbunden mit der in Relation zur Nachfrage nicht gelieferten Strommenge (*Unserved Energy*, USE). Der Begriff USE bedeutet, dass über die Zeit hinweg ein gewisser Prozentsatz x der Stromnachfrage nicht bedient werden kann. Der kritische Schwellenwert ist somit eng verknüpft mit der Frage nach dem Maß der Versorgungssicherheit und liegt bei 0,002% USE. Moran und Skinner (2008: 403) verdeutlichen diesen Wert beispielhaft, in dem sie ihn übersetzen in den Ausfall von 10,5 Minuten Stromausfall im Jahr. Wird der USE-Schwellenwert von 0,002% überschritten, so kann das für die Beobachtung der Versorgungssicherheit zuständige Reliability Panel (Teil der AEMC) Empfehlungen zur Beseitigung aussprechen. Dazu gehört auch, den VoLL anzuheben, um durch potenziell höhere Strompreise zusätzliche Erzeugungskapazität anzulocken (AEMC, 2007: 64-68). Dies ist in der Tat der Grund für die Anhebung des VoLL von 5000 AU\$/MWh (1998-2002) auf 10000 AU\$/MWh (2002-2010) bis zum Niveau von 12500 AU\$/MWh Mitte des Jahres 2010.

Da die Preisobergrenze in Höhe des VoLL dazu dienen soll, Anreiz zum Kapazitätsausbau bzw. -neubau zu liefern, wird damit auch direkt der Versorgungssicherheit Sorge getragen. Von Netzübertragungskapazitäten abstrahiert ist das System insofern abhängig von ausreichenden Kapazitätsreserven, als dass DR (noch) nicht ausreichend in der Lage ist, per Lastabschaltung auf kritische Kapazitätsengpässe zu reagieren. Falls dennoch die durch den Pool gesteuerten Strommengen in den nächsten zwei Jahren nicht ausreichen, kann der Marktbetreiber auf das Konzept des *Reliability and Emergency Reserve Trader* (RERT) zurückgreifen. Hierbei schreibt der Marktbetreiber Mengen aus, welche für Notfälle vorgehalten werden sollen (AEMO 2010a). Diese werden dann vom Marktbetreiber in einer Höhe entlohnt, die über dem Marktniveau liegt. Insgesamt sind etwa 850 MW im NEM-Gebiet vorzuhalten, um das notwendige Minimum an Versorgungsniveau zu halten (Moran, 2006).

Als letzte Besonderheit ist die Regulierung der Endkonsumentenpreise zu nennen, welche alle Staaten bis auf Victoria umfasst. Hierbei ist vor allem die Versorgung von Haushaltskunden betroffen. Während Wettbewerb auf dieser Ebene forciert wurde, sind die Preise der Kleinkunden, also kleinere Unternehmen und Haushalte, durch eine Preisobergrenze reguliert (Moran, 2006). Der regulierte Preis ist als „Price to beat“ zu verstehen. Diese Ebene wird jedoch aus der Betrachtung ausgenommen, da sie nur bedingt eine Rolle bei der erzeugerseitigen Versorgungssicherheit spielt.¹²

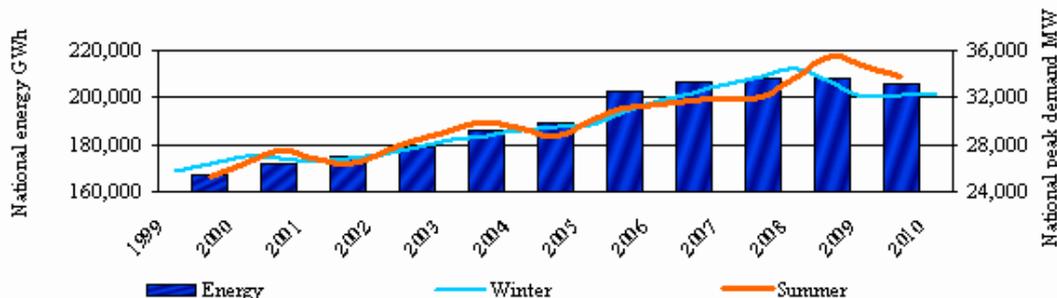
¹²Für eine genauere Diskussion der regulierten Endpreise siehe Simshauser, 2010b.

3.1.2 Analyse der Marktdaten

Zunächst sei darauf hingewiesen, dass die Lesart der Zeitangaben nicht mit Europa vergleichbar ist, da Australien in der südlichen Hemisphäre liegt und somit Winter und Sommer vertauscht sind. Daher ist mit der Bezeichnung *Summer 2008-2009* die europäische Winterphase und somit das letzte Quartal 2008 und das erste Quartal 2009 gemeint.

In diesem Abschnitt soll die Auswirkung des Energy-Only Marktdesigns auf ein von anderen Ländern isoliertes Elektrizitätssystem gezeigt werden. Insbesondere die Auswirkungen auf den Kraftwerkspark und die Versorgungssicherheit stehen hierbei im Fokus. Wie auch in anderen Industrie- und Schwellenländern ist die gesamte Stromnachfrage, und somit auch die Höhe der maximal gemessenen Nachfrage, in Australien gestiegen (eine genauere Auflistung findet sich im Anhang). In den letzten Jahren lag die gesamte Nachfrage bei etwas mehr als 205 TWh während die Spitzenlast je nach Saison (Winter/Sommer) zwischen 32 und 36 GW lag.

Abbildung 12: Entwicklung der Stromnachfrage in Australien



Winter und Summer bezeichnen hier die Höchstlast in der jeweiligen Jahreszeit. Quelle: AER, 2011a.

Nach Gebieten aufgeschlüsselt, zeigen sich sehr deutliche Unterschiede in der Peak-Nachfrage, was Konsequenzen für die regionalen Kraftwerksparks hat. Der höchste gemessene Peak in der australischen Sommerzeit 2010-2011 war in New South Wales im Februar 2011 mit 14598 MW zu finden, während im gleichen Zeitraum in Tasmanien der Maximalbedarf bei 1391 MW lag (AER, 2011a). Das zeigt, dass in Tasmanien entweder wenige große Kraftwerke oder viele kleinere Kraftwerke zur Versorgung ausreichen, während in NSW auf mehr Kapazitäten angewiesen ist. Eine Betrachtung der Sommer- und Winterpeaks zeigt, dass seit der Sommerperiode 2007/08 der Sommerpeak stets höher liegt als in der Winterperiode. Liegen beide Indizes in den Anfangsjahren der Liberalisierung relativ dicht zusammen, ist die Differenz zwischen dem winterlichen und sommerlichen Peak in den letzten vier Jahren stets über 1000 MW geblieben. Zuvor schwankte diese Differenz zwischen sehr niedrigen Werten unter 500 MW und höheren Werten um die 1500 MW. Demnach hat sich die Nachfrage nicht nur insgesamt erhöht, sondern ebenfalls in den letzten drei Jahren verschoben. Liegen beide Indizes stets auf gleichem Niveau, kann der Kraftwerkspark darauf besser reagieren, da die im Sommer aktiven Kapazitäten mit hoher Wahrscheinlichkeit auch im Winter aktiv sind. Vergrößert sich diese Differenz

zwischen den Jahreszeiten, bedeutet dies, dass einige Kraftwerke nur während einer Jahreszeit Strom erzeugen und somit ihre Volllaststunden weitaus geringer sind, was höhere Preise zur Folge haben kann.

Der installierte Kraftwerkspark im Sommer 2010/2011 lässt jedoch vermuten, dass stets ausreichende Kapazitätsreserven vorhanden waren, wobei diese von Region zu Region schwanken, wie Tabelle 3 zeigt.

Tabelle 3: Installierte Kapazität und Peak-Nachfrage im Sommer 2010/2011, Australien

Jahr	QLD	NSW	VIC	SA	Tas	Total
Nachfrage	8809	14589	9585	3378	1484	34933
Kapazität	13046	16398	10510	4279	2961	47194
Reservemenge in %	48	12,4	9,6	26,6	99,5	35,0

Quelle: AER, 2011a; AER, 2010: 24ff.

Vor allem für das Tas-Gebiet kann der Eindruck entstehen, dass ein Übermaß an Kapazität existiert. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Kapazität hauptsächlich aus einem großen Wasserkraftwerk (2347 MW) besteht, was bei einem (Teil-)Ausfall sehr schnell zu einem Engpass führen kann. Dies Versorgungssicherheit in Tas hängt also maßgeblich von der Importkapazität und der Verfügbarkeit eines Kraftwerks ab. Die übrigen Gebiete weisen zwar ebenfalls hohe Reservewerte auf, diese können allerdings vor allem in Victoria schnell durch wenige Kraftwerksausfälle aufgezehrt werden. Für das NEM-Gebiet gilt die gleiche Aussage wie für die meisten liberalisierten Länder, dass der Kraftwerkspark lange Zeit vom Bestand aus Monopolzeiten zehren konnte. Insgesamt hat sich jedoch eine Änderung des Kraftwerksparks hinsichtlich der Technologie ergeben, wie Simshauser (2010a; 2008: 351ff.) zeigt.

Tabelle 4: Installierte Kapazität nach Lastbereich, Australien

Jahr	Baseload	Intermediate	Peak	Total*
1997/98	24500	2100	6700	33300
2006/07	26900	3200	8800	38900
2009	26700	5900	9900	43500

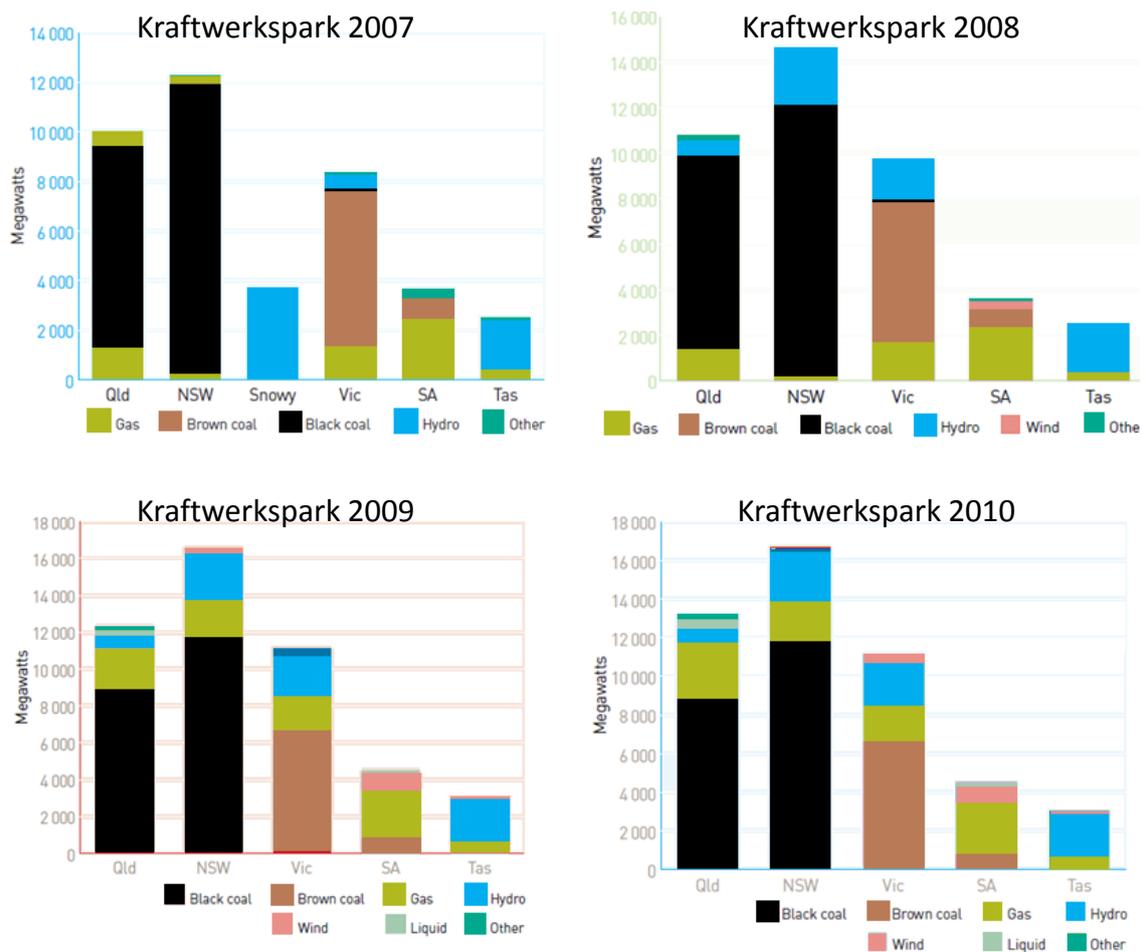
*Zu der Gesamtrechnung gehören noch andere Erzeugungsquellen, die nicht zu diesen drei Kategorien zählen. Quelle: Simshauser 2010a:70; 2008: 351ff.

Dies liegt unter anderem darin begründet, dass sich auch die australische Regierung, mit Hilfe des im *Renewable Energy Act 2000* verankerten Zertifikatsystems, Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien gesetzt hat (*Renewable Energy Target*). So soll bis zum Jahr 2020 der Anteil erneuerbarer Energien auf 20% anwachsen (AER, 2009: 56).¹³ Simshauser (2010a) schätzt den dafür notwendigen Investitions-

¹³Dieses Projekt löst das zuvor geltende 2% *Mandated Renewable Energy-Program* ab, siehe Simshauser, 2010b.

aufwand auf 32 Mrd. AU\$. Allerdings ist die Ausbreitung der erneuerbaren Energien nicht so rasant gestiegen, wie es z.B. in Deutschland der Fall ist. Besonders deutlich wird die bisher geringfügige Rolle bei Betrachtung des Deckungsanteils an der maximal gemessenen Nachfrage. Während in der Winterperiode 2010 am 29 Juni im gesamten NEM eine Nachfrage von 32860 MW vorlag, trugen die erneuerbaren Energien, exklusive Wasserkraft, 586 MW oder 1,7% zur Deckung bei. In den einzelnen Regionen wurden in der gleichen Periode prozentuale Deckungsbeiträge von 1,1% in Queensland, 0,9% in New South Wales, 1,4% in Victoria, 0,4% in South Australia und 5,6% in Tasmanien erreicht (AER 2011a). Noch deutlicher wird der geringe Anteil, wenn an die Windkraft der Maßstab einer 95%-igen Verfügbarkeit gelegt wird. In den Stunden der obersten 10% an Höchstlast in den Winter- und Sommerperioden konnte nur 1% der installierten Leistung für 95% der Zeit zur Deckung der Last beitragen (AEMO, 2010: 133). Hinsichtlich des Erzeugungsarten zeigt sich, dass Stein- und Braunkohle in Australien immer noch die größten Anteile an der Stromerzeugung haben, wie Abbildung 13 zeigt.

Abbildung 13: Kraftwerkspark in Australien 2007-2010



Quelle: AER, 2010: 22; 2009: 56; 2008: 59; 2007: 65.

Im NEM-Gebiet ist seit der Liberalisierung eine relativ große Zahl neuer Kraft-

werke gebaut worden bzw. in Planung. Somit könnte zunächst davon ausgegangen werden, dass stets Anreize zum Neubau von Kraftwerken bestanden haben und auch weiterhin bestehen. Jedoch ist hierbei aufgrund des immer noch hohen Anteils öffentlicher Unternehmen auf der Erzeugungsebene eine genauere Analyse der Projekte notwendig. Tabelle 5 zeigt die geplanten, im Bau befindlichen bzw. realisierten neuen Kraftwerkskapazitäten seit der Liberalisierung an.

Tabelle 5: Neue Kraftwerksprojekte von 1997 bis 2016, Australien

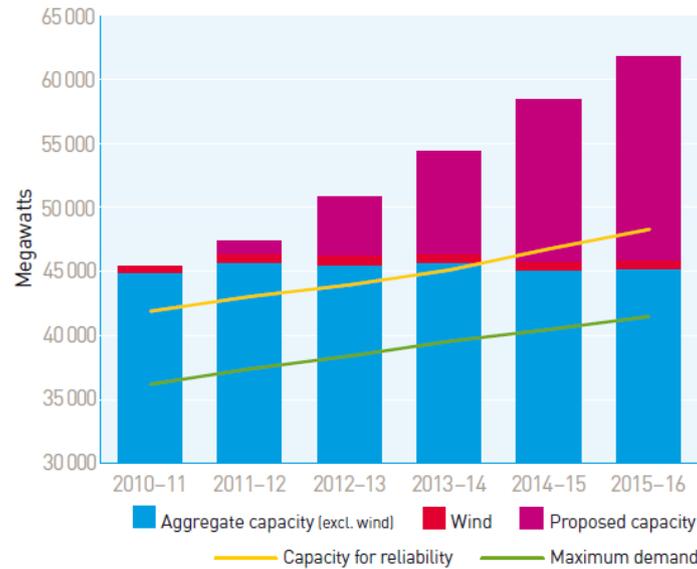
Projekte	1997-2010	2011-2016
Anzahl Total		
Privat (Anzahl)	27	41
Öffentlich (Anzahl)	7	29
Totale Kapazität in MW	10668	15026
Privat (in MW)	8160	8841
Öffentlich (in MW)	2508	6185
davon Windkraft in MW	492	3803,5
Privat	492	3486,5
Öffentlich	-	357

Berücksichtigt wurden nur Kraftwerke, die verpflichtend am Pool teilnehmen (Scheduled/Semi-Scheduled). Kraftwerke sind im Bau befindlich oder besitzen zumindest ein Datum der geplanten Inbetriebnahme. Bei Angabe von Zeitfenstern wird das letzte Datum gewählt. Quelle: Simshauser, 2010a; AER, 2010: 39ff.; AER, 2009: 62ff.

Der Anteil der privaten Kraftwerksbetreiber wird zwar über die nächsten fünf Jahre zunehmen, jedoch ist die Anzahl der Projekte alleine nicht aussagekräftig. Die öffentlichen Unternehmen investieren zwar in nur wenige Projekte, dafür aber vor allem in größere Kraftwerke, entweder durch Kohle oder Gas befeuert. Mit 47 neuen Anlagen sind mehr als die Hälfte der anstehenden Projekte Windkraftanlagen. Dies ist ein deutliches Zeichen dafür, dass auch in Australien ein Umbau des Kraftwerksparks stattfindet. Unterstützt wird dies durch den zweiten Trend, dem ansteigenden Anteil von Gasturbinen an der Erzeugung. Diese könnten als Kompensation für ausbleibende Stromerzeugung aus Windkraft dienen.

Eine historische Betrachtung der Versorgungssicherheit, also der tatsächliche Versorgungsausfall, zeigt, wie sich das Marktdesign unterstützt durch Kraftwerke aus der Monopolphase bisher bewährt hat. Der regionale USE-Faktor beträgt im Zeitraum 2000-2010 genau drei Mal nicht 0,0000% und zwar 0,00005% in NWS (2004-2005), 0,004% in Victoria (2008-2009) und 0,0032% in SA (2008-2009) (AEMC, 2010: 12f.). Ebenso wird das Notfallprogramm RERT wahrscheinlich ersetzt oder obsolet, da das Programm nicht über 2013 hinaus verlängert werden soll (AEMC, 2011a: 10ff.). Es sei aufgrund kaum durch den Marktbetreiber gelöster Kapazitäten nicht effektiv genug, um potenzielle Knappheit auszugleichen. Andererseits gab es nicht genug kritische Situationen, die den Einsatz des RERT notwendig machten (AEMC, 2009a: 36; Pfeifenberger et al., 2009: 28).

Abbildung 14: Entwicklung des Kraftwerksparks 2010-2016, Australien



Quelle: AER, 2010:44.

Ein weiteres Element, welches besondere Anreize zur Versorgungssicherheit liefern soll, ist die erste Preisobergrenze in Höhe des VoLL. Die von 2002 bis 2010 geltende Obergrenze von 10000 AU\$/MWh wurde auch in einigen Regionen erreicht, jedoch stets in Zeiten der höchsten Peak-Stunden, was der Theorie entspricht. So wurde im Jahr 2008 in New South Wales diese Grenze drei Mal erreicht, in Victoria zwei Mal im Jahr 2009 und drei Mal im Jahr 2007 und in Tasmanien in 2007 an drei eng aneinander liegenden Tagen zu insgesamt 18 Halbstunden. Zudem sind nicht nur die Anzahl der VoLL-Stunden interessant, sondern auch die Menge jener Preisstunden, welche ein gewisses Preisniveau überschreiten. In Tabelle 6 ist die Halbstundenanzahl oberhalb eines Preises von 9000 AU\$/MWh angegeben.¹⁴ Insbesondere in Tasmanien ist die neue Grenze von 12500 AU\$/MWh mit Werten um die 12400 AU\$/MWh fast erreicht worden. Hieran lässt sich deutlich ablesen, dass es durchaus zu sehr hohen Preisspitzen kommen kann, genau so, wie es die Marktausgestaltung bei Kapazitätsknappheit erfordert. Die Erklärungen für diese Preisspitzen sind zahlreich und lassen sich in rein ökonomische und technische bzw. umweltbedingte Kategorien einteilen. Bei Erstgenannter kann es zu simplen Preisauflagen bzw. dem Einsatz extrem teurer Spitzenlastkraftwerke aufgrund sehr hoher Nachfrage gekommen sein. Ein Beispiel für die Komplexität der Erklärung einer Preisspitze bietet der 16.01.2007 in Victoria (siehe AER, 2011b für die einzelnen Berichte). In Victoria und South Australia wurden extrem hohe Lastspitzen verzeichnet und es kam zu schnellen und hohen Preisanstiegen in den 5-Minuten-Intervallen. Hierbei wurden u.a. Preisgebote durch Mengenverschiebung zwischen den Preisbändern vorgenommen oder die Kapazitäten sofort zu hohen Preisen angeboten. Direkt nach den ersten hohen Geboten sorgte ein Feuer für Importausfälle aus anderen Regionen, sodass die Preise zwar schwankten, aber immer noch hoch blieben. Kurze Zeit nach Ausbruch des Feuers

¹⁴Siehe Anhang für eine Preisanalyse gemäß einer 5.000 AU\$/MWh-Grenze.

Tabelle 6: Anzahl der Stunden mit Preisen über 9.000 AU\$/MWh, Australien

Jahr	NSW	Qld	SA	Tas	Vic
2004	8	0	0	-	0
2005	2		0	8	0
2006	3	1	0	0	1
2007	4	0	0	0	4
2008	3	4	43	0	0
2009	4	0	37	7	7
2010	0	2	13	4	7

Quelle: AEMO, 2011a.

griff der Marktbetreiber in den Prozess ein und setzte den Preis künstlich auf 10.000 AU\$/MWh hoch. Somit ist in diesen wenigen Stunden eine ganze Reihe von Begründungen für hohe Preisspitzen geliefert worden. Zwar untersucht der Regulierer AER jeden Grund für Preise oberhalb der 5000 AU\$/MWh -Grenze, jedoch ist dieser nicht immer einwandfrei identifizierbar. In South Australia wurden im März Kapazitäten deutlich oberhalb der üblichen Preise geboten, und das für einen längeren Zeitraum. Dies trifft insbesondere auf AGL zu, welches als einziges Unternehmen knapp 80% seiner Kapazitäten aus den Kraftwerken Torrens Island A und B sehr weit über der 5000 AU\$/MWh-Grenze bis an die Grenze des Preisdeckels bot. Diese beiden Kraftwerke zusammen genommen bilden den größten Block in South Australia und haben somit signifikante Marktmacht. Ihre Kapazitäten konnten vor allem aufgrund von Störungen an den Grenzstellen nicht durch Konkurrenten unterboten werden. Somit lässt sich vermuten, dass an dieser Stelle Marktmacht missbräuchlich angewendet wurde, was dem generellen Vorwurf gegenüber Energy-Only-Marktsystemen entspricht. Die Unterscheidung zwischen tatsächlichen Engpässen und Ausübung von Marktmacht ist auch hier nur schwer möglich. Dennoch soll in naher Zukunft eine Preisobergrenze für marktmächtige Unternehmen eingeführt werden. Diese ist abhängig von dem Verhältnis zwischen Nachfrage und Erzeugung des potenziell marktmächtigen Unternehmens. Wenn die Nachfrage auf ein Niveau steigt, bei dem das betroffene Unternehmen aufgrund seines ausreichend großen Kraftwerksportfolios (nahezu) konkurrenzlos und notwendig für Lastdeckung ist, soll der Anbieter dazu verpflichtet werden, die gesamte verfügbare Kapazität zu einem Preis anzubieten, der höchstens auf APC-Niveau steigt (AEMC, 2011b: 8ff.).

Insgesamt lässt sich allerdings festhalten, dass das Preisniveau über sämtliche Regionen und Jahre hinweg nicht kontinuierlich angestiegen ist. Im Durchschnitt sind die Preise im Zeitraum 1999 bis 2010 nur in New South Wales und Victoria leicht angestiegen (22,68 auf 30,89 AU\$/MWh bzw. 22,54 auf 34,44 AU\$/MWh). In den anderen Regionen ist der Preis insgesamt gesunken, wobei auch hier erwähnt sei, dass der Durchschnittspreis über die Jahre schwankt. Auch bei der Betrachtung der einzelnen Perzentile ist kein Trend zu einer höheren Dichte der Preise zu erkennen. Das 99%-Perzentil, welches beim niedrigsten Preis beginnend 99% aller Preise abdeckt, schwankt auch deutlich zwischen Werten um die 60 und 300 AU\$/MWh.

Nur das Jahr 2007 stellt eine Ausnahme dar, denn in diesem Zeitraum traten ungewöhnlich hohe Temperaturen und damit verbundene Nachfrageschocks auf, welche in allen fünf Regionen ihren Niederschlag fanden. Exemplarisch sei hier die Region NSW in Tabelle 7 angeführt.¹⁵

Tabelle 7: Preis-Perzentile in AU\$/MWh für New South Wales, Australien

Jahr	1%	25%	50%	75%	90%	95%	99%	∅
1999	8,82	15,2	19,81	26,51	34,14	42,15	57,2	22,68
2000	9,39	16,77	27,21	38,99	58,49	69,67	112,53	35,63
2001	13,2	22,14	27,06	35,17	42,69	51,08	92,36	33,26
2002	11,44	20,6	26,11	34,94	44,55	58,27	167,31	39,76
2003	8,92	15,73	17,51	21,61	27,27	37,14	72,09	26,40
2004	12,28	18,43	25	33,42	43,72	65,52	225,88	45,14
2005	12,63	17,48	20,76	26,34	35,63	43,27	107,58	35,83
2006	12	17,25	21,95	28,95	39,07	52,84	97,18	31,00
2007	15,45	28,53	42,99	62,77	96,02	141,07	315,15	67,07
2008	12,25	23,04	30,22	40,78	56,34	69,78	98,35	39,13
2009	11,82	21,81	24,3	31,63	42,75	59,93	157,55	43,91
2010	11,87	21,87	24,33	25,83	31,96	38,87	78,64	30,89

Eigene Berechnung, Quelle: AEMO, 2011a.

3.1.3 Bewertung

Simshauser sieht den australischen Energy-Only-Markt kritisch und merkt an, dass der gesamte Kraftwerkspark von 1997/1998 bis 2009 nicht optimal aufgestellt gewesen ist. Demnach bestehe bis heute ein volkswirtschaftlich ineffizienter Kapazitätsüberschuss an Grundlastkraftwerken, welcher jedoch stetig abgenommen hat, und im Gegenzug bis heute ein Unterschuss an Spitzenlastkraftwerken. Der von Simshauser verwendete Optimierungsalgorithmus NEMESYS wird in Simshauser (2008) erklärt.

Tabelle 8: Ungleichgewicht im Kraftwerkspark in MW, Australien

Jahr	Grundlast	Mittellast	Spitzenlast	Gesamtungleichgewicht*
1997/98	+4100	+100	-1500	+2700
2006/07	+2600	+800	-3700	-300
2009	+1700	+2300	-1700	+2400

*Das Gesamtungleichgewicht beinhaltet noch zusätzliche, nicht erwähnte Elemente. Quelle: Simshauser 2010b; 2008:350ff.

¹⁵Die übrigen Tabellen der Preisperzentil-Analysen befinden sich im Anhang.

Zudem sei ein hypothetisches Spitzenlastkraftwerk seit der Liberalisierung nicht in der Lage gewesen seine vollen Kosten zu decken, und die Preisobergrenze müsste bis auf 24500 AU\$/MWh ansteigen, um ausreichende Anreizsignale zu senden (Simshauser 2010b; 2008). Insgesamt beläuft sich das Defizit für den Zeitraum 1998/99-2005/06 auf 6,7 Mio. AU\$ (Aufschlüsselung der Kraftwerks- und Marktdaten in Simshauser, 2008). Gegen das Ausbleiben solcher Preisspitzen können die Betreiber von Spitzenlastkraftwerken auch Hedgekontrakte abschließen. Simshauser verweist darauf, dass eben jene Kontrakte über eine längere Frist laufen müssten, um somit potenzielle Kapitalgeber vom Bau eines solchen Kraftwerks zu überzeugen. Auf der Gegenseite falle es jedoch den Versorgern bei immer stärkerem Wettbewerbsgrad schwerer, derart langfristige Kontrakte zu akzeptieren. Somit sei nur bei Einführung einer Kapazitätszahlung ein ausgeglichener und optimaler Kraftwerkspark erzielbar.

Eine Unterversorgung bei Spitzenlastkraftwerken lässt sich zumindest anhand der Stand 2010 geplanten und bereits realisierten Kraftwerksprojekte nur bedingt bestätigen, da einige von ihnen GuD-Kraftwerke (*Combined Cycle Gas Turbine*, CCGT) darstellen. Zudem zeigt sich bisher vielmehr der durch die Einführung der Bepreisung von CO_2 und Förderung der erneuerbaren Energien ausgelöste Verschiebungseffekt im Kraftwerkspark. Die Leistungsfähigkeit des australischen Marktsystems ist insofern schwierig zu beurteilen, als dass zwei Faktoren die Analyse erschweren. Erstens erfolgt ein sehr großer Teil der Erzeugung immer noch durch öffentliche Unternehmen, welche anderen ökonomischen Bedingungen (z.B. Kapitalverzinsung) unterliegen. Da jedoch der Privatisierungsgrad zunimmt, sollte sich anhand des zukünftigen Kraftwerkszubaues genauer analysieren lassen, ob die durch den Energy-Only-Markt ausgesendeten Anreizsignale, d.h. hohe und hoch frequentierte Preise, ausreichen. Zweitens, der Kraftwerkspark besteht im gesamten NEM-Gebiet immer noch zu großen Teilen aus Kraftwerken aus der Zeit vor der Liberalisierung, sodass der volle Erneuerungszyklus der Kraftwerksparks noch nicht abgeschlossen ist.

Aufgrund des geplanten Ausbaus des Anteils der EE an der Erzeugung muss jedoch eine andere Berechnung der tatsächlich vorzuhaltenden Reservemenge vorgenommen werden. Es müssen nicht nur die übliche Reservemenge zwischen 10-15% der Nachfrage vorgehalten werden, sondern auch ein gewisser Prozentsatz, welcher die Fluktuation bzw. den kompletten Ausfall des Windparks auffangen muss. Es ist entscheidend, inwiefern die Berechnung des USE-Index die Fluktuation der Wind- und Photovoltaik-Anlagen berücksichtigt und somit das notwendige Niveau an Reservekapazitäten bestimmt wird. Das eigentliche Notfallprogramm für langfristige Versorgungssicherheit endet mit dem Auslaufen von RERT. Im Marktdesign ist somit kein expliziter Mechanismus zur Absicherung im absoluten Notfall mehr vorhanden. Der einzige Marktmechanismus bleibt daher die Ermöglichung von sehr hohen Preisspitzen in Zeiten von Knappheit.

Die Flexibilität bei der Gebotsänderung ermöglicht einerseits eine effiziente Anpassung an größere Abweichungen von den Nachfrageprognosen und verringert somit die Menge an vorzuhaltender Regelenergie. Andererseits bietet sich durch die Möglichkeit der Mengenänderung, und somit faktischen Preisänderung, auch die Chan-

ce zu strategischem Verhalten. Es ergibt sich hierbei das klassische Problem von Strommärkten, nämlich der Unterscheidung zwischen hohen Preisen aufgrund von Knappheit und solchen aufgrund der missbräuchlichen Ausübung von Marktmacht. Dem steht jedoch auch die Tatsache gegenüber, dass diese hohen Preise (über 5000 AU\$ /MWh) zwischen 1999 und 2010 in nur 422 von 940.141 Fällen aufgetreten sind. Insgesamt lässt sich ein Versagen des Systems nicht bestätigen.

3.2 Nord Pool, Schweden

Das schwedische Modell gleicht dem australischen darin, dass auch hier eine Kapazitätsreserve am Markt unzureichend gelöste Kapazitäten ausgleichen soll. Statt einem expliziten VoLL-Preissystem setzt dieses System auf die Interkonnektivität mit seinen benachbarten Märkten. Schweden befindet sich in einem Verbundsystem, Nord Pool genannt, mit seinen skandinavischen Nachbarn und Estland.

Dies beeinträchtigt zwar die Analyse eines einzelnen Landes dadurch, dass alle zum Verbund gehörenden Länder ohne Bestehen eines Engpasses zu einem einzigen Gebiet zusammengefasst werden. Dennoch zeigt sich, dass die Betrachtung im Kontext einer Überprüfung des deutschen Marktsystems sinnvoll ist, da Deutschland als Dreh- und Angelpunkt im europäischen Stromsektor angesehen werden kann und somit ebenfalls stark vom Gesamtverbund abhängig ist.

Funktioniert das schwedische Energy-Only-System mit Reservesystem im Verbund, so könnte ein solches System auch als Alternative für Deutschland gelten, gesetzt den Fall, dass das bisherige deutsche System nicht ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stellt.

3.2.1 Liberalisierung und Marktsystem

Der schwedische Strommarkt wurde im Jahr 1996 liberalisiert und hat sich im Lauf der Jahre mit seinen übrigen Nachbarländern, zuerst Norwegen (1996), dann Finnland (1998) und West- und Ostdänemark (1999 und 2000) zu Nord Pool zusammengeschlossen (Amundsen et al., 2006). Innerhalb dieser Phase ist es allerdings nicht zu großen Privatisierungen gekommen, wie Tabelle 9 zeigt. E.ON ist der größte private Stromerzeuger in Schweden. Fortum (Finnland), Vattenfall (Schweden) und Statkraft (Norwegen) sind staatliche Unternehmen. Somit sind auch hier die Auswirkungen eines marktlichen Anreizsystems verzerrt.

Das Grundprinzip des schwedischen Marktes folgt dem eines Energy-Only-Systems. Die Besonderheit des schwedischen Modells liegt in seinem engen Verbund mit den Nachbarstaaten, welche ebenfalls einen Energy-Only-Markt als Handelssystem implementiert haben. Betrachtet man Nord Pool als gesamte Region, so wird dieses System als Market-Splitting betrachtet, wobei alle Teilmärkte die gleichen Handelssysteme aufweisen. Entsprechend den jeweiligen kontemporären Engpassgebieten werden Teilmärkte gebildet, die mit separaten Börsenpreisen schließen. Liegen keine Engpasssituationen vor, ergibt sich ein einheitlicher Preis für alle Teilregionen Nord Pools.

Tabelle 9: Marktanteile an Erzeugung, Schweden

	Vattenfall	Fortum	E.ON	Statkraft	Skelleftea Kraft	Andere
1996	52,5%	18,7%	19,5%		1,6%	7,7%
1998	49,0%	18,9%	21,6%		1,7%	8,8%
2000	48,9%	19,6%	21,4%		2,0%	8,1%
2002	49,0%	17,1%	21,6%		2,4%	9,9%
2004	47,3%	16,1%	22,8%		2,1%	11,7%
2006	45,4%	19,3%	21,4%	0,9%	2,2%	10,8%
2007	44,4%	18,0%	22,0%	0,9%	2,3%	12,4%
2008	45,2%	19,1%	20,4%	0,9%	2,3%	12,1%
2009	43,9%	18,8%	16,1%	4,0%	2,4%	14,8%

Quelle Swedenenergy, 2010: 30.

Die Kernpunkte des schwedischen Marktsystems lassen sich wie folgt zusammenfassen:

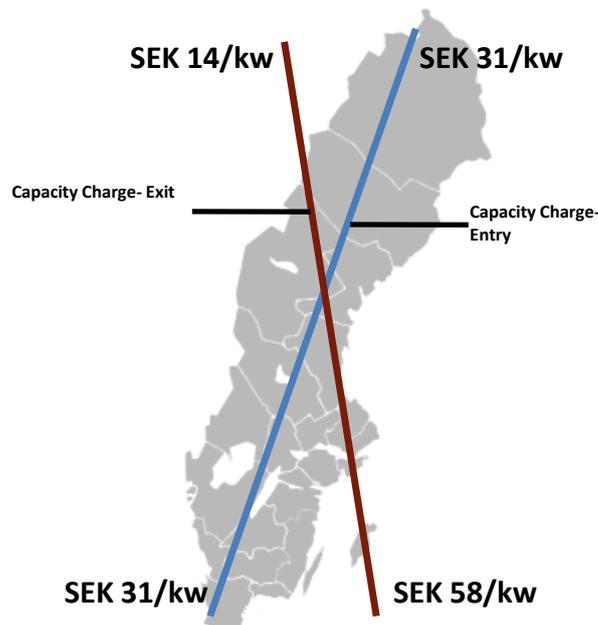
- Schwedischer Energy-Only-Markt als Teilgebiet innerhalb Nord Pools
- Keine Verpflichtung zur Teilnahme an Strommärkten
- Verträge werden entweder bilateral oder über die Börse abgewickelt
- Preisobergrenze auf Spotmarkt bei 2000 €/MWh
- Verpflichtung für Versorger zum Kauf von Erzeugung aus erneuerbaren Energien
- Reserve-Markt für Kraftwerkskapazitäten
- Langfristige Finanzkontrakte als Hedge gegen Preisvolatilitäten
- Zahlung von Ein- und Ausspeisungsgebühren durch Erzeuger und Versorger an Netzbetreiber

Zur Förderung erneuerbarer Energien ist seit 2003 der Handel mit sogenannten *Green Certificates* vorgeschrieben. Hierbei werden die Versorgungsunternehmen gezwungen einen bestimmten Anteil ihrer Menge durch den Erwerb von Kapazitäten erneuerbarer Energien abzudecken. Bei Nichteinhaltung dieser Anteile werden Strafzahlungen fällig. Schon 2006 wurde das Ziel gesetzt bis 2017 die Erzeugungsleistung durch erneuerbare Energien um 17 TWh zu steigern (Schwedische Umweltministerium, 2006). Zumindest für das Jahr 2007 wurde dies Zielvorgabe mit einem Anstieg um 12,5 TWh eingehalten (Swedish Energy Agency, 2008). Solch ein Eingriff in den Marktprozess führt zwar immer noch zu einer Zwangsintegration von erneuerbaren Energien, stellt allerdings aus wettbewerblicher Sicht einen weniger intensiven Eingriff dar, als es z.B. in Deutschland der Fall ist. Ein Grund dafür liegt in der Tatsache, dass zwar eine gewisse Menge an erneuerbaren Energie gekauft werden

muss, jedoch die Anbieter der erneuerbaren Ressourcen im Wettbewerb miteinander stehen und somit die effizienteren bzw. insgesamt günstigeren Erzeugungsanlagen häufiger ihre Zertifikate veräußern können.

Eine weitere Systemkomponente betrifft den tatsächlichen Standort eines Kraftwerks. Der schwedische Netzbetreiber Svenska Kraftnät erhebt sowohl von Erzeugern als auch von Nachfragern eine Netznutzungsgebühr, die sich aus zwei Teilen zusammensetzt. Zunächst wird die Capacity Charge erhoben, welche pauschal pro kW/Jahr für Ein- und Ausspeisung gilt, siehe Abbildung 15. Die Gebühr verläuft in ihrer Höhe linear entlang des geographischen Nord-Süd-Gefälles von Schweden (Svenska Kraftnät, 2011). Im Norden ist es für Erzeuger teurer einzuspeisen als im Süden, da dort ein Lastüberschuss vorliegt. Gegenteiliges gilt für die Nachfrage. Der zweite Teil der Netznutzungsgebühr betrifft die tatsächliche Menge an Strom, die ein- und ausgespeist wird. Hierbei wird ebenfalls wieder unterschieden, ob dies im südlichen Lastüberschussgebiet geschieht oder im Norden. Da die Gebühren abhängig von den Last- bzw. Erzeugungsgebieten sind, variiert diese. Es ist fraglich, inwieweit eine solche Gebühr die Allokation von Kraftwerken und somit eventuell auch das generelle Investitionsverhalten effizient steuert, da sie in ihrem Wesen temporärer Natur ist.

Abbildung 15: Fixe Netzeinspeisegebühr in Schweden



Quelle: Svenska Kraftnät, 2011. Abbildung in Anlehnung an E.ON, 2011.

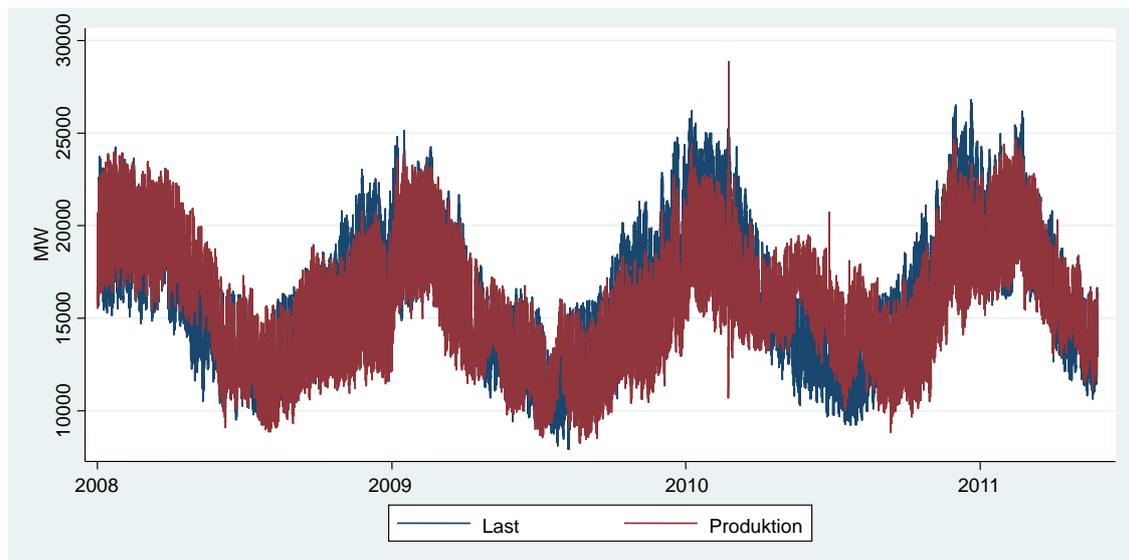
Es gibt im schwedischen Marktsystem keine zusätzlichen Anreize, wie etwa die Heraufsetzung des Preises auf VoLL-Niveau in Engpasszeiten. Allerdings existiert seit 2003 ein Aushilfssystem, sollte der Markt nicht in der Lage sein, ein Marktgleichgewicht zu erzeugen. Hierbei werden Kraftwerksreserven nicht für kurzfristige Schwankungen vorgehalten, wie etwa im Fall der Regelenergie. Jedoch ist das Prinzip dem Vorhalten von Regelenergie ähnlich nur der Maßstab und die zeitli-

che Dimension sind größer. Es werden ganze Kraftwerke zurückgehalten und diese sollen solange inaktiv sein, wie sämtliche Knappheitssituationen durch die bereits vorhandenen Kraftwerke gelöst werden können (Energy Market Inspectorate, 2010: 44ff.). Erst, wenn der Markt nicht in der Lage ist, die notwendigen Kapazitäten aufzubringen, wird die Reserve eingesetzt. Das Notfallprogramm sollte im Jahr 2011 enden, jedoch soll an seiner Statt ein abgeändertes, mehr marktlicheres Programm bis 2019/20 in Kraft treten (Energy Market Inspectorate, 2010: 44f.; NordReg, 2009: 9). Bisher muss der schwedische Netzbetreiber Svenska Kraftnät noch Reserven in Höhe von 2000 MW ausschreiben. Die Kosten für die Reserven werden auf die Nachfrage umgelegt, wobei im Bedarfsfall die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke wieder einer Merit-Order entspricht.

3.2.2 Analyse der Marktdaten

Die schwedische Nachfrage ist nicht immer durch die heimische Produktion ausreichend gedeckt worden, was teilweise große Importmengen notwendig machte. Der Konsum ist insgesamt leicht angestiegen, wobei das Jahr 2009 womöglich aufgrund der globalen Finanzkrise eine Besonderheit darstellt und somit im Vergleich zu den übrigen Jahren niedriger ausfällt.

Abbildung 16: Nachfrage und tatsächliche Produktion, Schweden

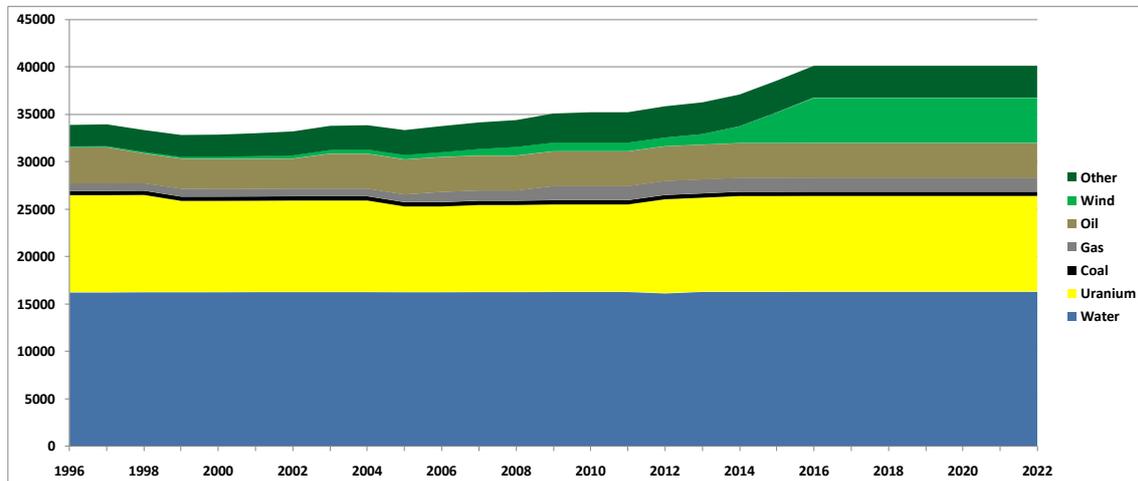


Quelle: Nord Pool Spot, 2011.

Der schwedische Kraftwerkspark besteht hauptsächlich aus Wasser- und Kernkraftwerken, wobei erstere mit knapp 50% den größten Anteil an der Erzeugung ausmachen. Ein Ausstieg aus der Kernenergie war zwar ebenfalls in den ersten Jahren nach der Liberalisierung angedacht, jedoch wurde dieser Ausstieg wieder rückgängig gemacht, was sich deutlich im Kraftwerksportfolio niederschlägt. Der Anteil von Wasser und Atomenergie an der gesamten installierten Leistung ist zwar gesunken, jedoch nur, weil Kraftwerke mit anderen Brennstoffen, insbesondere die fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Solar, ausgebaut wurden. Hieraus entwickelt

sich eine gewisse Abhängigkeit von der Zuverlässigkeit der Wasserkraft. Dürreperioden können kritische Situationen in der Versorgung erzeugen, was im nächsten Teilabschnitt dargestellt wird.

Abbildung 17: Entwicklung des installierten Kraftwerksparks, Schweden



Quelle: Platts 2011.

Die Besonderheiten des schwedischen Systems, Verbindung zu Nachbarstaaten und hohe Abhängigkeit von der Verlässlichkeit von Wasser- und Kernkraft, haben Blackouts nicht verhindern können. In den Wintermonaten 2002/2003 und 2009/2010 musste die Notreserve aktiviert werden, da die Produktion in Schweden massiv beeinträchtigt wurde. In beiden Fällen waren sowohl die Wassermengen für die Wasserkraftwerke nicht ausreichend als auch unerwartet hohe Ausfälle bei Kernkraftwerken zu verzeichnen. Importe aus dem Nord Pool-Verbund hätten die zu diesem Zeitpunkt sehr starke Nachfrage bedienen sollen. Da Norwegen einen sehr ähnlichen Kraftwerkspark besitzt und dementsprechend in gleichem Maße betroffen war, fiel die Menge an möglichen Importen zu gering aus, woran auch Länder wie Deutschland oder Polen nichts ändern konnten. Dies führte zum Einsatz von Notfallreserven und einigen Blackouts in diesen Zeiträumen.

Als Beispiel sei hier der Winterpeak im Januar 2010 aufgeführt, wo nur knapp 61% der Kernkraft im Durchschnitt zu Verfügung stand, einige übrige konventionelle Kraftwerke ausfielen und Wasserkraft diesen Effekt hätte auffangen sollen. Dies führte zu extrem knappen Wasserreserven, welche für spätere Zeitpunkte benötigt worden wären. Zudem war der Winter sehr kalt, was die Stromnachfrage in die Höhe trieb. Dies führte zum Einsatz von Notfallreserven im Nord Pool-Gebiet, wobei Schweden den größten Anteil in Anspruch nahm.

Tabelle 10: Aktivierte Notfallreserven am 8. Januar 2010, Schweden

Uhrzeit	Schweden	Nord Pool
7-8 Uhr	143,1 MW	163,6 MW
8-9 Uhr	145,4 MW	190,8 MW
9-10 Uhr	86,9 MW	122,2 MW

Quelle: NordReg, 2011: 21.

Zwar sind diese Blackouts das Produkt aus einem dreifach gestressten System (sehr hohe Nachfrage, massiver Kraftwerksausfall, Importausfall), jedoch zeigt ein Vergleich mit den Kapazitätsreserven für die jeweils letzten und nächsten zwei Jahre, dass ein Ausfall nicht unwahrscheinlich war, wie Tabelle 11 zeigt. Die Prognose für die nächsten zwei Jahre weist einen Anstieg in den Reserven aus, was auf einen leichten Anstieg der Erzeugungskapazitäten zurückzuführen ist.

Tabelle 11: Prognose verfügbarer Reservekapazität bei Spitzenlast, Schweden

Winterphase	Verfügbare Kapazität	Nachfrage	Reserve
Normaler Winter			
2008/09	28300 MW	27600 MW	2,5%
2009/10	29900 MW	27000 MW	10,7%
2010/11	29700 MW	27000 MW	10%
2011/12	30400 MW	27000 MW	12,5%
2012/13	29900 MW	27000 MW	10,7%
Extreme Winterlast*			
2008/09	28300 MW	28700 MW	-1,4%
2009/10	28800 MW	28500 MW	1%
2010/11	29700 MW	28500 MW	4,2%
2011/12	30400 MW	28500 MW	6,6%
2012/13	29900 MW	28600 MW	4,5%

* Tritt ein Mal in zehn Jahren auf. Quelle: Nordel, 2005; 2006; 2007; 2008; 2009.

Der prognostizierte Peakwert für einen sehr kalten Winter von 28500 MW wurde in den Jahren 2009 (25123 MW) und 2010 (26800 MW) nicht erreicht, jedoch lag zu dem Zeitpunkt die tatsächliche Produktion mit 23792 MW (2009) und 23344 MW (2010) weit unter den prognostizierten Erzeugungskapazitäten. Insgesamt zeigt sich, dass der schwedische Strommarkt besonders sensibel auf Abweichungen auf wenige Parameter reagiert, was sich an den starken Einbußen in der Reservekapazität erkennen lässt. Vor allem die Verfügbarkeit von Hydro- und Kernkraftwerken ist hierbei entscheidend.

Die zuvor beschriebenen Stresssituationen haben sich dementsprechend auch in den Börsenpreisen niedergeschlagen, welche im Jahr 2010 einige sehr hohe Ausschläge

aufgewiesen haben. Insgesamt ist das Preisniveau in Schweden relativ moderat angelegten. Die globale Finanz- und Wirtschaftskrise ist möglicherweise der Grund für den im Vergleich deutlich niedrigeren Durchschnittspreis von 37 €/MWh im Jahr 2009, was sich wahrscheinlich mit einer niedrigeren Industrieproduktion und somit einem geringen Stromverbrauch erklären lässt. Hervorzuheben ist insbesondere das Niveau der 99%-Perzentile, welche deutlich unter 200 €/MWh liegen. Ein fiktives Spitzenlastkraftwerk mit variablen Kosten von 100 €/MWh wäre im Zeitraum von 2008 bis 2011 (Mai) für maximal 404 Stunden in Schweden gerufen worden, wenn es ausschließlich am Spotmarkt teilgenommen hätte.

Tabelle 12: Preis-Perzentile in €/MWh, Schweden

Jahr	1%	25%	50%	75%	90%	95%	99%	∅
2008	9,51	40,5	49,74	62,25	71,96	77,51	88,71	51,11
2009	16,96	33,26	36,3	39,56	42,88	46,36	59,465	37
2010	9,7	45,1	49,43	58,51	80,74	94,46	156,15	56,81
2011*	37,32	55,9	61,41	65,96	69,97	77,91	89,84	61,35

Eigene Berechnung, *bis Ende Mai 2011, Quelle: Nord Pool Spot 2011a.

3.2.3 Bewertung

Die Bewertung des schwedischen Energy-Only-Marktes mit Notreservesystem innerhalb eines großen internationalen Stromnetzverbundes fällt nicht eindeutig aus. In Hinblick auf die Reserve-Margin weist das schwedische Marktsystem niedrige Werte auf. Dies lässt sich jedoch teilweise damit begründen, dass eine höhere Reservemenge, z.B. 15%, in einem Stromverbund wie Nord Pool nicht notwendig ist.

In nur wenigen Fällen ist das Notfallreservesystem aktiviert worden, was darauf hindeutet könnte, dass die Kraftwerksausfälle derart massiver Natur waren, dass kein Marktsystem dies hätte verhindern können. Dennoch ist die Verlängerung des Notreserveprogramms als Teil des Energy-Only-Systems einerseits ein Anzeichen dafür, dass einem gewöhnlichen Energy-Only-System ohne spezielle Anreizmechanismen wie etwa dem VoLL-Preislevel nicht zugetraut wird, kritische Situationen zu vermeiden. Andererseits ist eine Ergänzung des Marktsystems durch einen übergreifenden Kapazitätzahlungsmechanismus noch nicht in naher Zukunft als Alternative vorgesehen und somit musste für Notfallsituationen vorgesorgt werden.

Der Verbund der skandinavischen Regulierungsbehörden (NordReg) hat darauf hingewiesen, dass das bisherige Reserve-Notfallsystem einen Eingriff in den marktlichen Mechanismus darstellt und solche Eingriffe minimaler Natur sein sollten (NordReg, 2009: 15). In einer Studie für den Verbund für skandinavische Kooperation (Nordic Council of Ministers) wurde ebenfalls darauf hingewiesen, dass diese Notfallreserve nicht marktlicher Natur ist und nicht ausreicht, um auch in der Zukunft ausreichend Kapazität zu attrahieren. Es wird vorgeschlagen, neben dem bisherigen Energy-Only-Markt einen Markt für Kapazitäten einzuführen. Auf diesem soll sowohl die kurzfristige Regenergie als auch die langfristige Reservekapazität gehandelt werden

(NordReg, 2009: 11). Die, zumindest kurzfristige, Hauptaufgabe liege jedoch in der Harmonisierung der Programme zur Notfallreserve innerhalb Nord Pools.

Es lässt sich festhalten, dass der administrative Grad des Eingriffs zwar niedriger ist als im australischen NEM-Gebiet, jedoch existieren weniger spezielle Investitionsanreize. In Schweden wird die Versorgungssicherheit besonders durch den Netzverbund mit den skandinavischen Nachbarn hergestellt, was sich bei verstärktem Ausbau der Interkonnektoren in einer immer geringeren nationalen Kapazitätsreserve niederschlagen sollte. Zwar ist der Verbundvorteil in der Tat vorhanden und notwendig geworden, jedoch hat dies nicht immer rollierende Blackouts verhindern können. Die fehlenden Anreize könnten sich vor allem in den Kraftwerksneubauten niederschlagen. Wie in Abbildung 17 gezeigt, sind in der Tat nur geringfügige Neubauten von konventionellen Kraftwerken zu verzeichnen. Somit ist das Marktsystem entweder nicht in der Lage mehr konventionelle Kraftwerke zu attrahieren, was ein Nachteil dieses Systems wäre, oder aber das bisherige Niveau ist bereits ausreichend. Sollte es das Ziel von Nord Pool sein, seine Reserve-Margin bei ca 5% zu halten, so wäre dies eher positiv bei der Bewertung des Marktsystems. Insgesamt kann der generelle Vorwurf der Funktionsuntüchtigkeit gegenüber Energy-Only-Märkten weder bestätigt noch grundsätzlich widerlegt werden. Gegen das Energy-Only-System spricht, dass eine strategische Kapazitätsreserve eingeführt wurde, die nichts anderes ist, als ein sehr selektives Kapazitätszahlungssystem. Andererseits wurde diese Reserve nur selten benötigt, sodass das der Energy-Only-Markt insgesamt funktionsfähig gewesen zu sein scheint.

3.3 Großbritannien

Großbritannien bietet insofern ein interessantes Beispiel, als dort seit Beginn der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 1990 bereits zwei unterschiedliche Marktsysteme existiert haben. Mit einem Elektrizitätspool mit Kapazitätszahlungen einerseits sowie einem Energy-Only-Markt auf Basis bilateraler Verträge andererseits, handelt es sich dabei sogar um zwei gegensätzliche Formen der Ausgestaltung. Des Weiteren nahm Großbritannien in der Liberalisierung eine Vorreiterrolle ein und diente vielen weiteren Staaten als Vorbild.

3.3.1 Liberalisierung und Marktsystem

Die Liberalisierung des britischen Strommarktes begann im März 1990 mit der Restrukturierung der bis dahin existierenden *Electricity Supply Industry*, einem vertikal integrierten staatlichen Monopol, bei dem das *Central Electricity Generation Board* (CEGB) Eigentümer der gesamten Erzeugungs- und Übertragungsinfrastruktur in England und Wales¹⁶ war und den erzeugten Strom an die zwölf sogenannten *Area Electricity Boards* verkauft hat, deren Aufgabe wiederum die Distribution und Elektrizitätsversorgung der Endkunden war. Mit dem Ziel den Wettbewerb auf den Strommärkten zu fördern, wurden bei der Restrukturierung insbesondere folgende

¹⁶Schottland trat erst im Jahr 2005 dem britischen Elektrizitätsmarkt bei, der bis dahin lediglich England und Wales beinhaltete.

Punkte forciert: die Entflechtung von Erzeugungs- und Übertragungsebene, das Aufbrechen der Erzeugung in unterschiedliche Unternehmen sowie die Schaffung eines Großhandelsmarktes (Newbery, 2006).

Zu diesem Zweck wurde das CEGB in einen Übertragungsnetzbetreiber, die *National Grid Company* (NGC), sowie drei Erzeuger - National Power, PowerGen und Nuclear Electric - geteilt. Die Unabhängigkeit der Übertragungsebene von der Erzeugungsebene wurde gewährleistet, indem den zwölf unabhängigen *Regional Electricity Companies* (RECs), hervorgegangen aus den *Area Electricity Boards*, die Eigentümerschaft an der NGC erteilt wurde. Im Dezember 1990 wurden die RECs in einem weiteren Schritt privatisiert und fünf Jahre später ebenfalls die NGC, herbeigeführt durch einen Börsengang (Newbery, 2006). Auf Ebene der Erzeuger blieb Nuclear Electric, der Betreiber der Kernkraftwerke, in staatlichem Besitz, da davon ausgegangen wurde, dass eine Privatisierung zu teuer sei. Allerdings sind die modernen Kernkraftwerke im Jahr 1996 als British Energy an die Börse gegangen. Die beiden weiteren Erzeugerfirmen, unter denen die verbleibenden Kapazitäten konventioneller Kraftwerke - etwa 80% der gesamten Erzeugungskapazitäten - aufgeteilt wurden, wurden im März 1991 zu jeweils 60% an die Öffentlichkeit verkauft. Ihren Abschluss fand die Privatisierung von PowerGen und National Power im Jahr 1995 mit dem Verkauf der letzten 40%, die noch in Staatsbesitz verblieben waren. Obwohl das eigentliche Ziel die Schaffung von mehr Wettbewerb vorsah, wurden lediglich zwei Erzeugerfirmen gegründet, mit dem Gedanken auf diese Weise ein Gegengewicht zu Nuclear Power bilden zu können. So erhielt National Power 60% der konventionellen Kraftwerkskapazitäten, was in etwa 50% der Gesamtkapazität oder 30 GW entsprach, und PowerGen 40%, bzw. 30% der Gesamtkapazität oder 20 GW (Evans & Green 2005; Newbery 2006). Außerdem sollten die Entflechtungsmaßnahmen dazu beitragen den Markteintritt neuer Erzeuger hervorzurufen, da so ein diskriminierungsfreier Zugang zu den Transportnetzen gewährleistet werden sollte (Green, 1999). So zeigten beispielsweise die RECs Interesse daran, in eigene Erzeugungskapazitäten zu investieren, sodass es ihnen erlaubt maximal 15% der Gesamtnachfrage in ihrer Region selber zu erzeugen. Insgesamt wurden noch im ersten Jahr der Liberalisierung Kontrakte über 2,5 GW neuer Kapazitäten geschlossen und bis zum Jahr 1993 Verträge für neue Gasturbinenkraftwerke ('CCGT') mit einer Gesamtleistung von 5 GW. Infolgedessen fiel auch der Anteil an CCGTs, die sich im Besitz der beiden Marktführer, PowerGen und National Power, befanden. Darüber hinaus ließ sich eine Entwicklung hin zu vertikaler Integration von Erzeugung und Versorgung erkennen. PowerGen und National Power veräußerten jeweils 4 GW ihrer Erzeugungskapazitäten um im Gegenzug die Freigabe zu erhalten die Stromversorger East Midlands Electricity bzw. Midlands Electric zu kaufen. Insgesamt wechselten bis zum Jahr 2004 annähernd 8 GW an Erzeugungskapazitäten ihren Besitzer, wobei der Großteil an vertikal integrierte Unternehmen ging (Newbery, 2006).

Die größte Änderung der Liberalisierung bildete jedoch die Schaffung eines Großhandelsmarktes in Form eines verpflichtenden Auktionsspotmarktes, dem *Electricity Pool* (Pool) (Roques et al., 2005). Dabei hatten die Erzeuger sich mit Unterzeichnung des *Pooling & Settlement Agreement* dazu verpflichtet, ihre Erzeugungskapazitäten in den Pool zu bieten, anhand dessen der Systembetreiber dann im Zusammenhang

mit der vorhergesagten Nachfrage einen zentralen Dispatch vornehmen konnte. Dieses Marktsystem wurde vor allem gewählt, um dem Wunsch der Reformer nach einem Beibehalt des Merit-Order-Systems nachzukommen (Green, 1999). Auf diese Weise wurden nur die günstigsten Kraftwerke gewählt, wobei das letzte Kraftwerk den halbstündlichen *System Marginal Price* (SMP) bestimmte, den jedes gerufene Kraftwerk pro produzierter Einheit bekam, unabhängig von seinem ursprünglichen Gebot. Allerdings wurde zahlreiche Kritik an diesem Marktsystem geübt, die im März 2001 zu einer Reform des Marktsystems führte. Seitdem sind in Großbritannien die *New Electricity Trading Arrangements* (NETA), bzw. seit dem Beitritt Schottlands im Jahr 2005 die *British Electricity Trading & Transmission Arrangements* (BETTA), implementiert (Giulietti et al., 2010).

Wie bereits anfänglich erwähnt, gab es in Großbritannien bereits zwei unterschiedliche Marktsysteme. Der Energy Pool mit Kapazitätzahlungen, der im Zuge der Liberalisierung eingeführt wurde, hatte bis März 2001 Bestand, wurde dann aber vom derzeitigen System NETA abgelöst. Darüber hinaus konkretisieren sich derzeit die Pläne für eine dritte Reform des Marktes, die auch wieder die Möglichkeit einer Kapazitätzahlung beinhalten soll.

Die Regeln des Electricity Pools waren im *Pooling and Settlement Agreement* (PSA) festgelegt, wobei es sich um eine multilaterale vertragliche Vereinbarung handelte, die sowohl von der Erzeuger- als auch von der Versorgerseite unterzeichnet worden war. Aus diesem Grund lag die Verwaltung auch in den Händen der einzelnen Mitglieder (Green, 1999). Trotz der rechtlichen Verpflichtung am Pool teilzunehmen, wurde ein Großteil des Stromgroßhandels - zwischen 80% und 90% - bereits in beidseitigen Differenzgeschäften (*two-way CfDs*) gegen die hohe Preisvolatilität im Pool abgesichert. Allerdings war es dennoch der Poolpreis, der den marginalen Erzeugungsanreiz bestimmte (Evans & Green, 2005; Green, 1999). Bestimmt wurde der Poolpreis in einer Letztpreisauktion, in der auch die Merit-Order und somit die zu rufenden Kraftwerke festgelegt wurden. Zu diesem Zweck boten die Kraftwerksbetreiber ihre jeweiligen Kapazitäten bis 10 Uhr morgens des Vortags in den Pool und erhielten neben der Dispatch-Order auch die entsprechenden halbstündlichen Preise für den Folgetag. Dies geschah bis 17 Uhr, wobei sowohl der Dispatch anhand der Merit-Order als auch die Großhandelspreise von der NGC in ihrer Eigenschaft als Übertragungsnetzbetreiber zentral festgelegt wurden (Newbery, 2006). Somit gab es einen einzigen Poolpreis, den sogenannten *Pool Purchase Price* (PPP), den alle gerufenen Kraftwerke für ihre Erzeugnisse erhielten. Dieser setzte sich zusammen aus dem *System Marginal Price* (SMP) und einer Kapazitätzahlung. Dabei sollte der SMP den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung entsprechen, während die Kapazitätzahlung die Wahrscheinlichkeit eines Stromausfalls bzw. einer Stromabschaltung multipliziert mit den damit einhergehenden erwarteten Kosten widerspiegeln sollte und sich wie folgt berechnete:

$$LOLP * (VoLL - SMP) \tag{16}$$

Das Maß zur Unterbrechungswahrscheinlichkeit aufgrund von Erzeugungsdefiziten wurde mittels eines Computerprogramms errechnet und richtete sich nach den erwarteten anstelle der tatsächlichen Kosten. Dies hatte zum Ziel die entstehenden

Kapazitätskosten zu glätten. Der VoLL wiederum wurde von der Regierung festgelegt (Green, 1999). Im Jahr seiner Implementierung 1990 wurde der Wert auf £2000/MWh festgesetzt und jährlich um den Einzelhandelspreisindex erhöht, sodass dieser im Jahr 2000 letztlich bei £2816/MWh lag. Ähnlich wie in Australien diente der VoLL als Preisobergrenze, bis zu welcher Höhe nachfrageseitige Gebote akzeptiert wurden (Roques et al., 2005). Eine Besonderheit der britischen Kapazitätszahlung war die Tatsache, dass diese an alle für verfügbar erklärten Kraftwerke gezahlt wurde, unabhängig davon, ob diese im Endeffekt auch gerufen wurden oder nicht. Lediglich die gerufenen Kraftwerke erhielten den einheitlichen PPP in Höhe von (Green, 1999):

$$(1 - LOLP) * SMP + LOLP * VoLL \quad (17)$$

Somit bildete die Kapazitätszahlung einen expliziten Teil des Marktpreises. Die Käufer, die ihren Strom aus dem Pool bezogen, hatten den *Pool Selling Price* (PSP) zu zahlen, welcher ebenso wie der PPP für alle Bezieher gleich war. Der PSP setzte sich zusammen aus dem PPP und einer sogenannten *Uplift Charge*. Diese deckte Kosten, welche aufgrund von Planabweichungen, wie sie beispielsweise bei Prognosefehlern, Kraftwerksausfällen oder Übertragungsengpässen im Netz entstehen können, oder dem Kauf von Nebendienstleistungen (*ancillary services*), wie beispielsweise Reserveenergie, anfielen. Zudem wurden die Kapazitätszahlungen an jene Kraftwerke, die nicht für die Erzeugung eingeplant waren aber dennoch Kapazitäten zur Verfügung stellten, mit Hilfe der *Uplift Charge* finanziert und somit auf die Energieversorger umgelegt (Evans & Green, 2005). Allgemein lässt sich sagen, dass es gelungen war mit der Einführung des Energy Pools einen Großhandelsmarkt für Strom zu schaffen, der sowohl als Warenterminbörse den Referenzpreis setzte als auch die Funktion eines Regelenergiemarktes einnahm. Dennoch gab es eine Anzahl an Gründen, die letzten Endes zur Abschaffung des *Electricity Pools* zu Gunsten eines Energy-Only-Marktes auf Basis bilateraler Verträge führten.

Die für zu hoch erachteten Strompreise, und damit einhergehend auch die Großhandelspreise, wurden nicht zuletzt der Art und Weise der Ausgestaltung des *Electricity Pools* zugeschrieben und führten so zu der Reform des Systems. Darüber hinaus gab es Anreize einer Kapazitätszurückhaltung seitens der Erzeuger. So konnte es durchaus profitabler sein einen Teil der Kapazitäten als nicht verfügbar zu erklären und diese erst am nächsten Tag als wieder verfügbar zu melden, um auf diese Weise einen höheren Preis zu erzielen (Newbery, 2006). Auch wurde die Ein-Preis-Regel als in einem unzureichendem Maße kostenorientiert (Giulietti et al., 2010) dem Missbrauch von Marktmacht förderlich angesehen. Erzeuger, die über ein breites Portfolio unterschiedlicher Kraftwerke verfügten, hatten die Möglichkeit den Großteil ihrer Kapazitäten zu äußerst geringen Preisen in den Markt zu bieten, um sicher zu stellen, dass diese auch gerufen wurden, und gleichzeitig über die verbleibenden Kraftwerken einen möglichst hohen Marktpreis zu erzielen (Evans & Green, 2005). Diese Möglichkeit als 'Trittbrettfahrer' von den hohen Grenzkosten des letzten Kraftwerks zu profitieren, sollte im neuen Marktdesign unter NETA verhindert werden. Stattdessen sollen die bilateral verhandelten Verträge den Erzeugern die Möglichkeit geben ebenfalls ihre Fixkosten mit einzupreisen.

Ein weiterer Kritikpunkt betraf den Einheitspreis in Zusammenhang mit der Tatsache, dass die Preise in täglich wiederholten Auktionen gebildet wurden. Da es sich dabei um ein sehr transparentes System handelte, war die Möglichkeit zu stillschweigender Kollusion durchaus gegeben. In der Tat existieren mehrere Studien, die von Preisabsprachen im Zeitraum von 1998 bis Mitte 1999 ausgehen (Newbery, 2006). Begünstigt wurde ein solches Verhalten zudem noch durch die Tatsache, dass der Netzbetreiber NGC dieselbe Software, GOAL, für den Dispatch verwendete, wie das frühere CEGB. Dies hatte wiederum zur Folge, dass die Erzeugerfirmen, die aus dem CEGB hervorgegangen waren, über Kopien dieser Software verfügten und anhand dessen ihre Umsätze optimierten anstatt ihre wahren Parameter zu bieten (Newbery, 2006). Darüber hinaus waren die abgegebenen Gebote insofern nicht verbindlich, als dass es keinerlei Möglichkeit gab diejenigen Erzeuger, die ihre Zusagen nicht erfüllten, für ihre Abweichungen zu bestrafen (Green, 1999). Zum anderen wurde die Art und Weise der Berechnung der Kapazitätzahlungsparameter, LOLP und VoLL, stark kritisiert, da diese mit hoher Wahrscheinlichkeit über- bzw. unterschätzt worden waren.¹⁷ Inwieweit sich diese beiden Effekte jedoch wieder gegenseitig aufhoben, blieb fraglich. Es lag vielmehr die Vermutung nahe, dass der eintretende Effekt politisch gewünscht und daher bewusst strategisch so gewählt war, um Markteintritte zu erleichtern und so den Wettbewerb zu stärken. Denn eine überschätzte Ausfallwahrscheinlichkeit in Kombination mit einem relativ geringen VoLL führt zu einem konstanteren, wenn auch in ihren Einzelzahlungen niedrigeren Strom an Kapazitätzahlungen. Dies wiederum führt zu risikoärmeren und somit zu leichteren Kraftwerksinvestitionen, da die Investoren sich nicht auf höhere, aber dafür auch wesentlich seltenere, Kapazitätzahlungen verlassen müssen (Roques et al., 2005). Dennoch befanden sich die Kapazitätzahlungen in den letzten Jahren des Pools, trotz ausreichend verfügbarer Erzeugungskapazitäten, auf einem sehr hohen Niveau. Mit Abschaffung der Kapazitätzahlungen war auch eine Reduktion der Großhandelspreise erkennbar, da diese einen direkten Einfluss auf den Preis hatten (Evans & Green, 2005). Auch wurde das Fehlen nachfrageseitiger Einflüsse auf den Preis bemängelt. Die Pläne für die Erzeugung wurden anhand von Nachfrageprognosen durch die NGC erstellt, wobei es ausdrücklich verboten war jegliche mögliche nachfrageseitige Reaktion auf einen Preisanstieg zu berücksichtigen. Seit dem Jahr 1993 gab es jedoch für einige wenige Großkunden die Möglichkeit in jährlichen Tendarauktionen sogenannte *demand reduction blocks* zu bieten. Diese mussten mindestens je 3 MW umfassen und führten zu einem Lastabwurf des entsprechenden Kunden, sobald der SMP das eigene Gebot überstieg. Dabei wurden jedoch nur Gebote angenommen, bei denen die Kosten zur Bereitstellung der Lastreduktion unterhalb des VoLL lagen (Green, 1999; Newbery, 2006). Ein letztes Argument für eine Abschaffung des Pools betraf die Verwaltungsstruktur, die es nahezu unmöglich machte, die Bestimmungen zu ändern. Da es sich bei dem Pool lediglich um einen Vertrag handelte, der von den Stromkonzernen unterschrieben werden musste, und

¹⁷ Angesichts hoher Reservemargen in den späten 1990er Jahren, die auf eine ausreichende Menge an verfügbaren Erzeugungskapazitäten schließen ließen, erschienen (Newbery, 1998) die LOLP-Berechnungen als zu hoch. Demgegenüber erschienen die VoLL-Zahlen als zu gering (Patrick & Wolak, 2001).

nicht um eine Organisation, war es den Verlierern einer möglichen Änderung meist möglich die Entscheidung über eine Reform so lange zu verzögern, bis die originäre Frist für eine Einigung längst überschritten war (Green, 1999).

Mit Inkrafttreten von NETA am 27. März 2001 wurde auch der bis zu diesem Zeitpunkt existierende *Electricity Pool* abgeschafft und das PSA verlor seine Gültigkeit. NETA umfasste zunächst lediglich England und Wales, erfuhr jedoch am 1. April 2005 eine geographische Expansion in dem die Grenzkuppelstellen zu Schottland, und somit auch das schottische Netz, in das Übertragungsnetz, das sich unter der Systemführerschaft der NGC befand, integriert wurden. NETA wurde daraufhin umbenannt in BETTA und ganz Großbritannien als ein gemeinsamer Markt behandelt (Newbery, 2006). Die rechtliche Grundlage des neuen Marktsystems bildet der sogenannte *Balancing and Settlement Code*, welcher den PSA ersetzt. Dieser gewährt dem Regulierer, Ofgem, mehr Einflussmöglichkeiten und erleichtert so das Vornehmen von Änderungen. Allgemein ist NETA/BETTA so organisiert, dass der Großteil des Handels über bilaterale Verträge zwischen den Erzeugern und Versorgern stattfindet (98%), was im Endeffekt einer diskriminierenden Preisauktion gleichkommt. Zudem existiert ein sogenannter *Balancing Mechanism* (BM), in dem kurzfristige Angebots- und Nachfrageungleichgewichte ausgeglichen werden. Dies ist der einzig zentral geregelte Teil des Marktes, in welchem 2% des gesamten Stromhandels getätigt werden (Ofgem, 2002; Evans & Green, 2005). Ein weiteres Merkmal des britischen Strommarktes ist die Tatsache, dass es sich dabei um einen Energy-Only Markt handelt, in dem keine Kapazitätszahlungen geleistet werden. Damit die Kraftwerksbetreiber dennoch die Möglichkeit haben neben ihren reinen Erzeugungskosten auch die Kosten der Kapazitätsvorhaltung zu decken, wurde von einer Einheitspreisauktion auf einen dezentralen, bilateralen Handel umgestellt. Die Idee, die sich dahinter verbirgt, sieht vor, dass somit jeder Anbieter individuell seine Stromerzeugnisse zu einem Preis anbietet, der ausreichend ist um sämtliche seiner Kosten zu decken (Newbery, 2006). Es galt darüber hinaus als vorteilhafter als das Merit-Order-Prinzip.

Da es sich bei NETA/BETTA um ein System handelt welches auf dem individuellen Dispatch der einzelnen Erzeuger basiert, wurde zudem der BM eingeführt, um es dem Systembetreiber zu ermöglichen die Netzstabilität zu gewährleisten. So sind sowohl die Erzeuger als auch die Nachfrager dazu verpflichtet beim Systembetreiber, Elexon, die Mengen anzugeben, die sie vertraglich zugesichert haben, zu liefern bzw. zu beziehen. Diese sogenannten *Final Physical Notifications* (FNPs) sind mit Handelsschluss des bilateralen Handels, der seit Juli 2002 bei einer Stunde vor Echtzeit liegt¹⁸, dem Systembetreiber mitzuteilen. Erzeuger, die „long“ sind, können diese Übererzeugnisse in den BM bieten. Somit haben Erzeuger, deren gemessene Erzeugnisse unter ihrer vertraglich zugesicherten Leistung liegen, wiederum die Möglichkeit, um die Überschüsse der anderen zu bieten. Die Aufgabe des Systembetreibers ist es, anhand der eingegangenen Gebote den *System Sell Price* (SSP) sowie den *System Buy Price* (SBP) zu bestimmen und die nötige Menge an fehlendem Strom zum Systemausgleich einzukaufen. Während es sich bei dem SBP um den gewichteten Durchschnitt aller akzeptierten Kaufangebote handelt, wird der SSP als gewichteter

¹⁸Bis zu diesem Zeitpunkt lag der Handelsschluss bei dreieinhalb Stunden vor Echtzeit.

Durchschnitt aller akzeptierten Gebote aus den Überschüssen gebildet. Dabei ist der SSP der Preis, den alle Erzeuger für ihren überzähligen Strom erhalten, während diejenigen mit einem Erzeugungsdefizit diesen zum SBP von Elexon kaufen. Es bleibt zu beachten, dass der SBP im Durchschnitt über dem SSP liegt und somit eine Art Bestrafungsmechanismus für Untererzeugung bildet. Dies wiederum setzt Anreize eher einen Überschuss zu produzieren, um einem Zukauf in Höhe des teureren und doch sehr volatilen SBP zu entgehen (Evans & Green, 2005; Newbery, 2006).¹⁹

Aktuell ist die dritte Reform des Marktsystems im Gespräch. Aufgrund der Annahme, dass in den nächsten Jahren etwa 20 GW an veralteten Kraftwerken vom Netzen gehen werden, die sehr wahrscheinlich zu einem Mangel an ausreichender Erzeugungskapazität führen wird, steigt auch das Risiko einer Häufung von Stromausfällen für den Zeitraum 2013-2016 (Pfeifenberger et al., 2009). Um auch zukünftig die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, ist auch die Wiedereinführung einer Kapazitätszahlung angedacht, welche Investitionsanreize für den Neubau von Kraftwerken geben soll (DECC, 2010b).

3.3.2 Analyse der Marktdaten

Da es in Großbritannien bereits zwei unterschiedliche Arten der Ausgestaltung des Strommarktes gab, werden im Folgenden gewisse Merkmale wie beispielsweise die Entwicklung der Preise, die Veränderung des Kraftwerksparks über die Zeit und insbesondere das Maß zur Bestimmung des Grades der Versorgungssicherheit gegenübergestellt.

Tabelle 13: Vergleich installierte Kapazität und Peaknachfrage, UK

Jahr	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10
Peaknachfrage	60,3	61,3	60,7	59,2	59,1
installierte Kapazität	77,4	76,3	78,4	79,9	83,6
Reservemarge in %	28,4	24,5	29,2	35,0	41,5

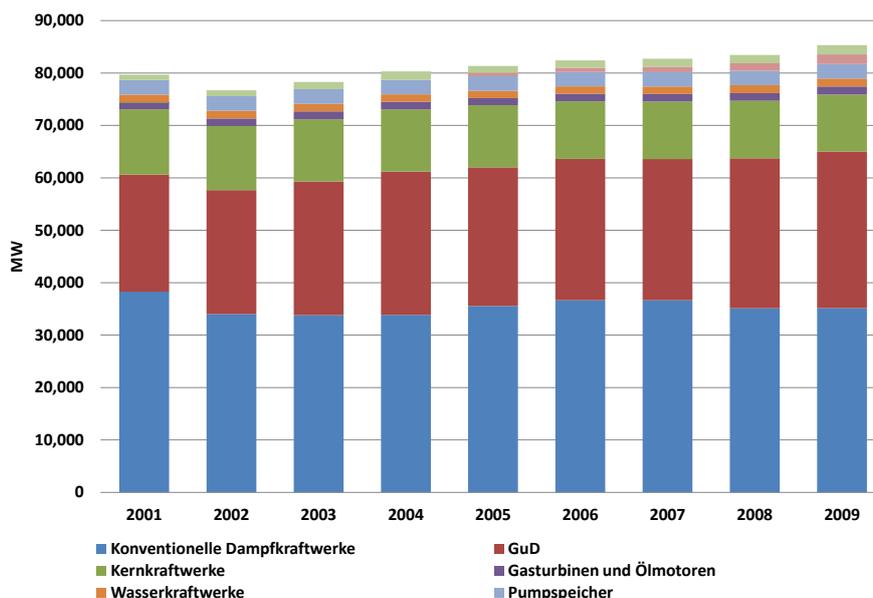
Eigene Berechnung, Quelle: Ofgem National Report, 2007; 2008; 2009; 2010.

Tabelle 13 zeigt die jährliche Peaknachfrage und installierte Kapazität der vergangenen sechs Jahre. In diesem Zeitraum ist die jährliche Höchstlast relativ konstant bei 61 GW geblieben, bevor sie ab 2008 gesunken und im Winter 2009/2010 mit 59,1 GW gemessen worden ist. Im Zusammenhang mit einer gleichzeitigen stetigen Zunahme der Erzeugungskapazitäten wirkte sich dies auch zusehends positiv auf die Versorgungssicherheit aus. Dessen Maß, die Reservemenge, stieg im betrachteten Zeitraum um mehr als zehn Prozentpunkte. In den vergangenen 5 Jahren verfehlte sie das von NGC angestrebte Reserveziel von 20% nie und liegt seit dem Winter 2007/2008 mit knapp 30% deutlich darüber (Ofgem National Report, 2007; 2008; 2009; 2010).

¹⁹Innerhalb der ersten 18 Monate lag der SBP lediglich in 0,1 % der Fälle unter dem SSP (Newbery, 2006).

Den größten Teil der installierten Leistung bildeten dabei in der Vergangenheit konventionelle Dampfkraftwerke (41 - 44%), GuDs (31 - 35%) und Kernkraftwerke (13 - 16%). Im Gegensatz dazu stellten die EE nicht einmal 10% der Erzeugungskapazitäten (DECC, 2006 & 2010a), siehe Abbildung 18. Der relativ hohe Anteil an gasbetriebenen Kraftwerken stammt noch aus Zeiten des Pools. Mitte der 1990er sorgten hohe Großhandelspreise bei gleichzeitigen hohen Kapazitätzahlungen für einen sogenannten 'dash for gas' und daraus entstehende Überkapazitäten. Um diese Entwicklung nicht noch weiter zu verstärken, wurde ein zeitweises Moratorium für Gaskraftwerke verhängt (Newbery, 2006). Infolgedessen sanken ab dem Jahr 2000 die Großhandelspreise für Strom und es kam zu mehreren Einmottungen von Kraftwerken sowie Nichtbau von bereits geplanten Projekten (Roques et al., 2005). Insgesamt hat ein Nettozubau von 79.687 MW in 2001 auf 85.337 MW in 2009 stattgefunden, was einem Anstieg von gut 7,0% entspricht. Während es einen Rückbau unter den fossilen Kraftwerken zu verzeichnen gab, überwog der Neubau von insbesondere Windkraft- und Erdgasanlagen diesen Trend (Platts, 2011).

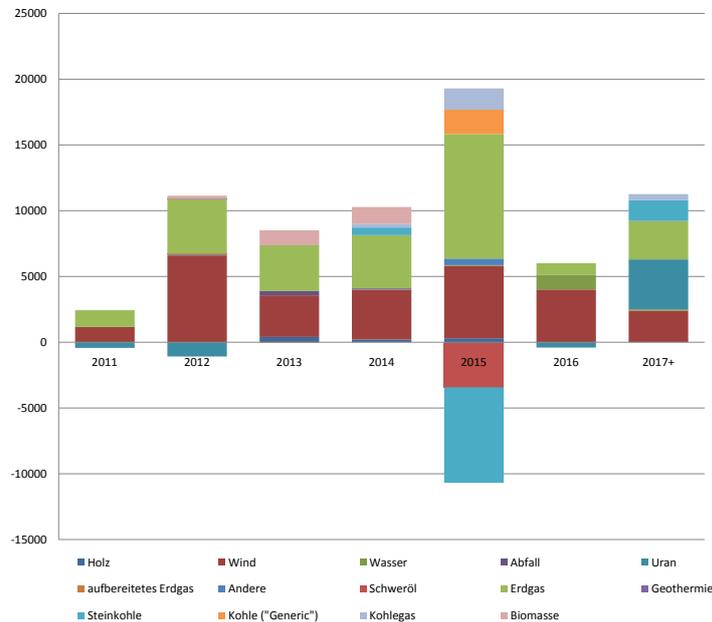
Abbildung 18: Entwicklung des Kraftwerksparks 2001 - 2009, UK



*beinhaltet bis 2004 auch Wind. Quelle: DECC, 2006 & 2010a.

Wie Abbildung 19 zeigt, wird sich diese Entwicklung auch in der Zukunft fortsetzen. So ist beispielsweise für das Jahr 2015 ein beträchtlicher Rückbau an Kernkraftwerken und ölbetriebenen Anlagen geplant. Investitionen sollen insbesondere in Erdgasanlagen, aber auch im Bereich der EE getätigt werden. Dieser findet vorwiegend bei Biomasseanlagen und vor allem in Windkraftparks statt, die durch eine sehr fluktuierende Einspeisung gekennzeichnet sind. Allgemein lässt sich jedoch festhalten, dass die Summe an geplanten Investitionen die der geplanten Abschaltungen übersteigt (Platts, 2011).

Abbildung 19: Zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks, UK



Quelle: Platts, 2011.

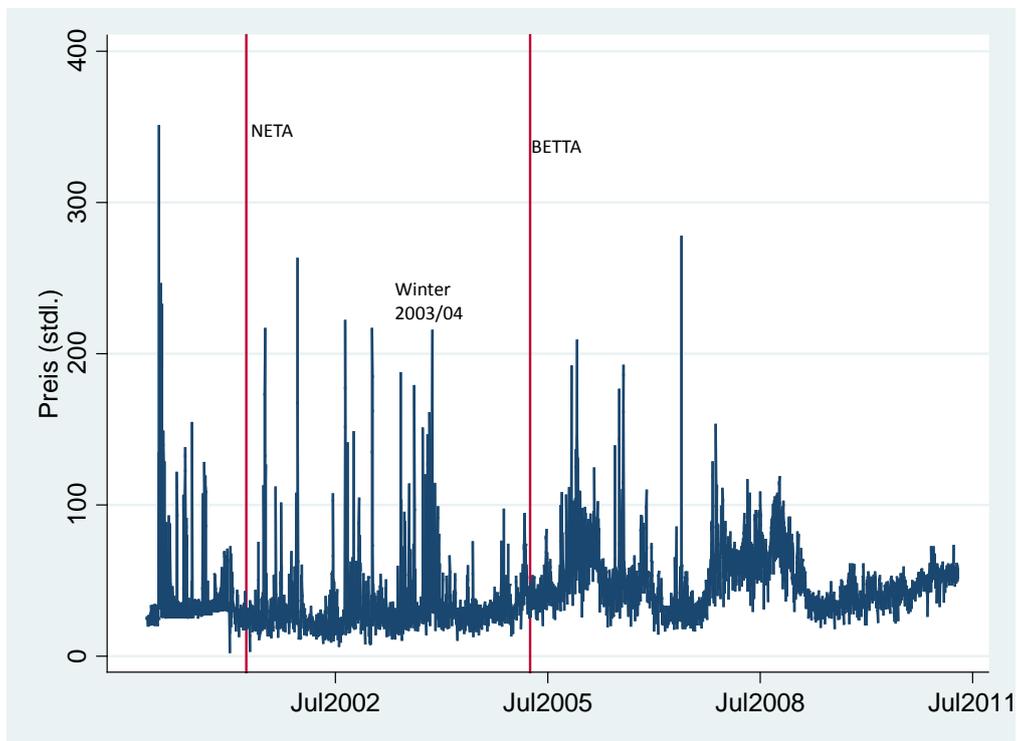
Bei der Betrachtung der Entwicklung der Day-Ahead Preise²⁰ in Abbildung 20 ist ein plötzliches Absinken der Preise kurz vor der Änderung des Marktsystems vom Pool zu NETA beobachtbar. Dies wird gerne der Einführung von NETA und dem Wegfall der Kapazitätzahlungen zugeschrieben. Andere, wie beispielsweise Newbery und McDaniel (2003), vertreten jedoch die Ansicht, dass dies auf ein stärkeres Maß an Wettbewerb zurückzuführen sei und Evans und Green (2005) sehen den Grund in einem Ende des kollusiven Verhaltens.

Ein erneuter Anstieg der Preise, insbesondere im Zusammenhang mit einem vermehrten Auftreten von Preisspitzen, erfolgte im Winter der Jahre 2003/2004. Dem vorausgegangen war einer Reihe von Insolvenzen von Kraftwerksbetreibern, was bei den Verbleibenden zu Verschrottungen und Einmottungen von einem Teil ihrer Anlagen führte, um über eine Verknappung der Kapazitäten den niedrigen Großhandelspreis zu steigern. Daraufhin sank die Reservemenge unter das angestrebte Ziel von 20%, der Forward-Peakpreis stieg von 25 £/MWh auf 35 £/MWh und ein Teil der zuvor eingemotteten Kraftwerke wurde wieder ans Netz genommen. Ofgem wertete dies als Zeichen dafür, dass der Energy-Only-Markt funktionieren würde und die Forward-Märkte die richtigen Knappheitssignale setzen würden, sodass die Betreiber rechtzeitig mit einer Zurückholung der Kraftwerke reagieren könnten (Newbery, 2006). Ob dies als wirklicher „Stresstest“ für das System gesehen werden darf, bleibt allerdings fraglich. So sind die Forward-Preise erst mit der Ankündigung des Netzbetreibers, dass im

²⁰Da 98% des Handels über bilaterale Verträge geschlossen wird, decken diese Preise nur einen sehr geringen Teil des Stromhandels ab.

folgenden Winter eine Knappheitssituation entstehen würde, gestiegen. Zudem griff der Netzbetreiber auf Anraten von Ofgem insofern in eine marktliche Lösung ein, als dass er am 14.10.2003 einen sogenannten *Supplemental Standing Reserve Tender* einführte, mit dem Ziel, die Reservekapazität zu erhöhen. Insgesamt schuf dies eine zusätzliche kurzfristig verfügbare Menge von 852 MW deren Gesamtkosten sich auf 18,87 £Millionen beliefen. Die Mehrheit der Kapazitäten wurde von zuvor eingemotteten Kraftwerken bereitgestellt. Davon wurde ein nicht unerheblicher Anteil seitens der Nachfrage gedeckt (Roques et al., 2005). Die hohen Preise in 2008 gehen insbesondere auf die damaligen hohen Inputpreise für Kohle und Gas zurück.

Abbildung 20: Entwicklung der Preise 1999 - 2011, UK



Quelle: Platts, 2011.

Des Weiteren ist ein fast vollständiges Ausbleiben der extremen Preisspitzen in den letzten drei Jahren festzustellen. Dies zeigt auch die Verteilung der Preise in Tabelle 14. So lag der Preis in 99% der Fälle unter 90 €/MWh und der erzielte Höchstpreis bei 500 € im Jahr 2008. Das absolute Preismaximum über den gesamten betrachteten Zeitraum lag bei 993,69 €, was zeigt, dass es in den vergangenen zwölf Jahren niemals Preise über 1.000 € gegeben hat. Auch die Durchschnittspreise zeigen ein eher niedriges Preisniveau, wenn auch ein leichter Anstieg in den letzten Jahren erkennbar war (Platts, 2011).

Tabelle 15 gibt die Entwicklung der jährlichen Durchschnittspreise aus dem BM sowie die Differenz zwischen dem SSP und dem SBP wieder. Nach einem kontinuierlichen Anstieg bis zum Jahr 2005/06 mit Werten von 50,62 €/MWh für den SSP und 73,75 €/MWh für den SBP, fielen diese Preise im nächsten Jahr stark ab, um

Tabelle 14: Preis-Perzentile in €/MWh, UK

Year	1%	25%	50%	75%	90%	95%	99%	∅
1999	16,81	17,51	25,1	28,8	42,1	46	46,5	26,7
2000	32,24	26,8	30,57	47,49	52,83	100	385	48,31
2001	0,01	18	24	34	48	75	251,01	32,78
2002	0,02	14,7	20,55	31,26	50,01	75,12	221,12	29,99
2003	2	19	27,99	40,86	65	125,12	375,99	42,68
2004	6,03	21,92	28,7	37,25	45,26	53,89	100	31,58
2005	11,63	31,6	41,58	56,82	85	120	209,99	52,28
2006	5,07	35,18	49,72	70	97,5	120	200	58,1
2007	7,85	24,07	33,03	49,38	72,01	95,92	161,26	41,94
2008	10,42	51	67,78	84,57	104	120,74	154,05	70,06
2009	6,43	30	37,41	46,29	59,99	70,48	89,96	39,17
2010	11,9	36,99	45,2	53,45	62,2	67,41	78,99	45,04
2011	15,04	46,28	53,76	62,97	66,47	68,6	73,89	53,64

Eigene Berechnung, Quelle: Platts, 2011.

daraufhin wieder zu steigen, auch wenn diese noch nicht wieder das vorherige Niveau erreicht haben. Zudem lag der Preis des SBP im Durchschnitt in allen Jahren über dem SSP. Dies zeigt, dass Erzeuger, die ihre FNPs nicht erfüllten, mehr für den Ankauf zusätzlichen Stroms zahlen mussten, als Erzeuger mit Überproduktion für ihre überschüssigen Erzeugnisse erhielten. Somit schien der implizite Bestrafungsmechanismus zu funktionieren, der Anreize zur Überproduktion setzen sollte, anstatt darauf angewiesen zu sein, teurere Ausgleichsenergie kaufen zu müssen um die Lieferverpflichtung erfüllen zu können. Nachdem der Spread zwischen den beiden Preisen in den ersten Jahren nach ihrer Einführung geringer geworden ist, ist er seit 2005/06 wieder gestiegen und scheint sich zwischen 20 und 24 €/Mwh eingependelt zu haben (Ofgem National Report, 2008).

Tabelle 15: Jährliche Durchschnittspreise des BM in €/MWh, UK

€/MWh	SSP	SBP	SSS-SBP-Spread
2001/02	13,44	56,52	43,07
2002/03	16,03	42,50	26,46
2003/04	22,73	34,01	11,30
2004/05	27,95	40,67	12,71
2005/06	50,62	73,75	23,15
2006/07	36,74	55,86	19,12
2007/08	44,60	68,73	24,13

Quelle: Ofgem National Report, 2008.

3.3.3 Bewertung

Eine Bewertung der beiden Marktsysteme ist insofern schwer, da sie jeweils nur über einen sehr kurzen Zeitraum hinweg implementiert waren. Ob ein derartiges Marktsystem effektiv ist, zeigt sich jedoch erst nach einer gewissen Zeit, da diese immer langfristig ausgelegt sind. Eine in diesem Zusammenhang häufig gestellte Frage ist, ob eine Marktreform in diesem Maße, wie sie mit der Abschaffung des Pools stattgefunden hat, notwendig gewesen wäre. Die Umstellung auf ein vollkommen neues Marktsystem ist mit einem über 5 Jahre verteilten Betrag von 700 Millionen € und in den Folgejahren zusätzlichen jährlichen Kosten von 30 Millionen € sehr kostenintensiv gewesen (Offer, 1999). Demnach wäre es unter Umständen ausreichend gewesen, lediglich die Kapazitätzahlungen abzuschaffen, den *Electricity Pool* als solches aber beizubehalten. Des Weiteren wird häufig bemängelt, dass die Preise im BM deutlich volatiler sind als die Poolpreise (Newbery, 2006; Roques et al., 2005). Darüber hinaus benachteiligt ein auf bilateralen Verträgen basierendes System mit einem Bestrafungsmechanismus, wie er derzeit in Großbritannien zu finden ist, kleinere Erzeuger, die nicht über ein großes Erzeugungsportfolio verfügen sowie intermittierende Erzeuger (z.B. FEE), da diese im Endeffekt keine verbindlichen Lieferverträge eingehen können. Ein weiterer Kritikpunkt betrifft den dezentralen Dispatch unter NETA/BETTA, der oft als weniger effizient als ein zentraler Dispatch angesehen wird (Newbery, 2006). Laut einer Schätzung von Ofgem werden in den nächsten Jahren Investitionen in Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten in Höhe von 110 Milliarden £ benötigt, um die Versorgungssicherheit auch zukünftig gewährleisten zu können. Darüber hinaus wird die Vorgabe der EU, nach der im Jahr 2020 etwa 30% des Stroms aus erneuerbarer Energie gewonnen werden soll, derzeit um 23 Prozentpunkte verfehlt. Da die Regierung jedoch befürchtet, dass das derzeitige Marktsystem eines Energy-Only-Marktes nicht dazu in der Lage ist, genügend Anreize für Investitionen in den Neubau von Kraftwerken in ausreichendem Maße zu liefern, wird konkret an einer weiteren Reform des Marktes gearbeitet. Dieser soll unter anderem auch wieder Kapazitätzahlungen beinhalten (DECC, 2010b).

3.4 PJM

Das PJM-Gebiet, ursprünglich bestehend aus den drei namensgebenden Teilnehmern Pennsylvania, New Jersey und Maryland, ist ein Zusammenschluss mehrerer Netzbetreiber und Marktgebiete. Die Anzahl der Mitglieder und versorgten Kunden stieg speziell in den Jahren nach der Gründung kontinuierlich an. Heute werden 54 Millionen Kunden in Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia und im District of Columbia versorgt. PJM Interconnection ist der ISO, betreibt aber auch die Großhandelsmärkte für Strom. Außerdem wird der Energiemarkt durch einen Kapazitätsmarkt komplementiert, der ebenfalls durch PJM betrieben wird.

Der Charakter des Energiemarktsystems entspricht dem eines Pools. PJM betreibt einen Day-Ahead, Intra-Day Markt sowie Regelenenergiemärkte. Außerdem kann Strom auch über bilateralen Handel oder Termingeschäfte gehandelt werden (Monitoring Analytics, 2009: 7). Innerhalb des PJM Marktes muss es keinen einheitlichen Preis

geben. Durch das 'nodal pricing' kann es an jedem Knotenpunkt zu unterschiedlichen Preisen kommen.

3.4.1 Liberalisierung und Marktsystem

Die Einführung des PJM Kapazitätsmarktes geht interessanterweise nicht auf das Missing Money Problem zurück, sondern hat ihren Ursprung in Kapazitätsverpflichtungen, die den *Load Serving Entities* (LSE) auferlegt wurden. Bereits vor der Liberalisierung mussten Versorger ihren Anteil an der Last plus eine bestimmte Reserve vorab absichern. Ziel war es die Lastdeckung und damit die Versorgungssicherheit zu garantieren. Durch die Liberalisierung des Versorgungssektors musste sichergestellt werden, dass alle Versorger - besonders aber neue Versorger - ihren Lastanteil zu wettbewerblichen Bedingungen erwerben konnten (Bowring, 2008).

Im Gegensatz zu den bisherigen Überlegungen kam der Anstoß zur Einführung eines Kapazitätsmarktes nicht von der Erzeuger-, sondern der Versorgerseite.

Im PJM Markt muss also jeder Versorger Kapazität größer oder gleich seiner vorhergesagten Nachfrage bereithalten. Dies kann entweder durch eigene oder durch gekaufte Kapazitäten erreicht werden. Vor Einführung des *Reliability Pricing Model* (RPM) Kapazitätsmarktes 2007 wurde die benötigte Kapazität auf täglicher Basis berechnet. Die Absicht war und ist es, dass ein angestrebtes Niveau an Versorgungssicherheit erreicht wird.

Neben der Einführung eines Kapazitätsmarktes wurden auch andere Bereiche des Marktes schrittweise liberalisiert. Die Liberalisierung folgte im Wesentlichen dem Muster anderer Märkte. So wurde ein Großhandelsmarkt für Day-Ahead sowie Intra-Day Märkte eingerichtet. Für Details über andere Teilgebiete, wie die Austauschbeziehungen mit anderen Märkten, den Reservemarkt oder genauere Informationen über den Energiemarkt selbst sei an dieser Stelle auf z.B. die Market Monitoring Berichte verwiesen (Monitoring Analytics, 2011). Die nachfolgende Aufstellung zeigt kurz einige wesentliche Schritte auf dem Weg zu dem aktuell verwendeten RPM.

- 1. April 1998: Einführung von nodalen Strompreisen auf Basis von kostenbasierten Angeboten der Erzeuger.
- 1. Januar 1999: Einführung des täglichen Kapazitätsmarktes.
- Mitte 1999: Ergänzung des täglichen Kapazitätsmarktes um monatliche und mehrmonatliche Kapazitätsmärkte.
- 1. Juni 2000: PJM führt den Day-Ahead Strommarkt sowie einen Regelenergiemarkt ein.
- 1. Juni 2007: Einführung des RPM Kapazitätsmarktes (Monitoring Analytics, 2011).

Neben diesen wesentlichen Änderungen des Marktes kam es kontinuierlich zu kleineren Anpassungen. In dieser Betrachtung soll aber das derzeit gültige Kapazitätssystem im Mittelpunkt stehen.

Am 01.06.2007 trat das 'Reliability Pricing Model' (RPM) in Kraft. Damit wurde auf Schwächen und Probleme des ursprünglichen Modells reagiert. Es stellt somit eine Weiterentwicklung des vorherigen Marktmodells *Capacity Credit Market* dar (Monitoring Analytics, 2008: 227). Die früheren Kapazitätsmarktmodelle wurden von PJM und anderen Marktbetreibern wie New England-ISO und New York-ISO kritisch gesehen. Die Schwächen dieser Modelle machten Änderungen notwendig (Chandley, 2008: 13). Zum Beispiel wurde der Ausschreibungszeitraum ausgedehnt, genauso wie die Zeitspanne zwischen Handel und Lieferzeitpunkt. Ein weiterer Aspekt betrifft die Änderung der Nachfragekurve. War die vorherige Nachfragekurve noch vertikal und somit stark anfällig für Marktmachtausübung, wurde die Nachfragekurve administrativ verändert, was eine Absenkung der mit der vertikalen Nachfragekurve verbundenen Investitionsrisiken zur Folge haben soll (Chandley, 2008: 13).

Ein Vergleich der erzielten Einnahmen aus Energie- und Kapazitätsmarkt im Zeitraum 1999-2007 zeigt, dass diese für die Deckung der Fixkosten von neuen Kraftwerkstypen, z.B. GuD- und Kohlekraftwerken, nicht ausgereicht hätten (Monitoring Analytics, 2008: 13). Im Durchschnitt standen einem Spitzenlastkraftwerk (Combustion Turbine im Bericht genannt) mit jährlichen Einnahmen von 32.248 \$ Fixkosten von 75.158 \$ gegenüber.²¹ Eine Folgerung aus dieser Berechnung ist, dass für dieses hypothetische Kraftwerk das Missing-Money-Problem vorgelegen hätte.

Das RPM ist ein langfristiger Kapazitätsmarkt mit vier zeitlich unterschiedlich abgehaltenen Auktionen und zusätzlich möglichem bilateralem Handel (PJM, 2011b: 5). Ziel ist, die Nachfrage inklusive einer Sicherheitsreservemenge stets abzudecken. Zusätzlich wird eine lokale Preiskomponente eingeführt, die Versorgungsengpässe in Regionen widerspiegeln und Anreize für lastnahe Erzeugung liefern soll.

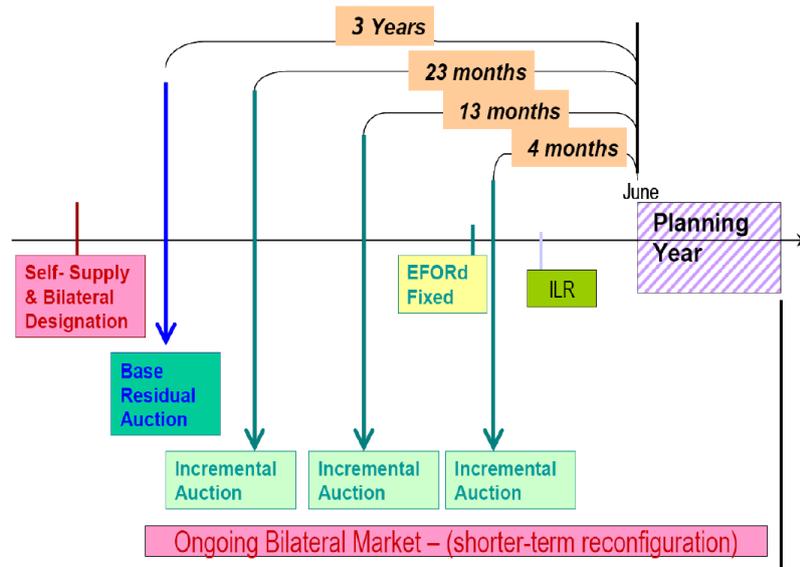
Grundsätzlich sind alle Stromversorger (LSEs) zur Teilnahme am Kapazitätsmarkt verpflichtet.²² Auf Erzeugerseite existiert eine Verpflichtung nur für bereits in der PJM-Zone etablierte Kraftwerke. Zonenexterne Kraftwerke, geplante Kraftwerke sowie existierende und geplante Demand Response sind dazu nicht verpflichtet (PJM, 2011b: 23 f.). Diese Verordnung könnte darin begründet liegen, dass wettbewerbsbelebenden Elementen wie potenziellen Neueinsteigern und DR größtmögliche Flexibilität zugestanden und die für die Erzeugung bereits notwendigen Erzeuger durch die Verpflichtung gebunden werden sollen. Zudem wird auch der Ausbau des Übertragungsnetzes in den Gebotsprozess einbezogen, jedoch spielt diese Form der Versorgungssicherheit für die Analyse eine untergeordnete Rolle und wird daher nicht weiter betrachtet. Erzeuger, die ihre Kapazitäten am Kapazitätsmarkt anbieten, werden dazu verpflichtet, ihre Mengen am Spotmarkt für Strom zu veräußern (PJM, 2011b: 66).

²¹Die Fixkosten wurden auf einer Basis von 20 Jahren berechnet (Monitoring Analytics, 2008: 13).

²²Ausnahmen sind LSEs, die sogenannte Fixed Resource Requirement (*Fixed Resource Requirement*, FRR) Kapazitätspläne vorlegen. Damit verspricht der LSE seine ihm von PJM vorgeschriebene Kapazitätsmenge über Eigenversorgung zu gewährleisten (PJM, 2011b: 3).

Hinsichtlich des Handels werden die Auktionen in eine Hauptauktion (*Base Residual Auction*, BRA) und bis zu drei darauf folgende Zusatzauktionen (Incremental Auction) unterteilt (PJM 2011b: 57ff.). Letztgenannte dienen als Ergänzungen, falls in der BRA nicht genug Kapazität gehandelt wurde. Abbildung 21 gibt einen vereinfachten Eindruck über den zeitlichen Ablauf der Auktionen.

Abbildung 21: Handelsmöglichkeiten und -ablauf im RPM, PJM



Quelle: Chandley, 2008: 20.

Die BRA wird drei Jahre im Voraus abgehalten und umfasst ein Lieferjahr. Die Kosten tragen alle LSEs, wobei der jeweils regional gültige Kapazitätspreis mit der vom Marktbetreiber vorgeschriebenen Abnahmemenge multipliziert wird. Die erste und dritte Zusatzauktion verteilt die Kosten auf diejenigen Nachfrager, die für die zusätzlich notwendige Kapazität verantwortlich sind, während die zweite Auktion wieder alle LSEs betrifft (PJM, 2011b: 56f.). Die Zusatzauktionen werden jeweils 23, 13 und 4 Monate vor Beginn der Lieferperiode abgehalten (PJM, 2011b: 58). Der bilaterale Handel soll helfen, eine mögliche Unterdeckung des Bedarfs aus den Auktionen auszugleichen und LSEs als Chance dienen, sich gegen hohe Auktionspreise abzusichern.

Erzeuger haben die Möglichkeit, ihre Angebote vor Auktionsbeginn festzulegen, da nach Beginn der Auktion eine Änderung nicht möglich ist (PJM, 2011b: 60). Das Gebotsminimum liegt bei 0,1 MW, und Gebote können entweder als ein einzelnes Paket oder in bis zu zehn Blöcke unterteilt abgegeben werden. Der Preis wird in *Unforced Capacity*²³ (UCAP) \$/MW-day angegeben. Scheitert ein Erzeuger an ei-

²³„The unforced capacity (UCAP) value of a generation resource is installed capacity rated at summer conditions that is not on average experiencing a forced outage or forced de-rating.“ (PJM,

nem der auferlegten Konzentrationstests wie etwa dem Three-Pivotal-Supplier-Test (Drei Erzeuger, die zusammen pivotal für die Befriedigung der Nachfrage sind), wird diesem eine Angebotsobergrenze (*Offer Cap*) auferlegt (PJM, 2011c: 1646ff.). Angebotsobergrenzen werden in Höhe der vermeidbaren Kosten (*Avoidable Cost Rate*, ACR), also bei Einstellung der Produktion für ein ganzes Jahr (Monitoring Analytics, 2009: 265) erhoben. Liefert ein Unternehmen keinerlei Informationen bezüglich seiner vermeidbaren Kosten, wird ein Preis von 0 \$/MW-Tag angenommen (PJM, 2011b: 65). Es sei ergänzt, dass die Offer Caps auch Ausnahmen erlauben, etwa eine Anpassung der *Offer Cap* nach oben durch den Einbezug der Amortisation von Emissionskontrollanlagen (Wilson, 2008: 44).

Erzeuger können am Kapazitätsmarkt nur an den Auktionen und dem bilateralen Handel teilnehmen. Die Anbieter von DR können sowohl am Kapazitätsmarkt direkt als Auktionsteilnehmer mitbieten als auch indirekt über die Option der abschaltbaren Lasten zum Schutz der Versorgungssicherheit (*Interruptible Load for Reliability*, ILR).

In der BRA wird die Nachfragekurve (VRR) durch viele Faktoren festgelegt, die im Folgenden erläutert werden. „The VRR is a relationship that defines the maximum price load is willing to pay for different levels of resources relative to the resources requirement“ (Bhavaraju, Hobbs & Hu, 2007). Der Betreiber PJM kalkuliert zunächst die Erzeugungsreservemenge (*Installed Reserve Margin*, IRM), welche das Ziel der Versorgungssicherheit darstellt und üblicherweise bei 15% liegt (Chandley, 2008: 11-16). Dieser Wert gibt in Prozent das Verhältnis der installierten Kapazität zur Spitzenlast wieder (PJM, 2011b: 7ff.) und wird mit Hilfe eines ingenieurwissenschaftlichen Maßstabs berechnet, dem Erwartungswert des (Total-)Ausfalls (*Loss of Load Expectation*, LOLE), also ein Ausfall von einem Tag in zehn Jahren (Bhavaraju, Hobbs & Hu, 2007).

Ein weiterer Faktor ist die Berücksichtigung des Ausfalls eines einzelnen Kraftwerks. PJM benutzt als Maßstab die *Equivalent Demand Forced Outage Rate* (EFORd), welche die Wahrscheinlichkeit eines Kraftwerksausfalls zum Zeitpunkt tatsächlicher Kraftwerksnachfrage bemisst (PJM, 2011b: 27). Für die Nachfragekurve ist hier der Durchschnitt des gesamten Kraftwerkpools (*Poolwide EFORd*) von Bedeutung (PJM, 2011b: 8f.), wobei die genaue Berechnung des EFORd hier nicht erläutert wird.

Drei weitere Werte werden benötigt, um die Nachfragekurve zu konstruieren:

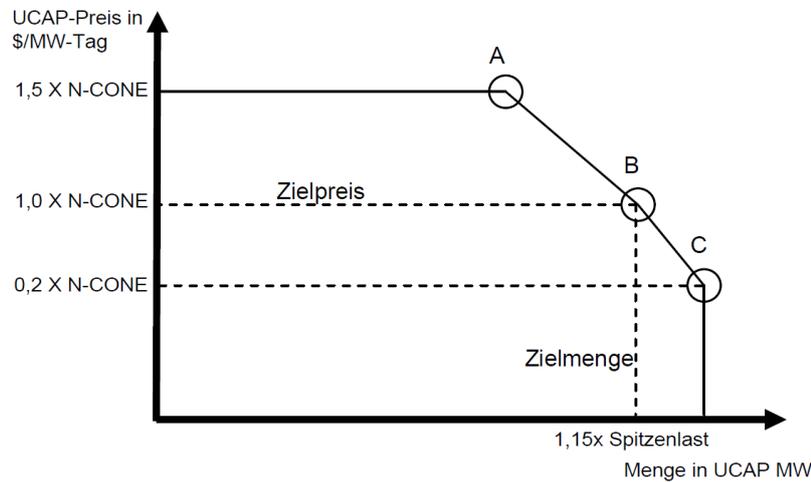
- Die Kosten für den Neueintritt eines Kraftwerks (*Cost of New Entry*, CONE)
- die durchschnittlichen Nettoerlöse aus dem Energiemarkt inklusive Regelernergie (Net Energy and Ancillary Market Revenue, E&AS),
- und die Entschädigung für ILR-Anbieter.

Besonders die Beziehung zwischen CONE und E&AS ist wichtig für die wettbewerbsökonomische Analyse. Wie in den theoretischen Modellen von Joskow und Tirole

2011b: 13)

sowie von Cramton und Stoft beschrieben, werden die Energiemarkterlöse von den CONE subtrahiert, was den Wert *Net-CONE* ($(N - CONE = CONE - E\&AS)$) ergibt. Der Wert von CONE wird auf einen Anfangswert für das RTO-Gebiet (*Regional Transmission Organization*) festgelegt, ändert sich aber, sobald Engpassgebiete entstehen (PJM, 2011c: 2284 ff.). Die Energiemarkterlöse werden über gleitende Durchschnittswerte der letzten Jahre berechnet, wobei für die ersten drei Ausschreibungsjahre der Betrachtungszeitraum auf 6 Jahre und für jede darauf folgende Ausschreibung auf drei Jahre ausgelegt wurde. Das hat zur Folge, dass die Subtraktion ex-ante geschieht, die Neujustierung des N-CONE-Wertes aber ex-post über die gleitenden Durchschnitte. Mit diesen Faktoren werden drei Fixpunkte (A,B,C) bestimmt, anhand dieser sich die Nachfragekurve berechnet.

Abbildung 22: Administrative Nachfragekurve (VRR) im RPM, PJM



In der Abbildung wurden für die Punkte A,B und C jeweils die Nenner der Division aus Anschaulichkeitsgründen entfernt. Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an PJM, 2011b: 17-22 und Chandley, 2008: 16f.

Auf der Nachfragekurve, siehe Abbildung 22, stellt Punkt B den Zielwert von 15% Nachfragereserve dar. Die Strecke von der Ordinate mit dem Startpunkt $1,5 \times N - CONE$ bis zum Punkt A ist horizontal und soll einerseits als Preisdeckel dienen und andererseits Anreize zur Erfüllung bis zum Punkt A liefern. Im Idealfall wird ein Reserveniveau im Punkt B erreicht, wo exakt die Kosten für ein neues Kraftwerk gedeckt werden sollen. In den Zusatzauktionen wird die Nachfragekurve auf andere Weise gebildet. In den Incremental Auctions 1 und 3 wird die Nachfragekurve nicht administrativ bestimmt, sondern jeweils durch die Kauf- und Verkaufsgebote gebildet. In der zwischenzeitlich abgehaltenen zweiten Auktion wird eine vertikale Nachfragekurve administrativ gebildet (PJM, 2011b: 20).

Neben dem langfristigen Charakter, den unterschiedlichen Handelsformen und der Nachfragekurve ist ein viertes Element von Bedeutung. Das gesamte Gebiet wird in kleine Regionen unterteilt, sogenannte *Locational Deliverability Areas* (LDA), die mögliche Engpassgebiete darstellen können (PJM, 2011b: 12ff.).

Eine Unterteilung auf lokaler Ebene erzeugt gleichzeitig die Chance Preise lokal zu variieren. Ein Grund für eine solche lokale Preisgestaltung liegt in der Funktion als Informationssignal (Fraser und Nieto, 2007: 11). Ein hoher lokaler Preis zeigt demnach an, wie stark ein lokaler Engpass ausgeprägt ist. Dies hat in der Theorie zur Folge, dass Kapazitätsbedarf sowohl auf der Netz- als auch Erzeugungsebene entsteht und durch die hohe Bepreisung allokativen und produktiven Effizienz erreicht werden kann (Fraser und Nieto, 2007: 11). Derzeit existieren 23 LDA im PJM-Gebiet.

Ist das Übertragungsnetz eines LDA hinsichtlich möglicher Importe ausgelastet und wird nicht genügend Kapazität im Kapazitätsmarkt geräumt, entstehen Engpässe, welche nicht durch den Ausbau des Netzes behoben werden können (PJM, 2011b: 12). Die lokale Komponente hat erheblichen Einfluss auf die Preisbildung bei der BRA. Der markträumende Auktionspreis setzt sich aus zwei Komponenten zusammen, dem Grenzpreis des letzten Anbieters, d.h. *System Marginal Price* plus einem lokalen Preiszuschlag (*Local Price Adder*, LCA) im Fall eines Engpasses (PJM, 2011b: 76). Eine dritte Komponente ist das sogenannte *Make-Whole-Payment* (MWP), welches einen Spezialfall behandelt und nicht weiter betrachtet wird.²⁴ Über einen Optimierungsalgorithmus wird für jede LDA der Kapazitätspreis in Abhängigkeit möglicher lokaler Beschränkungen berechnet.²⁵ Alle jene Gebiete, in denen kein Engpass existiert, werden zu einem einzelnen Gebiet, RTO, zusammengefasst. In diesem gilt einheitlich der markträumende Auktionspreis ohne Preiszuschlag, also ausschließlich SMP. Ein Engpassgebiet erzeugt automatisch einen Kapazitätspreis mit lokalem Preiszuschlag (PJM, 2011b: 76). Abbildung 23 zeigt das grundlegende Prinzip der Preisbildung.

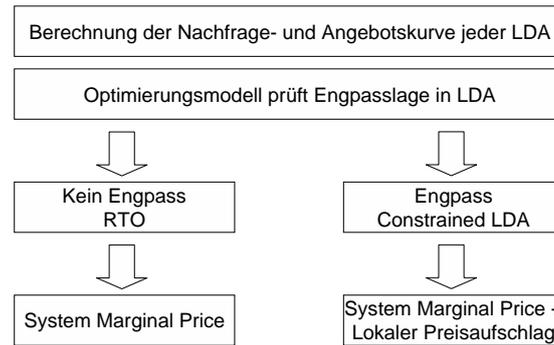
Ist in einem LDA zwar kein Engpass, aber neue Erzeugung zu verzeichnen, so wird die LDA in den zwei darauf folgenden Jahren zu einem Engpassgebiet erklärt, selbst wenn ausreichende Netzkapazität für Importe vorhanden ist (PJM, 2011b: 63).²⁶ Neue Kraftwerke könnten dadurch einen besonderen Anreiz erhalten, dass sie den im ersten Auktionsjahr erzielten Preis als sicheren Ausgangswert für die nächsten zwei darauf folgenden BAR nehmen können. Falls die Kapazitätspreise der zwei späteren Auktionen unterhalb der ersten Periode liegen, wird die Differenz durch eine Ausgleichszahlung kompensiert. Fällt also in der zweiten Periode der Kapazitätspreis, sollen neue Kraftwerke die Höhe des ersten Preises realisieren dürfen.

²⁴Der Fall tritt ein, wenn die am Kapazitätsmarkt erlöste Menge geringer ist als das Minimumangebot, was bei Verkauf seiner Menge in kleineren Blöcken passieren kann. Das MWP ist das Produkt aus dem Auktionspreis einerseits und der Differenzmenge zwischen Minimalgebotsmenge und tatsächlich abgesetzter Menge andererseits. Der Preis wird allen in der speziellen LDA ansässigen LSEs auf den Kapazitätspreis aufgeschlagen (PJM, 2011b: 76).

²⁵Für eine genaue Aufschlüsselung des Optimierungsalgorithmus PJM, 2007.

²⁶Eine Erklärung für dieses Vorgehen ist nicht angegeben, daher wird angenommen, dass der daraus resultierende höhere Kapazitätspreis in dem Engpassgebiet als finanzieller Anreiz dienen soll.

Abbildung 23: Berechnung der Kapazitätspreise, PJM



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an PJM, 2011: 76.

3.4.2 Analyse der Marktdaten

Im Gegensatz zu den anderen betrachteten Märkten soll hier der Fokus auf die Auswirkungen des Kapazitätsmarktes gelegt werden. Die Entwicklung der Erzeugung wird deshalb vor allem im Hinblick auf die durch die Auktionen neu hinzugefügten Kapazitäten bzw. wieder aktivierten Kapazitäten betrachtet. Auch bei den Großhandelspreisen wird im Vergleich zu den anderen Märkten ein stärkerer Fokus auf die Kapazitätspreise und den daraus erzielten Einnahmen gelegt.

Im Jahr 2010 standen der Peaknachfrage von 144.644 MW (all time peak) Erzeugungskapazitäten von 167.362 MW gegenüber. Dies entspricht einer Reservemarge von 15,71% (PJM, 2011a). Die Höhe entspricht dem ausgewiesenen Zielwert (15%) und liegt deutlich unter dem durchschnittlichen Reservewert von 23% zwischen den Jahren 2004 und 2008. Es standen also auch in den nachfragestarken Sommermonaten immer genügend Erzeugungskapazitäten zur Verfügung, um den Bedarf zu decken. Die jährliche Last stieg seit 2004 an und erreichte 2007 ihren Höhenpunkt (im Betrachtungszeitraum), fiel dann aber wieder leicht ab. Tabelle 16 zeigt eine Übersicht der Nachfrage und Erzeugungsdaten.

Tabelle 16: Erzeugung und Nachfrage PJM 2004-2008

Jahr	2004	2005	2006	2007	2008
Erzeugungskap. Sommer (MW)	105.600	164.024	162.458	163.659	164.179
Peak Nachfrage Sommer (MW)	77.887	133.763	144.644	139.428	130.100
Reserve Marge Sommer	35,6%	22,6%	12,3%	17,4%	26,2%
Jährliche Last (GWh)	438.874	684.592	696.165	715.524	698.458

Quelle: FERC 2010: 5.

Beim Strompreisniveau ist ein steigender Trend zu beobachten, wobei das Maximum, wie in Tabelle 17 zu sehen, 2009 mit einem Durchschnittspreis von 71,13 \$/MWh erreicht wurde. 2010 fiel der Preis deutlich ab, stieg 2011 jedoch wieder leicht

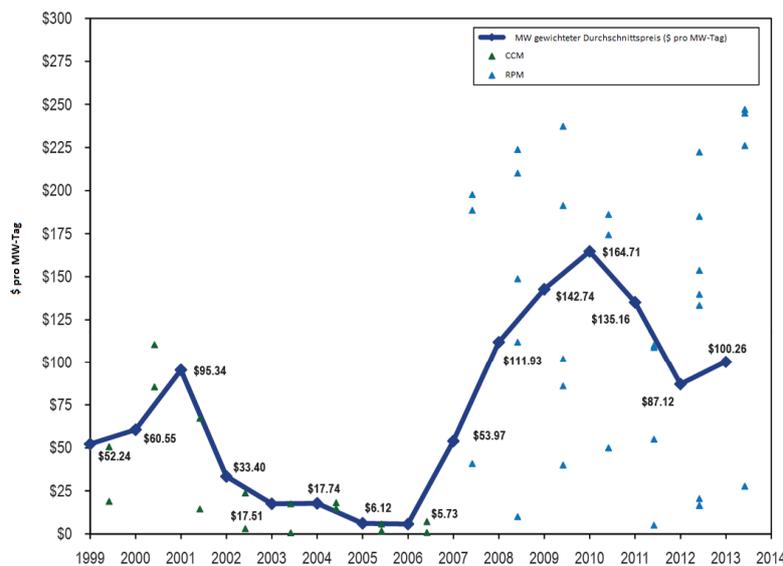
Tabelle 17: Preisentwicklung \$/MWH, PJM

	Strom	Kapazität	Sonst	Gesamt
2001	30,72	0,2	3,4	34,32
2002	36,65	0,32	5,69	42,66
2003	31,6	0,12	5,33	37,05
2004	41,23	0,08	6,05	47,36
2005	44,34	0,09	5,82	50,25
2006	63,46	0,03	5,71	69,2
2007	53,35	0,03	5,2	58,58
2008	61,66	3,97	5,67	71,3
2009	71,13	8,33	5,78	85,24
2010	39,05	11,02	5,78	55,85
2011	48,35	12,06	6,31	66,72

Quelle: Monitoring Analytics, 2011.

an. Auffällig ist aber vor allem der Anstieg der Kosten für Kapazität. In den Jahren 2001 bis 2007 lag der Kapazitätsanteil bei deutlich unter einem Prozent (im Durchschnitt 0,3% von 2001 bis 2007). Danach sprang der Anteil im Jahr 2008 auf 5,6% und erreichte 2010 seinen bisherigen Höhepunkt mit 19,7% Anteil am Gesamtpreis. Die Einführung des RPM führte somit zu einem merklichen Anstieg der Kapazitätskosten an den Energiepreisen. Welchen Einfluss die Höhe des Kapazitätspreises exakt auf den Energiepreis nimmt, kann aber in dieser Studie nicht abschließend geklärt werden.

Abbildung 24: Kapazitätspreise seit 1999, PJM



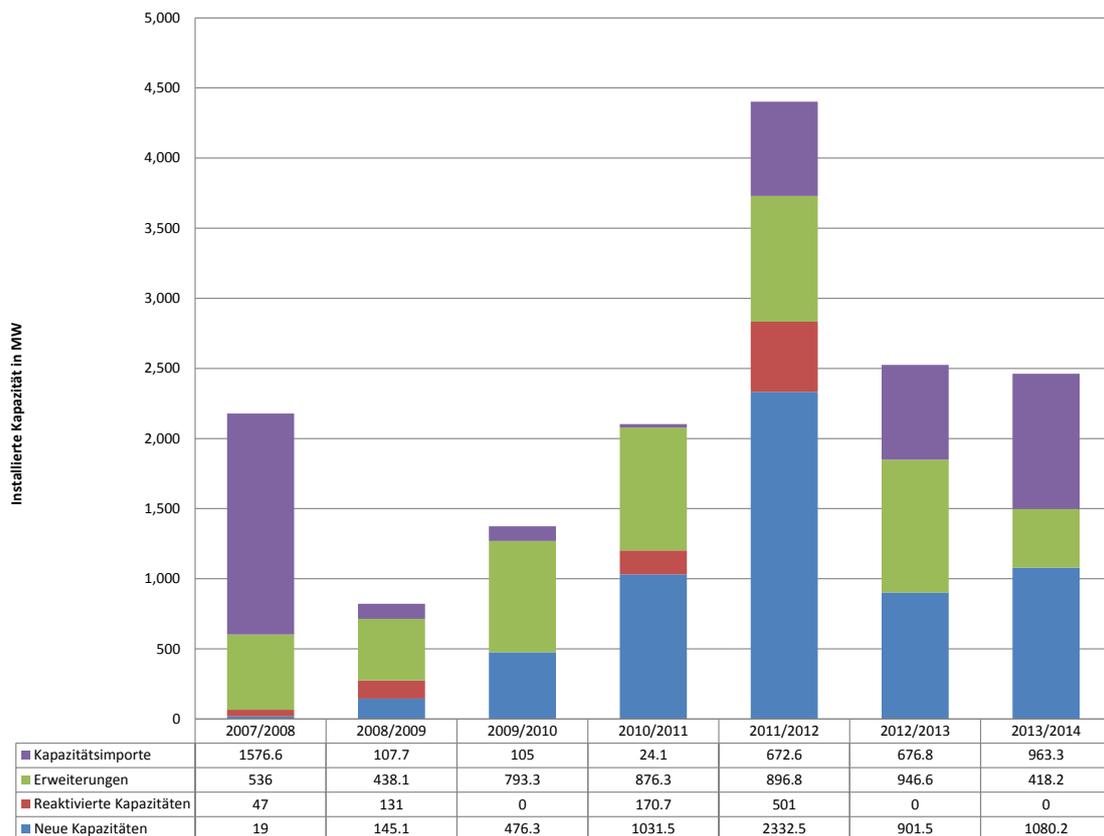
Quelle: Monitoring Analytics, 2011: 388.

Abbildung 24 zeigt, dass die Kapazitätspreise seit Einführung des RPM sprunghaft angestiegen sind. Zuvor erreichten die Durchschnittspreise zwar 2001 ein relativ

hohes Niveau, sind dann aber fast auf Null gesunken. Nach Einführung des RPM wurde der höchste Preis 2010 mit 164,71 Dollar pro MW-Tag erzielt. Auch hier kam es in den Folgejahren wieder zu einer Preissenkung.

Neben der Betrachtung der entstanden Kosten ist ebenfalls interessant, ob und zu wie viel Markteintritt neuer Kraftwerke erfolgt ist. Zwar lässt sich hier keine Kausalität ablesen, also dass bestimmte Kapazitäten nur wegen der Zahlungen in den Markt eingetreten sind, dennoch kann festgestellt werden, dass es seit Einführung des RPM zu beträchtlichen Investitionen in den Kraftwerkspark kam. Viele Kapazitäten wurden aber auch reaktiviert oder signifikant erweitert. Abbildung 25 zeigt die zusätzlichen Kapazitäten seit 2007. Sowohl die Menge als auch die Zusammensetzung der neuen Kapazitäten schwanken deutlich im Zeitablauf. Im Lieferjahr 2011/2012 wurde der bisherige Höhepunkt erreicht. Für dieses Jahr wurden größtenteils neue Kapazitäten in den Markt geboten. Die konstantesten Größen waren bisher Erweiterungen bereits bestehender Kapazitäten.

Abbildung 25: Neue Kapazitäten, PJM

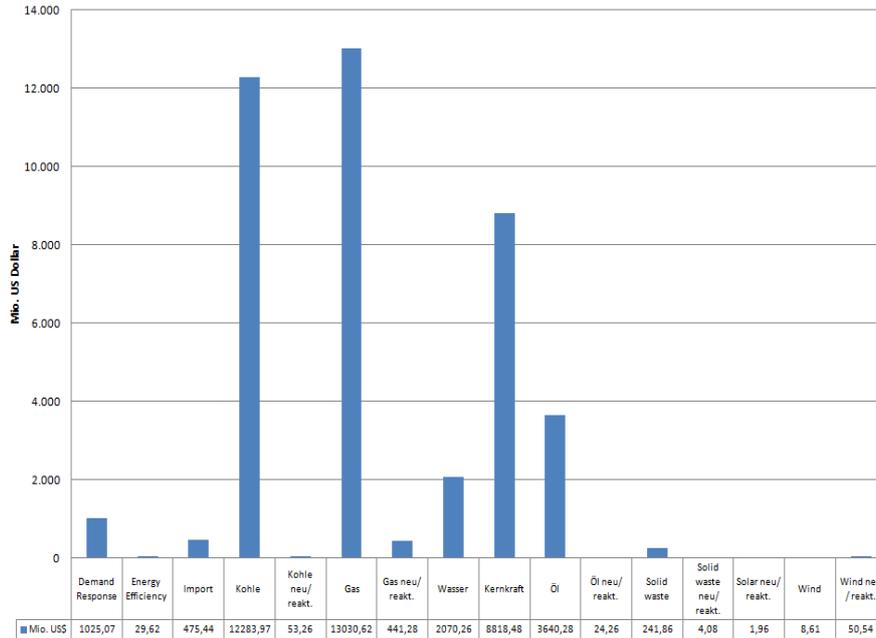


Quelle: Monitoring Analytics, 2011.

Für den gleichen Zeitraum stehen auch Daten darüber zur Verfügung, welche Kraftwerkstypen von den Kapazitätsauktionen profitieren. Wie in Abbildung 26 zu sehen, profitierten in den Auktionen für die Jahre 2007/2008 bis 2013/2014 bestehende konventionelle Kraftwerke wie Kohle, Gas, Kernkraft und Öl von den Einnahmen.

Dennoch konnten in den letzten Jahren auch bei Demand Response Kapazitäten und Energy Efficiency Kapazitäten höhere Zuwachsraten erzielt werden. Eine genaue Auflistung der RPM Einnahmen nach Kraftwerkstyp findet sich in Abbildung 42 im Anhang.

Abbildung 26: Einnahmen nach Kraftwerkstyp 2007/2008 bis 2013/2014, PJM



Quelle: Monitoring Analytics, 2011.

3.4.3 Bewertung

Der PJM Markt ist ein Paradebeispiel für die Umsetzung eines Kapazitätsmarktes. Da der Kapazitätsmarkt schon seit 1999 besteht und zudem eine wesentliche Änderung 2007 vorgenommen wurde, ist es möglich, sowohl die Auswirkungen und Probleme eines Kapazitätsmarktes als auch die Unterschiede zwischen den Systemen zu analysieren.

Auf den ersten Blick ist den beiden Systemen gemein, dass seit der Liberalisierung immer genügend Kapazitäten zur Verfügung standen, um die Peaknachfrage ausreichend zu bedienen. Auch für die in die Zukunft gerichteten Auktionen scheint die Systemsicherheit gewährleistet zu sein. Jedoch ist das erste Modell aufgrund einer Reihe von Designfehlern überarbeitet worden, sodass sich der volle (negative) Effekt dieses ersten Systems nicht entfalten konnte. Die Nachteile des Systems entsprechen jenen, die im Grundlagenkapitel bezüglich des ersten vorgestellten Kapazitätsmodells angesprochen worden sind: Starre Nachfrage, Kurzfristigkeit des Marktes und geringe Verknüpfung zwischen Energie- und Kapazitätsmarkt. Dies wurde im neuen Modell berücksichtigt. Es ist dennoch schwierig, einen kausalen Zusammenhang zwischen Versorgungssicherheit und Implementierung eines Kapazitätsmarktes herzu-

Tabelle 18: Preliminary Market Structure Screens 2010, PJM

RPM Markt	max. Marktanteil	HHI	Pivotal Supplier	Bestanden
2010/2011				
RTO	18,4%	853	1	nein
EMAAC	31,3%	2053	1	nein
SWMAAC	51,1%	4229	1	nein
MAAC+APS	26,9%	1627	1	nein
2011/2012				
RTO	18,0%	855	1	nein
2012/2013				
RTO	17,4%	853	1	nein
MAAC	17,6%	1071	1	nein
EMAAC	32,8%	2057	1	nein
SWMAAC	50,7%	4338	1	nein
PSEG	84,3%	7188	1	nein
PSEG North	90,9%	8287	1	nein
DPL South	55,0%	3828	1	nein
2013/2014				
RTO	14,4%	812	1	nein
MAAC	18,1%	1101	1	nein
EMAAC	33,0%	1992	1	nein
SWMAAC	50,9%	4790	1	nein
PSEG	89,7%	8069	1	nein
PSEG North	89,5%	8056	1	nein
DPL South	55,8%	3887	1	nein
JCPL	28,5%	1731	1	nein
Pepco	94,5%	8947	1	nein

Quelle: Monitoring Analytics, 2011: 370

stellen. In anderen Worten, es ist fraglich, ob die gesicherte Versorgung ausschließlich auf den Kapazitätsmarkt zurückzuführen ist. Die Einführung des Kapazitätsmarktes geht bei PJM jedenfalls nicht primär auf das Missing-Money-Problem zurück, sondern auf die Kapazitätsverpflichtungen der Versorger.

Eine wettbewerblich Beurteilung fällt nicht eindeutig aus. Ergebnisse des *Preliminary Market Structure Screens* zeigen an, dass kein Markt bzw. Teilmarkt des PJM Gebietes diesen Test bestehen konnte. Der Test gilt als nicht bestanden, wenn ein Anbieter entweder einen Marktanteil von über 20% hält, der HHI über 1800 Punkten liegt oder weniger als drei Erzeuger gemeinsam pivotal sind. Wie in Tabelle 18 zu erkennen ist, scheiterten alle Marktgebiete mindestens am Pivotal Supplier Test. Mehrere Marktgebiete fielen auch durch alle drei Tests gleichzeitig. Die Konsequenz ist, wie zuvor erwähnt, dass Offer Caps in Höhe der *Avoidable Cost Rates* (ACR) gesetzt werden (Monitoring Analytics, 2011: 369).

Die Kombination aus bereits systemimmanenter Marktmacht im gesamten Markt

Tabelle 19: Preisanpassung in SWMAAC in den Lieferjahren 2007-2009, PJM

Summe der Gebote in MW	2007	2008	2009
<61,96 \$/MW-Tag	9630 MW	10000 MW	5600 MW
61,96-125 \$/MW-Tag	350 MW	340 MW	1100 MW
125-176 \$/MW-Tag	240 MW	280 MW	1350 MW
175-225 \$/MW-Tag	nahe 0 MW	nahe 0 MW	1200 MW
>200 \$/MW-Tag	nahe 0 MW	nahe 0 MW	1100 MW

Quelle: Wilson, 2008:44.

und der Aufteilung des Gebietes in Subregionen über die LDAs kann jedoch wettbewerblich schädigend sein. Dies zeigt sich beispielhaft an der bisher teuersten Subregion Southwestern part of the Mid-Atlantic Area Council (SWMAAC). In dieser Region zeigten sich in den ersten Auktionen sehr hohe Preise im Vergleich zum Rest des Systems. Ein Grund könnte hierbei die Ausübung von Marktmacht sein, da in dieser Region nur drei Anbieter (Stand 2008) tätig waren, mit zwei Anbietern in Besitz von 90% sämtlicher Erzeugung (Wilson, 2008: 45). Dies unterstreicht Wilson durch die Darstellung der Anpassung in der Preissetzung innerhalb dieses Engpassgebietes.

Der Betreiber PJM (2008) weist diese Vorwürfe zurück, mit dem Argument, dass diese Preise auf ACR-Niveau gesetzt waren und die hochpreisigen Kapazitäten teilweise nicht in der Auktion gelöst wurden. Zudem seien diese Kapazitäten in dem darauf folgenden Lieferjahr zu niedrigeren Preisen in die Auktion geboten worden. Das Problem einer hohen Marktkonzentration in den jeweiligen Engpassgebieten wird nicht explizit durch PJM erwähnt. Eine solche regionale Disaggregation muss jedoch zumindest zu mehr MarktmachtPotenzial führen, welches implizit durch PJMs Maßnahmenkatalog gegen Marktmacht anerkannt wird. Die Schwierigkeit der wettbewerblichen Beurteilung zeigt sich also an dieser Stelle sehr deutlich. Die Frage, ob die hohen Kapazitätspreise in den Auktionen auf Marktmacht oder tatsächliche Knappheit zurückzuführen sind, ist nicht anhand der öffentlich verfügbaren Daten zu beantworten. Somit ist das Problem das gleiche wie schon auf dem Energy-Only-Markt.

Der generelle Anreizmechanismus des lokalen Preisaufschlags ist insofern problematisch, als dass das Preisniveau temporärer Natur ist, d.h. je fortgeschrittener der Netzkapazitätsausbau bzw. Erzeugungskapazitätszubau, desto geringer die Zahlung. Diese Zahlung kann zwar die kurzfristigen volkswirtschaftlichen Kosten dieses Engpasses abbilden, jedoch setzt dies voraus, dass Wettbewerb in dieser Region herrscht. Die jährlichen Auktionen sind aufgrund der langen Bau und Planungsphasen allerdings nur in geringem Umfang potenziellem Wettbewerb ausgesetzt. Somit ist der Anreiz, die vorhandene Marktmacht missbräuchlich auszunutzen, sehr hoch.

Der Kapazitätsmarkt bietet also keine Lösung des allgemeinen Marktmachtproblems, welches vor allem durch hohe strukturelle Konzentration entsteht. Der Kapazitätsmarkt kann nicht per se dafür sorgen, dass Preise auf Wettbewerbsniveau

gesetzt werden. Wettbewerbliche Probleme im Strommarkt wie beispielsweise Preisaufschläge oder das Zurückhalten von Kapazitäten können nicht durch den Kapazitätsmarkt selbst, sondern nur über umfangreiche Zusatzmechanismen gelöst werden. Die Probleme bleiben somit die gleichen, werden nur ganz oder teilweise auf einen anderen Markt verlagert. Allerdings könnten die zusätzlichen Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt den Markteintritt neuer Kapazitäten erleichtern.

Darüber hinaus entstand durch den starken Preisanstieg durch das neue RPM System eine Zusatzbelastung der Konsumenten durch Kapazitätszahlungen. Hauptprofiteure waren konventionelle Mittel- und Grundlastkraftwerke. Ein wichtiger Punkt zur Beurteilung der entstehenden Kosten ist die Verknüpfung zum Energiemarkt. Zwar erfolgt ein ex-ante Abzug der zu erwarteten Strommarktgewinne, diese Methode kann jedoch wesentlich durch Jahre mit klimatischen Besonderheiten beeinflusst werden. Eine Verknüpfung der beiden Märkte muss ein wesentliches Element eines jeden Kapazitätsmarktes sein, da der Kunde an Strom interessiert ist und nicht primär an Kapazitäten. Die gewählte Methode ist einerseits geeignet diese Verknüpfung herzustellen, andererseits gewährt sie auch weitere Möglichkeiten des administrativen Eingriffs.

Ein wesentliches Merkmal ist der langfristige Charakter des Marktes. Diese Langfristigkeit und die Garantie der Abnahme durch die Versorger bzw. Großkunden kann zur Verringerung von Risikoprämien führen, was wiederum zu günstigeren Endkundenpreisen führen sollte.

Die Sicherstellung der Versorgung wird in diesem Markt durch einen unabhängigen Stromnetz-, Energiemarkt- und Kapazitätsmarktbetreiber gelöst. Dies entspricht der in der Theorie geäußerten Vorstellung, dass der ISO einen solchen Kapazitätsmarkt betreibt. Die Bündelung der Aufgaben kann einerseits zu Kosteneffizienz führen. Darüber hinaus kann die Bündelung auch höhere Akkuranz in den Erzeugungs- und Lastprognosen zur Folge haben. Somit könnten ebenfalls Unsicherheiten durch unverlässliche Prognosen abgebaut werden. Daher kann der Kapazitätsmarkt aus Sicht der Versorgungssicherheit positive Effekte haben. Allerdings muss sichergestellt werden, dass der Betreiber die richtigen Anreize hat, seinerseits das optimale Versorgungsniveau zu wählen.

Der PJM Markt bietet einen detaillierten Einblick in die Vor- und Nachteile eines Kapazitätsmarktes und dem regulatorischen Aufwand ihn zu betreiben. Es zeigt sich, dass dem System immer ausreichend Kapazitäten zur Verfügung standen und die Versorgung der Nachfrage sichergestellt werden konnte. Außerdem kam und kommt es zu kontinuierlichen Markteintritten. Nichtsdestotrotz wurde das System seit Einführung signifikant verändert, ob auch weiterhin Änderungen und Anpassungen nötig sind ist jetzt noch nicht endgültig abzusehen. Derartige Änderungen tragen immer auch die Gefahr von Designfehlern und etwaigen Fehlanreizen in sich. Ein möglicher Kapazitätsmarkt in Deutschland oder Europa muss aus dem Beispiel PJM lernen, auch wenn das verwendete Modell ein anderes sein sollte. Die Frage bleibt aber bestehen, wie sich der Markt ohne den Kapazitätsmarkt entwickelt hät-

te.

Es wird in diesem Modell besonders deutlich, wie hoch der administrative und regulatorische Aufwand ist, ein effizientes und wettbewerbliches Kapazitätsmarktssystem zu gewährleisten. Neben administrativ auferlegten Teilnahmeverpflichtungen, d.h. der Abkehr von einem freien Marktssystem, existieren auf beiden Märkten ebenfalls Preisobergrenzen. Die Kalkulation eben jener und sämtlicher anderer Parameter wie z.B. der Erwartungswert der Energiemarkteinnahmen oder die Prognosen und Nachweise bei Kraftwerksausfällen, machen deutlich, dass dieser Markt ausschließlich unter erheblichen Eingriffen in den Marktmechanismus funktioniert. Dies zeigt sich ebenfalls an den häufig durchgeführten Korrekturen am Marktmechanismus.

3.5 Spanien

Im Zuge unserer Länderstudie soll Spanien als Beispiel für administrative Kapazitätzahlungen dienen. Spanien verlässt sich seit der Liberalisierung nicht auf den Energy-Only Markt. Ein besonders Merkmal ist außerdem der große Anteil an erneuerbaren Energien. Spanien bietet somit wertvolle Einblicke in die Ausgestaltung und Probleme einer administrativen Kapazitätzahlung in Verbindung mit der Förderung und dem Ausbau von erneuerbaren Energien.

3.5.1 Liberalisierung und Marktssystem

Die Liberalisierung des Strommarktes begann in Spanien mit dem sogenannten *Ley del Sector Eléctrico* (Ley 54/1997). Die Hauptziele des Gesetzes waren und sind die Schaffung eines Großhandelsmarktes für Elektrizität, die vertikale Entbündelung von Elektrizitätsnetzwerken und die schrittweise Liberalisierung des Stromeinzelhandels.

Der Elektrizitätsmarkt war zur Zeit nach der Liberalisierung stark konzentriert. Die Liberalisierung sollte mehr Wettbewerb in den Strommarkt bringen. Zur Erreichung dieses Ziels wurde ein Day-Ahead Markt mit dazugehörigen Intra-Day- und Regenergiemärkten geschaffen (Federico & Vives, 2008). Außerdem können Marktteilnehmer auch bilaterale Verträge eingehen.

Zur Sicherstellung der Investitionen in den Kraftwerkspark gab es in der Übergangsphase CTC Zahlungen (*Costes de Transición a la Competencia*²⁷). Diese Übergangsregelung sollte sicherstellen, dass Firmen mit großer Erzeugungskapazität keinen Anreiz zur Kapazitätzurückhaltung haben und so die Energiepreise in die Höhe treiben. Dadurch entstand eine implizite Preisobergrenze, welche bei 36 €/MWh lag. Dieser Wert diente als Berechnungsgrundlage für die CTC Auszahlung, die anteilmäßig an die Erzeuger erfolgte. Lag der Preis unterhalb dieser Grenze, wurden die Firmen für die Differenz entschädigt. Dieser Mechanismus verlor aber schnell an Bedeutung und wurde 2006 eingestellt (Federico & Vives, 2008)²⁸.

Darüber hinaus wurden auch administrative Kapazitätzahlungen eingeführt, um so zukünftige Investitionen und die Erneuerung des Kraftwerksparks sicherzustellen.

²⁷Kosten des Übergangs zum Wettbewerb.

²⁸Dies lässt sich auch in der folgenden Studie der Entwicklung der Großhandelspreise ablesen. 36 €/MWh war zuerst der relevante Benchmark, allerdings kam es bereits wenige Jahre danach zu deutlich höheren Strompreisen.

Spanien sah sich seit der Liberalisierung einem enormen Nachfragewachstum gegenüber. Die Nachfrage stieg von 1997 bis 2008 um mehr als 60%²⁹. Dieses Wachstum erforderte nicht nur die Erhaltung und den Umbau des Kraftwerkparks, sondern auch Neuinvestitionen, um dem Nachfragewachstum gerecht werden. Die dritte Maßnahme, die Investitionen sicherstellen soll, ist die Vergütung von erneuerbaren Energien durch die Einspeisetarife. Der Fokus der folgenden Betrachtung liegt vor allem auf den beiden zuletzt genannten Maßnahmen.

Die Liberalisierung des spanischen Marktes folgte im Wesentlichen dem Vorbild anderer Märkte, insbesondere Großbritanniens. Im Übertragungsnetz kam es praktisch zu einer vollständigen Eigentumsentbündelung. Die Preise für Endkunden sind aber immer noch stark reguliert. Maßnahmen um größere Endkunden von regulierten Tarifen auszuschließen zeigen zwar Wirkung, dennoch bleibt ein großer Teil des Marktes immer noch reguliert.

Von einer kompletten Liberalisierung kann weiterhin nicht gesprochen werden. Ökonomische Preissignale können kaum sinnvoll an Endkunden weitergegeben werden. Darüber hinaus stellt die Finanzierung des Tarifdefizits, welches sich aus der Differenz zwischen regulierten Preisen und dem Marktpreis zuzüglich sonstiger Kosten ergibt, ein zunehmendes Problem dar. Durch die hohen Großhandelspreise im Jahre 2008 erreichte das Defizit 2008 seinen Höchststand von 4,3 Milliarden Euro (Federico, 2011: 9).

Im Juli 2007 wurde ein integrierter Markt mit Portugal geschaffen (MIBEL). Aufgrund von nicht ausreichendem Grenzkuppelstellenausbau kam es allerdings in der Anfangsphase noch zu deutlichen Preisunterschieden zwischen den beiden Marktregionen. Ein gemeinsamer Marktpreis bildet sich nur dann, wenn dies die Grenzkuppelkapazitäten zulassen (IEA, 2009: 109). Der Anteil der Stunden mit ausgelasteten Grenzkuppelstellen zwischen Portugal und Spanien fiel jedoch von ca. 80% im zweiten Halbjahr 2007 auf knapp 25% in 2009. Dies führte zu einer durchschnittlichen Preisdifferenz von ca. 2% in 2009 zwischen den beiden Marktgebieten (Federico, 2010: 40). Die Konvergenz der Preise kann auf eine Anpassung des Erzeugungsmixes und teilweise auch auf effektiveren grenzüberschreitenden Handel zurückgeführt werden (Federico, 2010).

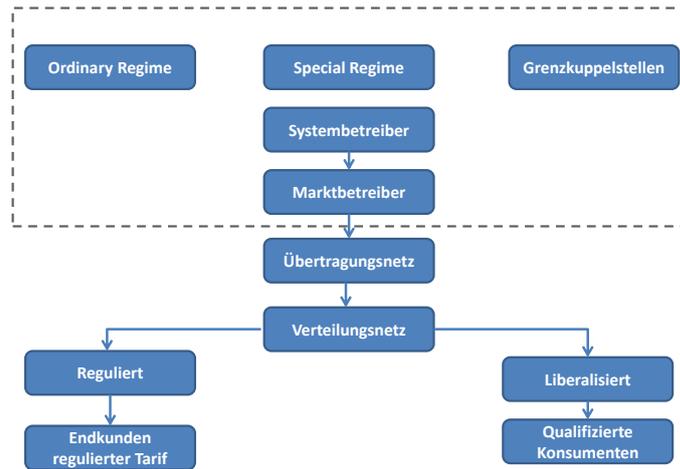
Insgesamt ist Spanien aber nur wenig mit den umliegenden Ländern verbunden. Die Grenzkuppelkapazität mit Frankreich beträgt beispielsweise nur ca. 3% der Peaknachfrage des iberischen Marktes. 2008 kam es deshalb nur in 6% der Stunden zu einer Preiskonvergenz der beiden Länder. Aufgrund der starken und weiter zunehmenden Bedeutung erneuerbarer Energien wäre jedoch eine bessere Einbindung in den europäischen Markt wünschenswert (Federico, 2010: 16). So könnte flexibel auf schwankende Beiträge der EE zur Stromerzeugung reagiert werden.

Grundsätzlich ist das Ministerium für Industrie, Tourismus und Handel (*Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*, MITYC) für Energieangelegenheiten zuständig. Das Ministerium wird dabei von verschiedenen, teilweise unabhängigen Institutionen unterstützt. Die wichtigste hier zu nennende Institution ist die *Comisión Nacional de Energía* (CNE) als Regulierungsbehörde für den Strom-, Gas und Ölmarkt.

²⁹Siehe Abbildung 33 in der Folgenden Analyse der Marktdaten.

Auch wenn ihre Position seit 2005 gestärkt wurde, hat sie in erster Linie beratende Funktion, die endgültigen Entscheidungen werden vom MITYC getroffen (IEA 2009: 118). Der weitestgehend unabhängige Netzbetreiber ist die *Red Eléctrica de España* (REE). Die Betreuung des Übertragungsnetzes ist reguliert. Kosten werden z.B. durch geplante und genehmigungspflichtige Investitionen und Entwicklung der Nachfrage bestimmt (IEA 2009: 114).

Abbildung 27: Struktur des spanischen Strommarktes



Quelle: Eigene Darstellung nach IEA, 2009.

Abbildung 27 zeigt stilisiert den Aufbau des spanischen Marktes. Bei der Erzeugung wird zwischen *Ordinary Regime*, welches vor allem konventionelle Kraftwerkstypen, wie Kohle, Kernenergie oder Gas umfasst und *Special Regime*, welches u.a. erneuerbare Energiequellen und Importen beinhaltet, unterschieden.³⁰

REE ist als Netzbetreiber auch der Systembetreiber. Der Marktbetreiber ist *Operador del Mercado Ibérico de la Energía (OMEL)*.³¹ Neben der Börse betreibt er auch den Intra-Day Handel. Teilnahmeberechtigt daran sind alle Marktteilnehmer, die am Day-Ahead Markt teilgenommen oder bilaterale Verträge geschlossen haben. Kraftwerke, die dem *Ordinary Regime* angehören, müssen Gebote über den Marktbetreiber abgeben, d.h. entweder über den Börsenhandel oder über bilaterale Verträge. Dabei ist der Anteil des Day-Ahead Marktes traditionell sehr hoch. Zwar gab es einige gesetzliche Änderungen (z.B. RDL 3/2006), durch welche Volumen aus dem Day-Ahead Markt in den bilateralen Handel verlagert wurden, dennoch lag der Anteil des Day-Ahead Marktes am Gesamtvolumen 2004 und 2005 bei 80% - 90% (Federico & Vives, 2008: 97). Kraftwerke des *Special Regimes* können den Marktpreis plus Prämie wählen oder einen gesetzlich festgelegten Einspeisungstarif (z.B.

³⁰Die genaue Unterscheidung zwischen Special und Ordinary Regime erfolgt bei der Betrachtung des Kraftwerksparks.

³¹Seit 1. Juli 2011 hat *OMI-POLO ESPAÑOL, S.A.U. (OMIE)* das operative Geschäft übernommen. OMEL wurde Teilhaber und hält 50% Anteile an OMIE (OMIE, 2011a).

Royal Decree 661/2007). Wobei Solaranlagen einen garantierten fixen Tarif erhalten, der vierteljährlich angepasst wird. Die zusätzlichen Kosten werden vom Netzbetreiber getragen und an die Endkunden weitergegeben (Royal Decree 661/2007) und schlagen sich u.a. im Tarifdefizit nieder.

Ein Großteil der Konsumenten (ca. 80%) beziehen immer noch Strom zu regulierten Preisen. Dies entspricht in etwa einem Drittel des Gesamtvolumens (Federico, 2011: 8). Trotz der zunehmenden Liberalisierung in diesem Bereich bleibt der Markt weiterhin stark reguliert.

Kapazitätszahlungen

Spanien hat bereits mit der Liberalisierung ein Kapazitätszahlungssystem (*garantía de potencia*) eingeführt (Federico & Vives, 2008: 59), um so dem Nachfragewachstum zu dieser Zeit entgegen zu treten (Crampes & Fabra, 2004). Das ursprüngliche System wurde aber 2007 grundlegend reformiert und durch die sogenannten *pagos por capacidad* ersetzt (Orden ITC/2794/2007). Der Grundgedanke der administrativen Kapazitätszahlungen ist, dass die Erreichung der vom Systembetreiber gewünschten Reservesicherheit nicht dem Markt überlassen wird, sondern dass gezielt Investitionsanreize gesetzt werden. Die Reform der Kapazitätszahlungen sieht dabei sowohl die Möglichkeit zu Zahlungen an Kraftwerke für Verfügbarkeit, als auch Investitionszahlungen für neue Kraftwerke vor (Batlle et. al, 2008). Im ersten Fall soll sichergestellt werden, dass die Kraftwerke zu Peakzeiten, also wenn sie am meisten benötigt werden, verfügbar sind. Im zweiten Fall soll das mit dem Kraftwerksbau verbundene Investitionsrisiko für Kraftwerke über 50MW oder für signifikante Erweiterungen bisheriger Kapazitäten reduziert werden. Letztere Zahlungen sind im Gesetz (Orden ITC/2794/2007) explizit geregelt.³²

Abhängig von der derzeit installierten Kapazität bzw. der aktuellen Reservemarge erhalten Kraftwerke einen bestimmten Betrag pro installiertem MW pro Jahr für die ersten 10 Betriebsjahre. Die Reservemarge wird als Verhältnis von gesamter verfügbarer Kapazität zur Peaknachfrage zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Kraftwerks berechnet. Die genaue Höhe der Zahlung ist dabei eine lineare, abnehmende Funktion (siehe Abbildung 28) der Reservemarge und berechnet sich wie folgt³³:

Kapazitätspreis = 28.000€/MW/Jahr, wenn $IC < 1,1$ ³⁴

Kapazitätspreis = 193.000-150.000*IC wenn $1,1 \leq IC$

Berechtigt Kapazitätszahlungen zu erhalten sind nur Neuinvestitionen bzw. signifikante Erweiterungen bestehender Kraftwerke, nicht jedoch bereits in Betrieb befindliche Kraftwerke.

Die Höhe dieser Kapazitätszahlung wird ausschließlich administrativ und nicht marktlich bestimmt. Wählt die Regulierungsbehörde einen zu hohen Betrag so ist tenden-

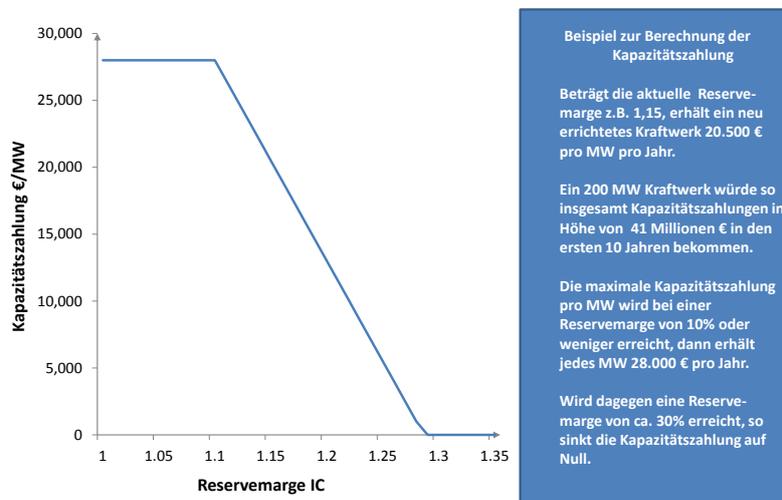
³²Die Verfügbarkeitszahlungen sind bisher noch nicht geregelt und werden deshalb nicht weiter betrachtet.

³³Negative Kapazitätszahlung sind nicht möglich (Orden ITC/2794/2007).

³⁴Indice de cobertura (IC) entspricht der Reservemarge.

ziell mit zu viel Eintritt zu rechnen, ist er zu niedrig, kann das Ziel unter Umständen nicht erreicht werden. Die Gesetzgebung sieht aber eine zusätzliche Möglichkeit vor, um den Markt entscheiden zu lassen, zu welchem Preis er bereit ist neue Kapazitäten zu liefern. Fällt die Reservemarge unter 1,1%, so ist das MITYC berechtigt Kapazitätsauktionen für neue Kraftwerke durchzuführen. Diese Auktionen sollen einerseits dazu dienen, dass der Regulator eingreifen kann, wenn es zu Unterinvestitionen kommt und andererseits dem Investoren die Möglichkeit geben, die benötigte Höhe des Investitionsanreizes zu signalisieren (Batlle et. al, 2008). Auktionen können also dann abgehalten werden, wenn es eine Differenz zwischen Zielgröße und der tatsächlichen installierten Kapazität gibt. Der Gewinner würde den Auktionspreis als Investitionsanreiz erhalten.

Abbildung 28: Höhe der Kapazitätzahlungen, Spanien



Quelle: Eigene Darstellung, Federico & Vives, 2008, Orden ITC/2794/2007.

Die Kosten für die Kapazitätzahlungen werden anteilig auf den Endverbraucherpreis aufgeschlagen. Abhängig von der Höhe der aktuellen Kapazitätzahlungen, dem jeweiligen Endkudentarif und der nachgefragten Menge wird ein Aufschlag auf den Börsenpreis berechnet. Tabelle 20 zeigt, wie sich die Aufschläge im Durchschnitt für alle spanischen Nachfrager entwickelt haben. Diese schwanken deutlich zwischen 0,96 €/MWh im Jahr 2008 bis zu 5,92 €/MWh in 2011³⁵. Durch die Regulierung der Endkudentarife und dem damit verbundenen Tarifdefizit werden diese Preissignale aber nur teilweise an Endkunden weitergegeben und Teile davon durch den Steuerzahler entrichtet. Außerdem werden die Kosten auf alle Stunden verteilt und erhöhen somit den Strompreis zu allen Zeiten und nicht nur zu Peakzeiten, wodurch ebenfalls das Preissignal verzerrt werden könnte.

Nur konventionelle Kraftwerke mit einer installierten Leistung über 50MW können Kapazitätzahlungen in Anspruch nehmen. Erneuerbare Energien bzw. alle dem Special Regime zugeordneten Kapazitäten sind nicht berechtigt. Für diese Technologien wurden im *Spanish Electric Power Act 54/1997* bzw. im *Royal Decree 661/2007* die Einspeisetarife geregelt.

³⁵Die Daten erstrecken sich bis zum Mai 2011.

Tabelle 20: Durchschnittlicher Preisaufschlag für Kapazitätzahlungen, Spanien

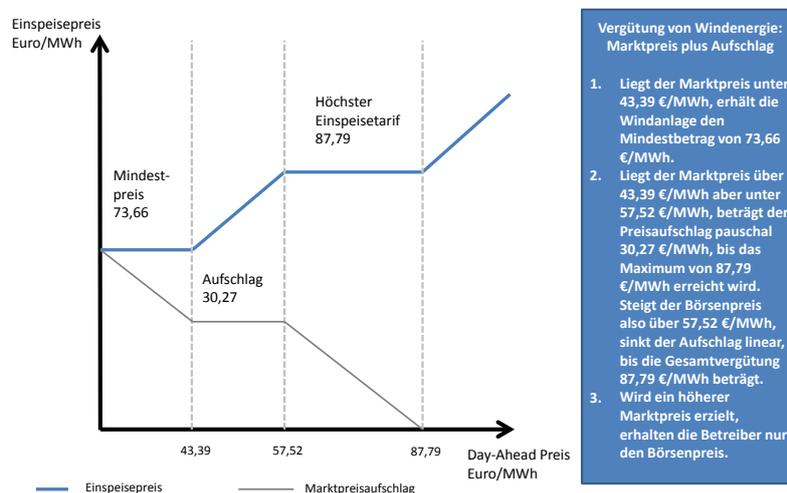
Jahr	Day-Ahead	Kapazitätzahlung
2007	39,35	3,83
2008	64,43	0,96
2009	36,96	2,28
2010	37,01	2,73
2011	45,27	5,92

Quelle: OMIE, 2011b.

Special Regime

Jeder Betreiber einer Special Regime Kapazität kann wählen, ob der eingespeiste Strom zum Börsenpreis plus Aufschlag verkauft wird oder über einen regulierten Tarif vergütet wird. Dazu wurden für jede Technologie Zwischenziele zum Ausbau und ein Tarifsysteem festgelegt (IEA, 2009: 89ff). Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die Vergütung von Windenergie, wenn die Marktpreis Option gewählt wird. Der Betreiber muss sich jeweils für ein Jahr auf eines der beiden Vergütungssysteme festlegen.

Abbildung 29: Windeinspeisung, Spanien



Quelle: Eigene Darstellung, IEA, 2009: 97.

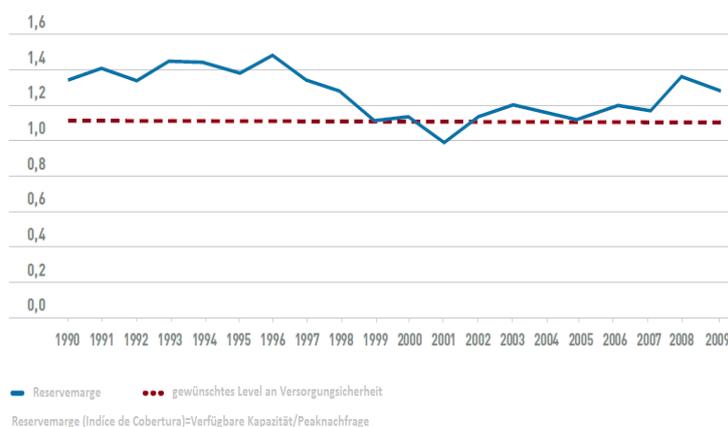
Dieses Einspeisungsvergütung soll für jede Technologie eine Mindestrentabilität sicherstellen. Investitionsanreize und die Reduktion des Investitionsrisikos werden bei Special Regime Kapazitäten also über Subventionen des Marktpreises erreicht und nicht über gesonderte Kapazitätzahlungen.

Probleme dieses Systems zeigten sich in den Jahren 2007 bis 2009. Nach einer Reform des Subventionssystem im Jahre 2007 verdreifachten sich in die Ausgaben von 2,2 Milliarden Euro auf über 6 Milliarden Euro pro Jahr. Treiber für diesen starken Anstieg waren Solaranlagen, die in diesem Zeitraum von einer installierten Kapazität von 0,3 GW auf 3,5 GW anwuchsen und deren Subventionen um ca. 2,5 Milliarden €anstieg. Damit erhielten Photovoltaik Anlagen 40% der Subventionen, trugen aber nur 8% zur Produktion aller Special Regime Kapazitäten bei. Als Gegenmaßnahmen wurde das Subventionsniveau von Photovoltaikanlagen herabgesetzt und ein Quotensystem eingeführt, so dass die maximale Anzahl an Solaranlagen gedeckelt wurde (Federico, 2011: 12).

Versorgungssicherheit

Kritisch für die Bewertung dieses Systems eines Energy-Only-Marktes mit administrativer Kapazitätzahlung ist die Betrachtung der Versorgungssicherheit. Abbildung 30 zeigt die Entwicklung der Reservemarge von 1990 bis 2009. Vor der Liberalisierung 1997 waren deutliche Überkapazitäten im spanischen Markt vorhanden. Diese wurden aber in den Jahren danach schnell abgebaut. Dies ist, der Literatur zu Folge, vor allem regulatorischen Bedingungen zuzuschreiben. Zum einen war es Unternehmen mit Marktanteil über 30% nicht gestattet zusätzliche Kapazitäten zu errichten. Zum anderen herrschte Unklarheit, ob CTC Zahlungen von der Europäischen Union als unberechtigte Subvention angesehen würden (Crampes & Fabra, 2004).

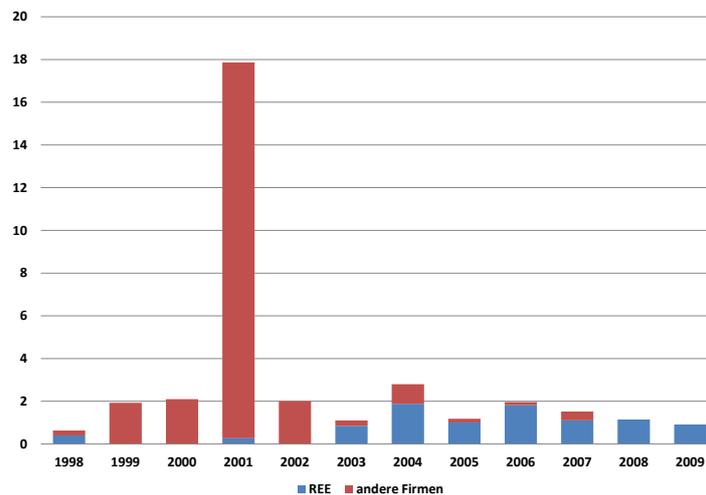
Abbildung 30: Reservekapazitäten 1990-2009, Spanien



Quelle: REE, 2009: 11.

In den Jahren 2001 und 2002 wurde dann die vorgegebene Reservemarge von 1,1 (rot gestrichelte Linie in Abbildung 30) unterschritten und am 17.12.2001 wurde vom Systembetreiber ein rollierender Stromausfall durchgeführt. Ein besonders kalter und trockener Winter führte dazu, dass hohe Nachfrage mit geringer Verfügbarkeit von Wasserkraft zusammenfiel. Die darauf folgenden feuchteren Klimabedingungen konnten aber weitere größere Ausfälle abwenden (Crampes & Fabra, 2004: 15). Dieser Phase der Unterkapazität folgte eine mit vielen Markteintritten, vor allem durch CCGT Kraftwerke. Seitdem wurde auch mindestens die vorgegebene Reservemarge gehalten. Seit der Reform in 2007 kam es sogar zu einem deutlichen Anstieg, was teilweise dem oben beschriebenen Boom der erneuerbaren Energien zuzuschreiben ist. Die Versorgung kann damit bis auf die Jahre 2001 und 2002 als gesichert angesehen werden. Das System scheint jetzt ausreichend neue Investitionen anzuziehen. Auch die nicht netzbedingten Ausfallzeiten haben sich seit 2002 deutlich auf ein sehr geringes Niveau reduziert, wie in Abbildung 31 zu erkennen ist.

Abbildung 31: Durchschnittliche Ausfallzeit in Minuten, Spanien



Quelle: Eigene Darstellung, REE, 2010: 82.

3.5.2 Analyse der Marktdaten

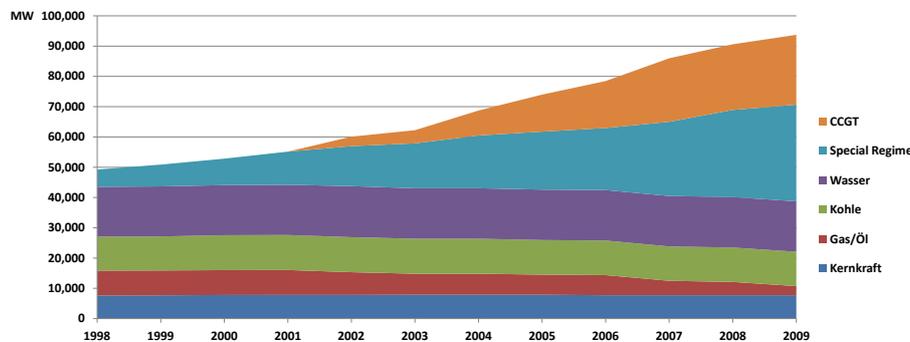
Der spanische Kraftwerkspark hat sich in den letzten Jahren deutlich verändert. Es kam zu einer Verschiebung hin zu erneuerbaren Energien und flexiblen Technologien wie CCGT Kraftwerken.

Grundsätzlich wird beim Erzeugungsmix zwischen *Ordinary* und *Special Regime* unterschieden. Kraftwerke des *Ordinary Regimes* bieten die produzierte Elektrizität an der Strombörse oder verkaufen diese über bilaterale Verträge. Dafür erhalten sie den Strompreis und zusätzlich einen Kapazitätspreis. Zum *Special Regime* gehören dagegen Kraftwerke mit einer Erzeugungsleistung unter 50 MW und erneuerbare Ressourcen. Diese Kraftwerke müssen ihre Erzeugung nicht im Pool anbieten, sondern können zwischen den verschiedenen Vergütungssystemen wählen.

Der spanische Kraftwerkspark erlebte in den letzten Jahren einen merklichen Umbruch. Während die installierte Kapazität von Kernkraft, Kohle und Wasserkraft relativ konstant blieben, kam es vor allem bei CCGT und im Special Regime zu signifikanten Neueintritten. Klassische Öl- und Gaskraftwerke haben dagegen an Bedeutung verloren.

Abbildung 32 zeigt, dass es seit 2001 zu verstärktem Eintritt von CCGT Kraftwerken kam. Insgesamt waren 2009 23.066 MW installiert. Im Gegensatz dazu sank die installierte Kapazität bei Öl- und Gaskraftwerken von 8.214 MW 1998 auf 3.008 MW im Jahr 2009. Die Leistung der Kraftwerke, die dem Special Regime zugeordnet werden, stieg von 5.713 MW in 1998 auf 31.924 MW in 2009. Der Anteil des Special Regimes an der Erzeugung stieg von 1998 bis 2009 von 11,6% auf 45,2%.

Abbildung 32: Installierte Kapazitäten 1998-2009, Spanien



Quelle: Eigene Darstellung nach REE, 2009.

Den größten Anteil am Special Regime hat Windkraft mit 67,2%. Vor allem Solar verzeichnete aber in den Jahren 2007-2009 einen enormen Anstieg. Die installierte Kapazität stieg von 0,3 GW auf 3,5 GW. Weiterhin werden noch andere nicht erneuerbare Ressourcen zum Special Regime gezählt. Deren Anteil sank aber auf nur 2,4%. 7% der installierten Kapazität des Special Regimes sind darüber hinaus kleinere Wasserkraftwerke.

Der Anteil an der tatsächlichen Erzeugung stieg bei Special Regime Kapazitäten von 10,5% 1998 auf 35,2%. Kernkraft produzierte 2010 22,1% der Energie, die über die Börse abgesetzt wurde. Der Anteil ging damit im Vergleich zu 1998 um 33% zurück. Am deutlichsten ist der Rückgang der Kohlekraftwerke. Ihr Anteil sank von 1998 bis 2010 von 33,5% auf 7,2%. Wasserkraft trägt im Durchschnitt 12% zur Erzeugung bei. Allerdings war der Anteil in den Jahren besonders hoher Preise 2005-2008 relativ gering.

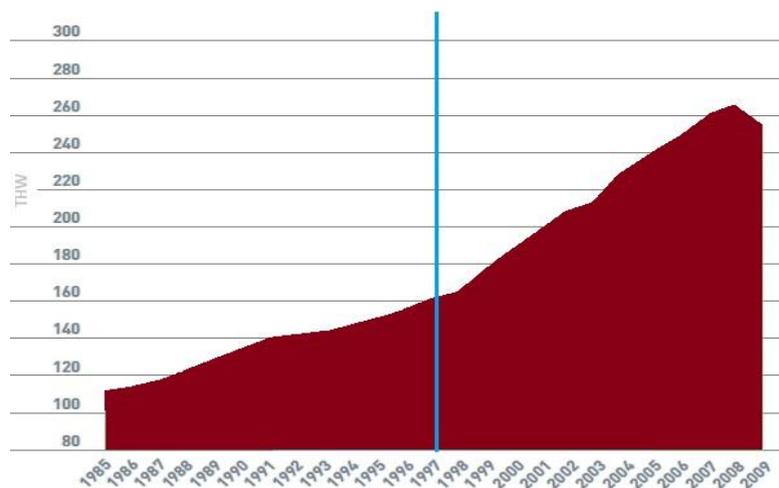
Tabelle 21: Anteil an der Erzeugung nach Technologie in Prozent, Spanien

Jahr	Kernkraft	Gas/Öl	Kohle	Wasser	Special R.	CCGT
1998	33,0	2,3	33,5	17,9	10,5	-
1999	30,6	3,5	36,8	12,4	12,2	-
2000	30,0	2,2	37,3	12,9	13,4	-
2001	29,4	2,7	31,4	18,3	14,7	-
2002	27,7	5,2	35,4	9,7	15,4	2,2
2003	25,7	2,7	31,2	15,7	16,2	5,1
2004	25,7	2,0	30,6	11,8	17,7	9,0
2005	21,6	3,1	29,1	6,2	19,1	17,6
2006	23,9	1,9	22,6	7,4	20,3	18,7
2007	19,3	1,5	25,4	9,7	20,8	19,7
2008	20,4	1,6	15,6	7,3	23,4	29,3
2009	19,2	2,0	11,7	10,5	30,9	23,1
2010	22,1	1,8	7,2	16,7	35,2	14,9

Ohne Import und Export. Quelle: OMIE, 2011b.

Die spanische Stromnachfrage stieg in den Jahren nach der Liberalisierung deutlich an. In der Periode von 1997-2006 war dies der größte Anstieg in den EU15 Ländern (Federico & Vives, 2008: 80). Insgesamt stieg die Nachfrage bis Ende 2008 um mehr als 60%. Der starke Anstieg erforderte sowohl einen Ausbau der installierten Kapazitäten, als auch eine Anpassung des Kraftwerkparkes, um flexibel auf Nachfrageschwankungen reagieren zu können.

Abbildung 33: Nachfrage 1985-2009, Spanien



Quelle: REE, 2009.

Im Gegensatz zur Nachfrage blieben die Day-Ahead Preise relativ konstant. In den ersten Jahren nach der Liberalisierung bewegten sich die Preise rund um die implizite Preisobergrenze von 36 €/MWh. Besonders hohe Durchschnittspreise konn-

ten in den Jahren 2006 bis 2008 beobachtet werden. 2009 und 2010 fiel das Preisniveau aber wieder ab. Im Jahre 2002 konnte ein Peak Preis von über 150 €/MWh beobachtet werden. Dieser ist auf den vorher beschriebenen Kapazitätsengpass zurückzuführen. Insgesamt bleiben die Preise aber volatil, was vor allem auf die große Bedeutung der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Abhängigkeit von Klimabedingungen zurückzuführen ist. Die Volatilität der Preise wird auch bei der Betrachtung der Preis-Perzentile deutlich (siehe Tabelle 22). Das 99% Perzentil, schwankt deutlich zwischen den Jahren, wobei die höchsten Werte in den Jahren 2002, 2005, 2006 und 2008 beobachtet werden konnten. So lagen die drei höchsten 99%-Perzentile knapp über 100 Euro. Dabei bleibt unklar, ob und inwieweit Preissignale und die damit verbundenen Investitionsanreize durch die Kapazitätzahlungen beeinträchtigt werden. Festzuhalten ist, dass die Energiepreise relativ niedrig liegen, was sich auch in den Durchschnittspreisen widerspiegelt. Unterstellt man den Energiepreisen die korrekte Indikation knapper Ressourcen, existieren auf dem spanischen Markt Überkapazitäten. Bei fehlerhafter Indikation, welche auf die administrativen Kapazitätzahlungen zurückzuführen wäre, würde eine Knappheitssituation zu positiv, d.h. auf zu niedrigem Preisniveau, bewertet.

Tabelle 22: Preis-Perzentile in €/MWh Day-Ahead Preise, Spanien

Jahr	1%	25%	50%	75%	90%	95%	99%	Ø
2002	9,87	26,11	36,43	45,57	53,69	61,06	101,64	37,38
2003	6,17	18,27	25,56	38,57	48,02	51,49	57,07	28,95
2004	14,63	20,96	25,67	32,80	41,31	45,50	57,83	27,97
2005	22,04	39,00	49,87	65,52	81,36	91,48	106,72	53,71
2006	19,77	33,70	45,00	60,12	81,17	93,08	107,61	50,52
2007	18,67	29,49	37,80	45,80	56,53	66,18	80,07	39,37
2008	35,68	55,40	62,85	73,93	82,59	85,90	93,51	64,45
2009	10,00	32,78	36,70	40,45	46,35	53,20	67,99	37,03
2010	0,00	30,06	40,00	46,37	51,51	55,00	69,57	36,99
2011	5,00	43,00	48,01	51,56	53,68	55,34	59,23	45,63

Quelle: OMIE, 2011b.

3.5.3 Bewertung

Die grundsätzliche Kritik an administrativ geleisteten Kapazitätzahlungen richtet sich vor allem gegen den hohen staatlichen Eingriff. Die Kapazitätzahlungen werden weder durch den Markt bestimmt noch werden Preissignale an Endverbraucher weitergegeben. Der Systembetreiber setzt ein gewünschtes Niveau an Systemsicherheit fest und bestimmt den Kapazitätspreis, der seiner Meinung nach nötig ist, das Niveau zu erreichen.

Federico und Vives (2008) merken an, dass es für den Systembetreiber nicht notwendig ist den oben aufgezeigten Weg zu gehen, wenn er die Höhe des Sicherheits- und Kapazitätsniveaus und die dafür notwendigen Maßnahmen kennt. Sie schlagen deshalb vor, von der Möglichkeit der Kapazitätsauktionen verstärkt Gebrauch zu machen. So könnte der Markt entscheiden, zu welchem Preis er bereit ist, das gewünschte Level an Versorgungssicherheit bereitzustellen.

Problematisch ist weiterhin, dass Endkunden noch größtenteils regulierte Tarife bezahlen. Dadurch wird verhindert, dass Preissignale weitergegeben werden. Hinzu kommt, dass die Kapazitätzahlungen auf alle Stunden umgelegt werden. Knappheitspreise werden dadurch verzerrt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das spanische System, abgesehen von den Jahren 2001 und 2002, ein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit bereitstellen konnte. Diese Sicherheit ist mit moderaten Strompreisen trotz starkem Nachfragewachstum verbunden. Der Preis, der für diese Sicherheit bezahlt wird, spiegelt sich aber nicht vollständig in den Strompreisen wider. Vielmehr erreichen Knappheitssignale durch die Regulierung von Endtarifen nicht die Verbraucher.

Nichtsdestotrotz stellt das spanische System einen möglichen Weg dar, Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Diese Out-Of-Market Lösung unterscheidet sich vor allem durch den hohen Regulierungsgrad von anderen Lösungen. Allerdings lässt sie sich sehr einfach in das bestehende System integrieren. Die Gefahr besteht jedoch darin, dass der Marktmechanismus an sich und damit die durch den Preismechanismus induzierten Investitionssignale nachhaltig gestört werden.

3.6 Zusammenfassung

In der Praxis sind in zahlreichen Ländern verschiedene Marktsysteme realisiert worden, wobei diese sich anhand des Ausmaßes des administrativen Eingriffs in den Marktmechanismus unterscheiden lassen. Die Untersuchung der realisierten Systeme zeigt die Vor- und Nachteile bei Umsetzung der beiden theoretischen Modelle auf. Hierzu werden fünf Länder ausgewählt, die exemplarisch für die häufigsten Realisationen darstellen sollen. Jedes Marktsystem wurde auf den Grad des staatlichen Eingriffs, den Preismechanismus, die Versorgungssicherheit und eventuelle Verzerrungen der Marktergebnisse untersucht. Das Urteil hinsichtlich der Superiorität einzelner Systeme fällt nicht eindeutig aus. Es zeigt sich, dass ein Systemvergleich äußerst schwierig ist, da Kontrollgruppen nicht direkt vorhanden sind und die Bewertung

der Leistungsfähigkeit eines Marktes hinsichtlich der langfristigen Versorgungssicherheit in einem so kurzen Bewährungszeitraum mit frei verfügbaren Daten nicht zu leisten ist. Also ist die Frage, ob ein System ausreichenden Kraftwerksneubau induziert hat, erst bei Abschließen des ersten vollumfänglichen Neubauzyklus möglich.

Es kann dennoch festgehalten werden, dass es Markteingriffe gab, die darauf hindeuten, dass entweder die (anfangs) gewählten Systeme nicht ausreichend Kapazitäten induziert haben oder diesen zumindest vor tatsächlichem Eintreten des kritischen Testfalls nicht genug Vertrauen entgegen gebracht wurde. In Australien und Schweden wurden Kraftwerkskapazitäten als Notreserven vorgehalten, um der Situation einer kurzfristigen Unterversorgung, z.B. ein gesamter Tag, vorzubeugen. Hierbei ist hervorzuheben, dass es in den genannten Ländern bisher kombinierte Ausfälle der Erzeugung und des Stromnetzes waren, welche zum Einsatz der Kraftwerksreserven führten. Im Falle Schwedens liegt dies vor allem im gewählten Kraftwerksportfolio, welches sich primär auf zwei Erzeugungsarten, Kern- und Wasserkraft, stützt. Der Netzverbund, Nord Pool, war in wenigen Fällen nicht in der Lage den witterungsbedingten Ausfall von Kraftwerken in Schweden zu kompensieren. Ähnliches lässt sich auch für Australien festhalten, wo kombinierte Ausfälle von Übertragungsnetzen an Grenzkuppelstellen einerseits und Kraftwerken andererseits Lastabschaltungen notwendig machten. Ob diese Ausfälle in Schweden und Australien auf Probleme bei der Ausgestaltung der Märkte zurückzuführen sind, kann nicht eindeutig bestätigt werden. Ein Grund dafür liegt in der Tatsache, dass das einfache Grundprinzip des Energy-Only-Systems, nämlich die Knappheit bzw. die Häufung von Ausfällen vermehrten Kraftwerkszubau durch höhere Preisniveaus induziert, keinerlei Bewährungsprobe erhalten hat. Somit bleibt es bei der Vermutung, dass das Marktsystem nicht funktioniert.

Die Schwierigkeit bei der Beurteilung der Marktsysteme zeigt sich deutlich bei der Beurteilung der verschiedenen Systeme in Großbritannien. Hier erfolgte ein Wechsel von einem System mit Kapazitätzahlungen hin zu einem Energy-Only-Markt. So war etwa die Manipulation der Höhe des Kapazitätspreises durch die Erzeuger einer der Gründe für die Abschaffung des Systems. Das auf bilaterale Kontrakte ausgelegte Energy-Only-System scheint jedoch ebenfalls wieder gegen ein Kapazitätssystem ausgetauscht zu werden. Auch hier wird als Begründung angeführt, dass die marktlichen Ergebnisse darauf hindeuten, dass das System den notwendigen Anforderungen an die Versorgungssicherheit nicht gerecht wird.

Die Komplexität und Fehleranfälligkeit der Kapazitätssysteme zeigt sich sehr deutlich am Kapazitätsmarkt im PJM-Gebiet in den USA. Das fehlerbehaftete erste Modell wurde grundlegend restrukturiert und besitzt nun eine sehr große Anzahl an administrativ festzulegenden Parametern, welche entscheidenden Einfluss auf den Markt und somit die Versorgungssicherheit ausüben. Während das Primärziel der Versorgungssicherheit stets erreicht wird, ist die Leistungsfähigkeit des Systems hinsichtlich der Kosteneffizienz und Gewährleistung wettbewerblicher Marktergebnisse fraglich. Das System weist einige Hilfsmechanismen auf, z.B. Preisobergrenzen bei nicht bestandenen Marktmachttests, um die Problematik systemimmanenter Markt-

macht zu begrenzen.

Das spanische Kapazitätszahlungssystem weist zwar einen deutlich geringeren Komplexitätsgrad auf, jedoch sind die Kapazitätszahlungen nicht das Resultat marktlicher Prozesse, sondern werden administrativ festgelegt. Sie sind damit deutlich willkürlicher und zudem politischem Einfluss ausgesetzt. Obwohl kein vollständiger Systemwechsel vollzogen wurde, sind signifikante Markteingriffe erfolgt, welche ebenfalls darauf hindeuten, dass das vorherige System nicht die gewünschten Ergebnisse produziert hat.

Zusammenfassung der Länderstudien

Kriterium	Australien	Schweden	UK	PJM	Spanien
Liberalisierung	1998	1996	1990	1998	1997
Privatisierungsgrad	Mittel*	Niedrig	Sehr Hoch	Mittel	Hoch
System	E-O Pool	E-O Markt	E-O Markt	KM	DKZ
Kernelemente...					
...keine Preisobergrenze	×	×	✓	×	✓
...Mengenfreiheit	✓	✓	✓	×	✓
...Teilnahmefreiheit	×	✓	✓	×	✓
Systemwechsel erfolgt	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein
Systembewertung					
...kein Eingriff erfolgt	×	×	×	×	×
...Preismechanismus funktioniert	✓	✓	×	✓	×
...Reserveniveau erreicht	✓	✓	✓	✓	✓

* Teilgebiete weisen sehr unterschiedliche Grade auf; E-O=Energy-Only; DKZ=Direkte Kapazitätszahlung; KM=Kapazitätsmarkt.

4 Einführung eines Kapazitätssystems in Deutschland

In diesem Kapitel wird zunächst eine kurze Einführung in den deutschen Strommarkt gegeben, welcher sich ebenfalls an den zuvor gewählten Kategorien orientiert. Insbesondere soll auf das Thema der erzeugerseitigen Versorgungssicherheit und eine mögliche Existenz des Missing-Money-Problems eingegangen werden. Unabhängig vom Ergebnis dieser Analyse soll dann eine mögliche Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland dargestellt werden. Die Ausgestaltung gliedert sich in zwei Szenarien, einen vom europäischen Verbund unabhängig eingeführten nationalen Kapazitätsmarkt und einen gesamteuropäischen Kapazitätsmarkt. Es sei vorab darauf hingewiesen, dass dies nur eine qualitative Analyse darstellt, da die Quantifizierung der Konsequenzen aus einer Kapazitätsmarkteinführung auf nationaler wie europäischer Ebene ein sehr komplexes Optimierungsmodell erfordert. Der dafür notwendige Aufwand erfordert eigenständige Forschungsprojekte bzw. Gutachten. Dennoch gibt es viele grundsätzliche Probleme und europäische bzw. deutsche Spezifika, die unabhängig vom gewählten Design berücksichtigt werden müssen. Auf diese wird in dieser Untersuchung ebenfalls eingegangen. Erst kurz vor Fertigstellung dieses Gutachtens sind einige Untersuchungen veröffentlicht worden, welche sich mit einer Implementierung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland bzw. Nord-europa befassen. Diese können nicht im Detail analysiert werden. Jedoch sei darauf hingewiesen, dass die grundsätzlichen Ergebnisse der meisten Studien sich mit den in diesem Gutachten angestellten Überlegungen und Analysen zur Ausgestaltung eines europäischen bzw. deutschen Kapazitätsmarktes decken (Brunekreeft et al., 2011; Barrera et al, 2011; Eurelectric, 2011). Einzig die BET-Studie (2011) kommt in ihrer Analyse zu anderen Ergebnissen.

4.1 Kurzanalyse des Strommarktes in Deutschland

Im Folgenden wird, wie in den vorherigen Länderanalysen, auf die aktuelle Ausgestaltung und Entwicklung des deutschen Marktsystems eingegangen. Zudem werden die Kernbereiche Erzeugung, Nachfrage, Großhandelspreise und Versorgungssicherheit im historischen, aktuellen wie auch prognostizierten Kontext betrachtet.

4.1.1 Liberalisierung und Marktsystem

Die europaweite Liberalisierung der Strommärkte umfasst natürlich auch Deutschland, sodass die vorherigen staatlichen Energieversorgungsunternehmen schrittweise privatisiert wurden, jedoch lange Zeit nicht vertikal entflochten wurden. Zu der Unterlassung einer Entflechtung kam auch noch eine erhöhte Marktkonzentration durch Fusionen oder Zukäufe von weiteren vormals staatlichen vertikal integrierten Versorgungsunternehmen. Es entstanden vier große vertikale Energieversorger, welche auch heute noch den größten Anteil an Stromerzeugung und -versorgung innehaben, EnBW, Vattenfall, RWE und E.ON (Brunekreeft & Bauknecht, 2006; BKartella, 2011: 90ff.).

Der deutsche Markt ist in seinem Wesen ebenso wie Schweden und Australien der Kategorie des Energy-Only-Marktes zuzuordnen, wobei jedoch gewisse Unterschiede gegenüber Schweden und Australien existieren. Es gibt weder ein spezielles Notreserveprogramm noch ist das deutsche Marksystem als Pool organisiert. Eine Preisobergrenze existiert zwar an der Börse, diese ist jedoch eher technischer Natur und nicht das Resultat einer Regulierung (Büdenbender et al., 2009: 50ff.). Als mögliche Handelswege existieren prinzipiell der OTC-Handel und der Handel am Börsenverbund EPEX (einem Zusammenschluss europäischer Börsen inklusive der deutschen EEX). Da Deutschland eine exponierte und pivotale Rolle im europäischen Stromverbund innehält, ist auch ein Handel an den angrenzenden nationalen Börsen ohne Weiteres möglich.

- Energy-Only-System
- Preisobergrenze nur technischer Natur
- Zunehmende Integration in einen europäischen Binnenmarkt
- Hoher Privatisierungsgrad und laufender Prozess vertikaler Entflechtung
- Grundsätzlich kein Notfallreserveprogramme, seit 2011 strategische Reserve angedacht
- Spezielle Anreizprogramme für den Ausbau erneuerbarer Energien
- Ausstieg aus Kernkraft als Erzeugungstechnologie

Im Zuge umweltpolitischer Maßnahmen wurde in zweierlei Hinsicht entscheidend in den Markt eingegriffen. Dies betrifft die Erzeugungsebene, genauer die Erzeugung durch erneuerbare Energie und Kernkraft. Der Ausbau und die Förderung der erneuerbaren Energien ist durch das EEG rechtlich verankert worden. Dies wird mit dem Interesse an einer Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten, erweitert um langfristige externe Kosten, im Sinne des Klima- und Umweltschutzes begründet (§1 EEG). Demnach wird aus erneuerbaren Energien gewonnener Strom bei Einspeisung und Vergütung bevorzugt behandelt (§16 EEG). Zwar existiert nach §17 EEG die Möglichkeit, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch über den Markt zu verkaufen, jedoch wird dies in vernachlässigbarem Umfang genutzt (BNetzA, 2010: 148). Die festgelegte Einspeisevergütung ist somit offensichtlich profitabler, was belegt, dass der Ausbau gesellschaftlich gewollt ist und über außermärkliche Mechanismen vorangetrieben wird. Eine Novelle des EEG in 2012 sieht jedoch eine Forcierung einer marktlicheren Lösung vor (Marktprämienmodell) und verschärft teilweise die Degression in der Einspeisevergütung (Bundesministerium für Umwelt, 2011)

Der zweite Aspekt, die Erzeugung durch Kernkraftwerke, ist ebenfalls eng mit gesamtgesellschaftlichen bzw. umweltpolitischen Aspekten verbunden.³⁶ Während vor einigen Monaten noch auf Grundlage eines Gutachtens von EWl, GWS und Prognos (2010) die Laufzeit der Atomkraftwerke zunächst verlängert werden sollte, hat

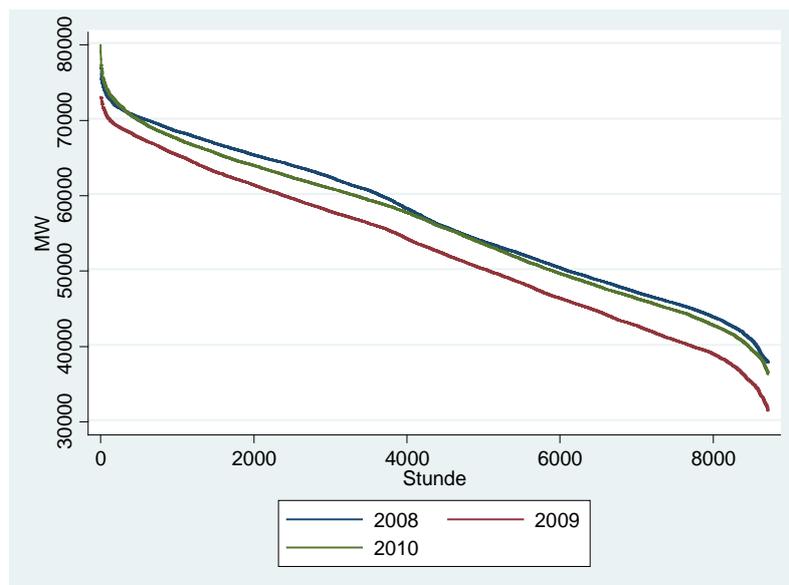
³⁶In diesem Gutachten werden explizit nicht die Nutzen und Kosten eines Atomausstiegs diskutiert. Der Ausstieg wird als exogener Faktor berücksichtigt.

die Bundesregierung in den zeitlichen Nachwirkungen der Umwelt- und Atomkatastrophe von Fukushima ein sogenanntes Moratorium für Atomkraftwerke verhängt (siehe dazu auch BNetzA, 2011a,b). Dies sieht eine Abschaltung von insgesamt acht Kernkraftwerken vor und setzt die vorher beschlossene Laufzeitverlängerung außer Kraft. Diese zwei nichtmarktlichen Entscheidungen haben enorme Auswirkungen auf die Stromerzeugung, wie im folgenden Abschnitt zu sehen ist.

4.1.2 Analyse der Marktdaten

In diesem Abschnitt wird untersucht, ob sich der Tatbestand eines Marktsystemversagens an öffentlich verfügbaren Zahlen zur Entwicklung der Nachfrage, Erzeugung und Großhandelspreise erkennen lässt. Es wird deutlich, dass eine historische Betrachtung auf große Überkapazitäten und somit ausreichende Versorgungssicherheit hindeutet. Die zukünftige Entwicklung der Erzeugungsebene weist allerdings starke Änderungen im Kraftwerkspark auf, was Konsequenzen für die Funktionstüchtigkeit des Marktsystems haben kann.

Abbildung 34: Last-Dauer-Kurven, Deutschland



Eigene Berechnung. Quelle: ENTSO-E, 2011.

Die Betrachtung der Entwicklung der Tageshöchstlast über die Jahre 2006 - 2010 zeigt einen relativ gleichmäßigen und konstanten Verlauf (siehe Abbildung 52 im Anhang). Die Tagesspitzen fielen dabei im Sommer (zwischen 50.000 und 60.000 MW) immer jeweils deutlich geringer aus als im Winter (zwischen 65.000 und 80.000 MW), was jedoch auch nicht weiter verwunderlich ist. Mit Ausnahme des Jahres 2009 lagen die Werte auch alle auf dem gleichen Niveau. In jenem Jahr sind jedoch die Auswirkungen der weltweiten Wirtschafts- und Finanzkrise deutlich in einem Rückgang der Stromnachfrage erkennbar. Betrachtet man den Verlauf für das Jahr 2010, so hatten die Werte bereits wieder annähernd das Vorkrisenniveau erreicht. Eine Gegenüberstellung der Last-Dauer-Kurven der vergangenen drei Jahre (siehe Ab-

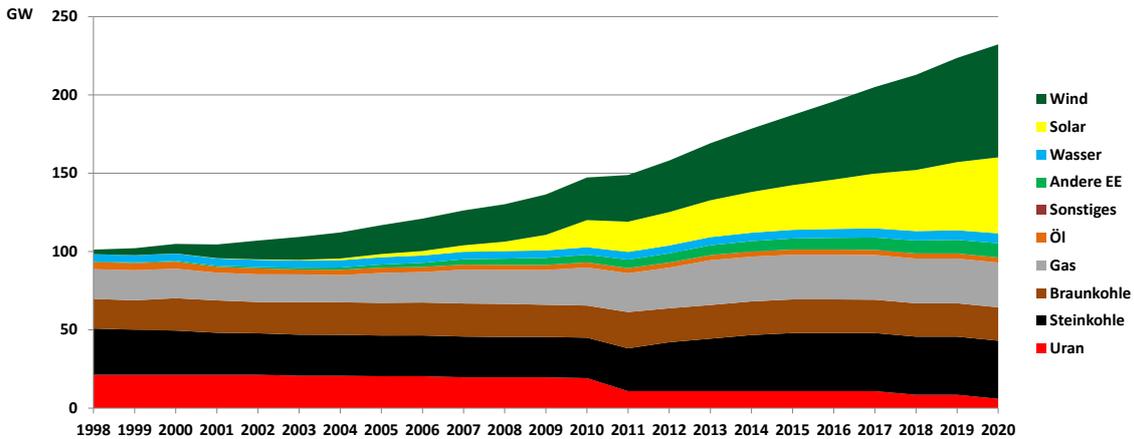
bildung 34) bestätigt dies. Während die Kurven der Jahre 2008 und 2010 beinahe übereinander liegen, verläuft die des Krisenjahres doch deutlich darunter. Dennoch bleibt anzumerken, dass der grundsätzliche Verlauf aller drei Kurven der gleiche ist, was für ein relativ konstantes Lastprofil spricht.

Nach dem beschlossenen Atomausstieg in Deutschland sowie den vereinbarten Klimaschutzzielen, wird es zukünftig zu einem massiven Umbau im deutschen Kraftwerkspark kommen. Allein durch das Moratorium im Frühjahr 2011 kam es zu einer zeitgleichen Abschaltung der sieben ältesten Kernkraftwerke, was einer Nettoerzeugungsleistung von 5 GW entspricht. Diese wurden im Zuge des Atomausstiegsgesetzes auch nach dreimonatiger Stilllegung nicht mehr ans Netz genommen. Zudem befanden sich zum Zeitpunkt des Moratoriums drei weitere Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 3,4 GW in Revision, die auch später nicht mehr zurück ans Netz genommen wurden, sodass insgesamt 8,4 GW an Erzeugungsleistung wegfielen. Deutlich zu erkennen ist dies am Knick im Jahr 2011 in Abbildung 35, die sowohl die historische als auch die prognostizierte Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland zeigt. Die verbleibenden 10.800 MW an nuklearer Erzeugungsleistung der insgesamt 94,3 GW an gesamter installierter konventioneller Leistung (Platts 2011) werden in den kommenden Jahren ab 2015 schrittweise abgeschaltet, wobei die letzten Kraftwerke, Isar II, Neckarwestheim II und Emsland, im Jahr 2022 vom Netz gehen. Bedenkt man, dass die Kernkraftwerke in der Vergangenheit etwa zwischen 20 und 22%³⁷ der gesamten installierten konventionellen Kraftwerksleistung ausmachten, ist dies ein nicht unerheblicher Anteil an den Erzeugungskapazitäten, der in Zukunft wegfallen wird und den es daher im Hinblick auf die Versorgungssicherheit weitestgehend zu ersetzen gilt. Eine detaillierte Analyse, inwiefern die EE dazu in der Lage sind, diese Lücke im Sinne der Versorgungssicherheit hinreichend zu schließen, erfolgt nicht an dieser Stelle. Neben den Kernkraftwerken waren die Stein- und Braunkohlekraftwerke gemeinsam mit den Gaskraftwerken, als Mittel- und Spitzenlastkraftwerke, anteilmäßig am stärksten vertreten. So stellten diese jeweils zwischen 20 und 25 GW an Erzeugungsleistung. Da aus der Zeit vor der Liberalisierung im Jahr 1998 noch immer Überkapazitäten bestanden, kam es bei den fossil und nuklear betriebenen Kraftwerkstypen kaum zu Neubauten, sodass deren installierte Leistung auf einem weitestgehend konstanten Niveau blieb. Lediglich Gaskraftwerke erfuhren ab Mitte der 2000er einen vermehrten Zubau, der auch in Zukunft noch weiter anhalten wird. Ähnlich verhält es sich mit den Steinkohlekraftwerken. Auch hier werden für die nächsten Jahre verstärkt Investitionen prognostiziert, sodass ab dem Jahr 2015 mit einer installierten Leistung von 37 GW gerechnet werden kann. Bei den Braunkohlekraftwerken hingegen wird ein leichter Rückbau zu verzeichnen sein.

Ein gänzlich anderes Bild bieten die erneuerbaren Energien. Lag ihr Anteil an der gesamten installierten Leistung zum Zeitpunkt der Liberalisierung noch bei knapp unter 8%, stieg er beständig auf derzeitig etwa 40% (59,5 GW). Dies ist nicht zu-

³⁷Diese Zahlen beziehen sich alleine auf die konventionellen Erzeugungskapazitäten. Berücksichtigt man auch die erneuerbaren Energien, betrug dieser Anteil lediglich noch zwischen 12 und 21%, wobei der starke Abfall auf den verstärkten Zubau der EE in den letzten Jahren zurückzuführen ist.

Abbildung 35: Entwicklung des installierten Kraftwerksparks, Deutschland



Daten beziehen sich auf die installierte Kapazität nach dem Moratorium. Quelle: Platts, 2011; BMU, 2011; Prognos, 2010.

letzt auf das 'Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien' (Kurz: Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) zurückzuführen, welches das Stromeinspeisegesetz von 1991 im Jahr 2000 ersetzte, da es neben einem Einspeisevorrang von Strom aus EE diesen zudem gesondert vergütet. Insbesondere Windkraft³⁸ und Solar sind dabei hervorzuheben. So erfuhren diese nicht nur die höchsten prozentualen Zuwachsraten³⁹, sondern stellen mittlerweile mit einer installierten Leistung von gut 49 GW (19,3 GW PV und 29,8 GW Windkraft), auch den größten Teil der EE. Auch für die kommenden Jahre wird ein weiterer massiver Ausbau der Wind- und Solarenergie prognostiziert. Die voraussichtlichen jährlichen Wachstumsraten liegen dabei zwischen 8,5 und 11,5% (Prognos, 2010). Dies entspricht einem jährlich ansteigenden Zubau an absoluten Erzeugungskapazitäten von 2,000 MW in 2012 und 5,000 MW in 2020, und 3,100 MW und 5,600 MW an Windkraft für den selben Zeitraum. Insofern kann mit einer prognostizierten Leistung von 120,6 GW allein an Windkraft und Solar gerechnet werden. Demgegenüber stehen 96,2 GW an konventionellen Erzeugungskapazitäten. Dabei sollte jedoch berücksichtigt werden, dass die jeweils verfügbare bzw. tatsächlich gelieferte Leistung der EE deutlich unter denen der konventionellen Energieträger liegt. Tabelle 23 zeigt die Netto-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung nach den jeweiligen Energieträgern. Vergleicht man diese mit der installierten Leistung der EE, wird deutlich, dass die tatsächliche Erzeugung weit hinter dieser zurückfällt. So betragen die Erzeugungskapazitäten für Wind- und Solarenergie im Jahr 2010 30,3% der gesamten Erzeugungskapazitäten, die tatsächlich erzeugte Leistung der EE jedoch trotz Einspeisevorrang lediglich 9,0% (BDEW, 2011).

Neben einem Zubau an Erzeugungskapazitäten ist allerdings auch ein Ausbau des Übertragungsnetzes von großer Bedeutung im Hinblick auf eine zukünftige Versorgungssicherheit. Zum einen zeigen Joskow & Tirole (2005) ,dass Investitionen in das

³⁸Bei den Zahlen zur Windkraft handelt es sich jeweils um On- und Offshoreanlagen.

³⁹Sowohl Windkraft- als auch Solaranlagen verzeichneten mitunter jährliche Zuwächse zwischen 55 und 155%.

Tabelle 23: Netto-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung nach Energietyp, Deutschland

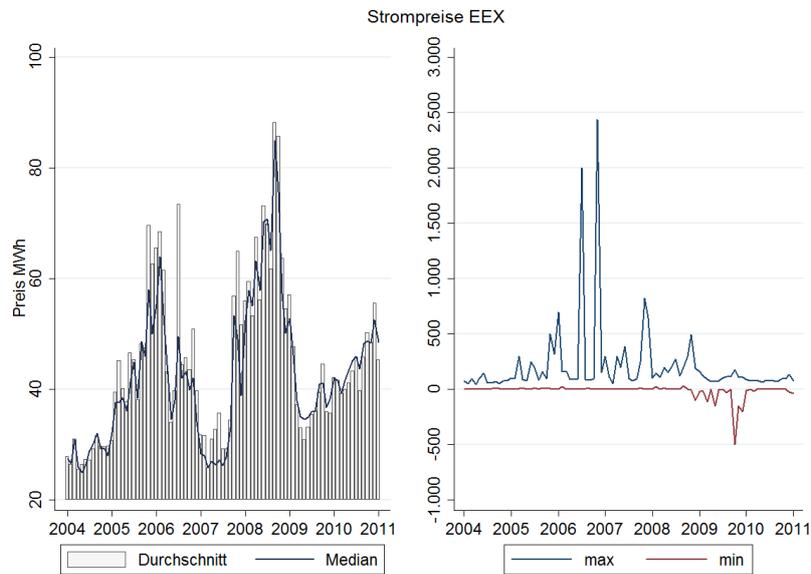
	2008		2009		2010	
	in GWh	in %*	in GWh	in %*	in GWh	in %*
Biomasse	19.153	7,3	21.917	4,3	24.500	4,6
Photovoltaik	4.414	0,8	6.571	1,3	12.000	2,2
Wasser	19.794	3,6	18.406	3,6	19.000	3,5
Wind	40.498	7,3	38.569	7,5	36.400	6,8
Sonstige EE	3.690	0,7	3.408	0,7	4.500	0,8
Braunkohle	135.665	24,5	131.651	25,6	132.200	24,6
Erdgas	66.937	12,1	58.099	11,3	65.300	12,1
Heizöl	999	0,2	1.015	0,2	1.000	0,2
Steinkohle	105.714	19,1	91.654	17,8	98.500	18,3
Sonstige konventionell	9.714	1,8	10.541	2,0	5.600	1,0
Kernenergie	140.710	25,4	127.690	24,8	132.900	24,7
EE gesamt	87.549	15,8	88.871	17,3	96.400	17,9
Konventionell gesamt**	459.739	83,1	42.0650	81,7	435.500	80,9

Quelle: BDEW, 2011. * Gesamtnetto-Erzeugung beinhaltet Pumpspeicher - hier nicht aufgeführt.
** beinhaltet ebenfalls Kernenergie.

Übertragungsnetz als Substitute für Kraftwerksneubauten in importbeschränkte Regionen angesehen werden können. Zum anderen ist ein verstärkter Netzausbau nötig, um die größeren Transportentfernungen von den Erzeugungsstätten im Norden - insbesondere On- und Offshore-Windparks - zu den Lastzentren im Süden Deutschlands überbrücken zu können (dena, 2010). Bis zum Jahr 2014 sind insgesamt 139 Netzausbauvorhaben beabsichtigt, von denen 14 die Anbindung von Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz beinhalten, allerdings 37 Projekte auch bereits verzögert sind oder deren anfänglicher Zeitplan nach hinten korrigiert werden musste. Zu den geplanten Netzausbauten gehören auch zwölf Vorhaben, die eine Ausweitung der Grenzkuppelstellen mit dem benachbarten europäischen Ausland vorsehen. Allerdings sind erst fünf der zwölf Projekte so weit fortgeschritten, dass Aussagen über den Zeitpunkt der Fertigstellung getroffen werden können. Diese liegen zwischen 2010 und 2015 für Grenzkuppelstellen mit Polen, Frankreich und den Niederlanden sowie zwischen 2015 und 2022 für ein Projekt mit Österreich und der Schweiz (BNetzA, 2010). Insgesamt wurden im Jahr 2009 Investitionen in den Neubau, Ausbau und die Erweiterung der Übertragungsnetzinfrastruktur in Höhe von 408 Mio. Euro getätigt. Damit wurden jedoch nur knapp 60% der im Jahr zuvor gemeldeten Investitionen, die auf 686 Mio. Euro veranschlagt waren, auch tatsächlich realisiert (BNetzA, 2010: 24f).

Das Preisniveau in Deutschland ist moderat angestiegen. Betrachtet man die Durchschnittspreise und den Median der EEX Day-Ahead-Preise, so wird auch deutlich, dass es zu einer zyklischen Veränderung kam. Sowohl 2006 als auch 2008 wurden

Abbildung 36: Preisniveau und Volatilität, Deutschland



sehr hohe Durchschnittspreise pro Monat erzielt. Ende 2008 lag der Durchschnittspreis bei deutlich über 80 Euro pro MWh⁴⁰. Sowohl 2007 als auch 2009 fielen die Preise auf ein deutlich niedrigeres Niveau ab. Extreme Preisspitzen wurden vor allem 2006 und 2007 erzielt. Auffällig ist auch, dass es 2009 häufig zu negativen Preisen kam.

Die Betrachtung der Perzentile, wie zuvor auch in der Länderstudie, gibt einen detaillierten Einblick in die Entwicklung und die Struktur der Preise. Der Durchschnitt steigt zwar leicht an im Vergleich zu 2004, zeigt aber nur 2008 einen besonders hohen Wert. Im Vergleich dazu kam es z.B. beim 99% Perzentil zu deutlichen Unterschieden. 2008 lagen 99% der Preise unter knapp 150 Euro pro MWh, 2010 lagen 99% der Preise unter ca. 80 Euro pro MWh.

Tabelle 24: Preis-Perzentile Deutschland

Jahr	1%	25%	50%	75%	90%	95%	99%	Ø	St.abw.
2004	6,3	21,9	28,2	35,8	41,0	44,7	56,2	28,5	10,8
2005	12,2	31,4	40,1	53,3	69,1	86,3	154,0	46,0	27,2
2006	6,1	32,6	45,0	63,3	81,2	91,8	135,8	50,8	49,4
2007	4,1	23,1	30,1	44,8	65,0	85,0	142,9	38,0	30,4
2008	3,0	47,4	63,3	80,4	100,0	117,6	149,9	65,8	28,7
2009	0,1	29,8	38,1	46,4	60,0	70,5	90,1	38,9	19,4
2010	6,9	37,0	45,1	52,1	61,0	66,7	79,5	44,5	14,0
2011	-34,2	30,9	48,5	64,1	69,0	70,1	77,5	45,4	22,5

Quelle: Eigene Berechnung.

⁴⁰Durchschnitt pro Monat über alle Stunden

4.1.3 Wettbewerbliche Beurteilung

Auch die in diesem Gutachten beschriebenen und entwickelten Marktdesigns sind nicht dazu in der Lage, die möglichen Probleme, die bei Marktmacht einzelner oder mehrerer Erzeuger entstehen können, zu beheben. Dennoch ist es notwendig, das Ausmaß einer marktbeherrschenden Stellung zu bestimmen, um Aussagen über potenzielle missbräuchliche Verhaltensweisen unter den jeweiligen Marktszenarien treffen zu können. Hierbei stützen sich die nun folgenden Wettbewerbsindikatoren auf den derzeit auf den nationalen Raum beschränkten Markt. Im Zuge des Market Couplings ist jedoch zu erwarten, dass die derzeitige räumliche Marktabgrenzung unzureichend ist und neu vorgenommen werden muss, wie eine Analyse von Böckers & Heimeshoff (2011) im nächsten Kapitel zeigt.

Das Bundeskartellamt (2011) definiert in seiner Sektoruntersuchung den Begriff der Marktmacht wie folgt: „Mit der beherrschenden Stellung ist die wirtschaftliche Machtstellung eines Unternehmens gemeint, die dieses in die Lage versetzt, die Aufrechterhaltung eines wirksamen Wettbewerbs auf dem relevanten Markt zu verhindern, indem sie ihm die Möglichkeit verschafft, sich seinen Wettbewerbern, seinen Abnehmern und schließlich den Verbrauchern gegenüber in einem nennenswerten Umfang unabhängig zu verhalten.“. Betrachtet wird hierbei der Wettbewerb auf der Ebene der Stromerzeugung.

Ein erster Indikator ist dabei die Verteilung der Marktanteile und deren Entwicklung über die Zeit. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass ein hoher Marktanteil zwar ein Anzeichen für Marktmacht sein kann, allerdings nicht auch zwangsläufig gleichbedeutend mit einer missbräuchlichen Ausübung dieser sein muss.⁴¹ Gemäß des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkung (GWB) §19 „Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung“ wird vom vermutlichen Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung gesprochen, wenn ein Unternehmen innerhalb seines Marktes mindestens einen Marktanteil von $1/3$ besitzt. Eine Marktbeherrschung bei einer Anzahl von maximal 5 Unternehmen wird vermutet, wenn diese einen gemeinsamen Marktanteil von mindestens $2/3$ besitzen. Im Fall der Stromerzeugung hat das Bundeskartellamt in ihrer Sektoruntersuchung aus dem Jahr 2011 sowohl die Marktanteile an den Stromerzeugungskapazitäten als auch an der Gesamteinspeisung⁴² der vier großen Erzeuger RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW untersucht. Wie die Werte aus Tabelle 25 zeigen, war lediglich RWE mit einem Anteil an der Gesamtkapazität von 34% im Jahr 2007 bzw. 33% im Jahr 2008 alleine marktbeherrschend. Im Jahr 2009 rutschte dieser Wert jedoch mit einem alleinigen Marktanteil von 31% unter den oben genannten Schwellenwert. Mit Ausnahme des anteilsmäßig kleinsten der vier Erzeuger EnBW sind die einzelnen Anteile der übrigen beiden Unternehmen an den Erzeugungskapazitäten über die Jahre gesunken, lagen aber bereits seit 2007 schon deutlich unter der 33% Marke, sodass in diesen Fällen der Verdacht einer alleinigen Marktmacht nicht vorliegt. Im Fall einer gemeinsamen Marktmacht der vier größten

⁴¹Das Innehaben einer marktbeherrschende Stellung durch ein oder mehrere Unternehmen an sich ist noch nicht verboten, jedoch ihre missbräuchliche Ausnutzung (§ 19 GWB).

⁴²Da die Marktanteilsverteilung gemessen als Anteil der Nettostromerzeugung an der Gesamteinspeisung sich lediglich unwesentlich von der Verteilung der Erzeugungskapazitäten unterscheidet, wird auf eine Aufführung der Daten in diesem Kapitel verzichtet. Die entsprechende Tabelle findet sich jedoch im Appendix.

deutschen Elektrizitätsversorger ergibt sich jedoch wieder ein etwas anderes Bild. Trotz im Zeitverlauf sinkender gemeinsamer Marktanteile von 85% in 2007 auf 80% in 2009 kann hier von einer gemeinsamen Marktbeherrschung gesprochen werden. Mit einem weiteren zukünftigen Absinken der Marktanteile der großen Vier ist auch weiterhin zu rechnen, da sie die einzigen sind, die von dem Wegfall der nuklearen Erzeugungskapazitäten betroffen sind, was sich einerseits direkt auf den Anteil der Erzeugungskapazitäten auswirkt, sich aber höchstwahrscheinlich auch in der Nettostromerzeugung niederschlagen wird. Auch der Anbieter RWE hat in Umfragen unter seinen Konkurrenten Daten bezüglich der Erzeugungskapazitäten und Einspeisung erhoben. Die Werte werden ebenfalls in Tabelle 25 ausgewiesen. Es zeigt sich ein qualitativ ähnliches Bild wie zuvor, jedoch liegen die Marktanteile etwas über denen der Berechnung des Bundeskartellamts, was auf die z.T. höheren absoluten Erzeugungskapazitäten der RWE Erhebung zurückzuführen ist (Schiffer, 2011). Berücksichtigt man die von Dritten betriebenen EEG-Anlagen sowie die Stromerzeugung der Industrie, sinkt der Marktanteil der großen Vier auf 54%, was unterhalb des Schwellenwertes von $\frac{2}{3}$ für das vermutliche Vorliegen einer gemeinsamen Marktbeherrschung liegt (Schiffer, 2011).

Jedoch sind zwei Entwicklungen erkennbar, die wohl auch zukünftig für ein weiteres Sinken der Marktanteile der großen Vier sorgen werden. Zum einen sind es kleinere Stromversorger und -erzeuger, wie z.B. Stadtwerke, die vermehrt Kooperationen bilden. So hat beispielsweise der Mischkonzern Evonik Ende 2010 seine Stromsparte an ein Konsortium von sechs Stadtwerken aus dem Ruhrgebiet verkauft, die damit den fünftgrößten deutschen Stromproduzenten bilden. Zum anderen wird der fortschreitende Prozess einer zunehmenden Marktintegration eine weitergefasste Marktabgrenzung als die bisherige erfordern. Wird derzeit lediglich Deutschland als das relevante Marktgebiet betrachtet, wird das Bundeskartellamt dieses zukünftig um Österreich erweitern. Grund dafür sind die fehlenden Engpässe an den Grenzkuppelstellen sowie das einheitliche Markt- und Preisgebiet. Einhergehend mit der Einbeziehung Österreichs in das deutsche Marktgebiet erwartet das Bundeskartellamt einen leichten Rückgang in den Marktanteilen der vier größten deutschen Stromerzeuger (Bundeskartellamt, 2011). Die Bestrebungen eines europaweiten Market-Couplings können zudem mittel- bis langfristig dazu führen, dass das relevante Marktgebiet nach und nach um weitere Länder erweitert werden sollte. Dies ist zwar derzeit noch nicht gerechtfertigt, würde bei bestehen eines gemeinsamen Marktes aber zu einer weiteren Verbesserung der Wettbewerbssituation führen.

Ein weiteres Maß, welches oft herangezogen wird ist der Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) zur Bestimmung des Konzentrationsgrades auf einem Markt. Je höher dieser Wert ist umso stärker ist auch der Markt konzentriert. Dabei gibt der mögliche Maximalwert von 10.000 das Vorliegen eines Monopols an, während Werte zwischen 1.000 und 1.800 als Indikator für eine mäßige Konzentration und Werte über 1.800 bereits als hochkonzentriert gelten (Bundeskartellamt, 2011). Demnach ist der Markt in 2008 mit einem HHI von 2.045 im Bereich der Erzeugungskapazitäten und 2.145 im Bereich der Nettostromerzeugung als hochkonzentriert zu bezeichnen (Bundeskartellamt, 2011). Aus denselben Gründen wie zuvor wird aber zukünftig auch mit einer Abnahme der Marktkonzentration zu rechnen sein.

Tabelle 25: Marktanteile an Kraftwerkskapazitäten, Deutschland

Unternehmen	BKartella			Schiffer		
	2007	2008	2009	2007	2008	2009
EnBW	12%	12%	14%	14%	14%	15%
E.ON	23%	23%	19%	25%	24%	22%
RWE	34%	33%	31%	32%	32%	32%
Vattenfall	17%	16%	16%	15%	16%	16%
Summe	85%	84%	80%	86%	86%	85%

Quelle: Eigene Berechnung BKartella, 2011; Schiffer, 2011. Ohne von Dritten betriebene EEG-Anlagen und Industrie.

Insbesondere aufgrund der Besonderheiten des Gutes Strom (Nichtspeicherbarkeit, kurzfristig unelastische Nachfrage, Unmöglichkeit des kurzfristigen Zubaus neuer Erzeugungskapazitäten) werden die zuvor angeführten Maße häufig als nicht aussagekräftig genug angesehen. So kann es beispielsweise vorkommen, dass die Erzeugungskapazitäten eines Anbieters zur Deckung der Gesamtnachfrage notwendig sind. Auch bei einem ansonsten sehr geringen Marktanteil würde ein solcher Anbieter dennoch über Marktmacht verfügen. Ein besserer Indikator zur Marktmachtbestimmung auf Strommärkten ist daher der sogenannte *Residual Supply Index* (RSI), dieser gibt an wie maßgeblich ein Erzeuger für die Deckung der Nachfrage ist und beinhaltet des Weiteren neben der Nachfrage- auch die Angebotsseite. Letzteres birgt den Vorteil, dass auf diese Weise berücksichtigt werden kann, dass die Marktmacht eines Stromerzeugers über die Zeit volatil ist, da zum Beispiel eine höhere Nachfrage bei gegebener Gesamtkapazität dazu führt, dass eine größere Anzahl der Anbieter pivotal zur Nachfragebefriedigung ist und diese somit dann marktbeherrschend werden. Umgekehrt führt eine geringere Nachfrage zu geringerer Marktbeherrschung. Ein RSI unter 1,0 bedeutet dabei, dass der Anbieter pivotal zur Deckung der Nachfrage ist, während ein Wert über 1,0 die Existenz von Überschusskapazitäten anzeigt. Um der zeitlichen Volatilität Rechnung zu tragen, spricht man erst von einem Wettbewerbsproblem, „wenn der RSI in mehr als 5% der gemessenen Zeiträume unter 1,1 liegt“ (Bundeskartellamt, 2011). In ihrer Anfang des Jahres erschienenen Sektoruntersuchung hat das BKartella den RSI der vier größten Stromerzeuger auf Stundenbasis für die Jahre 2007 und 2008 berechnet und anhand dessen den Anteil der Stunden bestimmt, in denen der Index für das jeweilige Unternehmen unter 1,0 bzw. 1,1 lag. Tabelle 26 gibt diese Werte wieder.

Die Werte zeigen deutlich, dass alle vier Erzeuger in weit über 5% der Stunden unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage waren und somit jedes der Unternehmen Marktmacht innehatte. Die einzige Ausnahme bildete mit gerade einmal 1,6% der Stunden, in denen der RSI unter 1,0 lag, EnBW im Jahr 2008. Die Verteilung der vier Stromkonzerne gemäß ihrer Notwendigkeit zur Befriedigung der Nachfrage spiegelt dabei jenes Bild der Marktanteilsverteilung wieder. So war RWE am häufigsten pivotaler Anbieter, gefolgt von E.ON, Vattenfall und EnBW. Auffällig ist insbesondere der starke Rückgang der Werte in 2008 gegenüber dem Vorjahr. Dieser

Tabelle 26: Anteil an Stunden mit RSI unter 1,0 bzw. 1,1, Deutschland

Unternehmen	RSI < 1,0		RSI < 1,1	
	2007	2008	2007	2008
EnBW	14,2%	1,6%	49,1%	25,7%
E.ON	50,5%	27,8%	71,8%	50,5%
RWE	77,8%	55,9%	93,6%	73,8%
Vattenfall	27,7%	7,2%	55,1%	30,6%

Quelle: BKartellA, 2011.

ist jedoch nicht allein einer Verbesserung der wettbewerblichen Situation zuzuschreiben, sondern vor allem dem massiven Einbruch der Nachfrage, der bei etwa 7% lag (Bundeskartellamt, 2011).

Ob es einen signifikanten Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung der vier größten deutschen Stromerzeuger gab, testete das BKartellA mit Hilfe eines in Zusammenarbeit mit externen Sachverständigen zu möglichen strategischen Kapazitätszurückhaltungen seitens der vier Anbieter. Auch wenn sie zu dem Ergebnis kommen, dass sich anhand dessen keine signifikante missbräuchliche Zurückhaltung von Erzeugungsleistung feststellen ließ, warnt das Bundeskartellamt (2011) dennoch davor, dass die starke Konzentration auf die vier größten Anbieter Anreize zu missbräuchlicher Kapazitätszurückhaltung biete. Im Allgemeinen bewertet sie die Wettbewerbssituation als immer noch unbefriedigend. Auch nach Einschätzung des 59. Sondergutachtens der Monopolkommission (2011) herrschen zum Teil noch „erhebliche Wettbewerbsdefizite“ auf den Energiemärkten.

4.1.4 Indikatoren der Versorgungssicherheit

Die Bewertung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit beschränkt sich üblicherweise auf die Fragen nach der Wirtschaftlichkeit etablierter und potenzieller Kraftwerke, d.h. eine Analyse der Vollkostendeckung, und dem Ausmaß an gesicherten Überkapazitäten zur Abdeckung der Spitzenlast in jeder Stunde im Jahr.

Bei dem ersten Indikator wird meist ein hypothetisches, neues Spitzenlastkraftwerk gewählt und über den Vergleich der spezifischen Stromgestehungskosten mit historischen Spotpreisdaten der heimischen Strombörse auf Wirtschaftlichkeit geprüft. Von Anfahrtkosten wird, je nach Komplexität des gewählten Optimierungsmodells, abstrahiert, sodass die Kraftwerke auch dann am Markt teilnehmen, wenn dies nur für eine Stunde geschieht, anstatt ganzer Stundenblöcke. Anfahrtkosten sind vor allem für Grund- und Mittellastkraftwerke ein wichtiger Faktor, da diese eher für einen längeren Betrieb, d.h. für ganze Stundenblöcke, geeignet sind. Die Errechnung der Erlöse aus der Teilnahme am Markt für Regenergie⁴³ oder an benachbarten

⁴³Aus technischen Gründen sind Gasturbinen bzw. GuD-Kraftwerke nicht für den Einsatz von Primärregelenergie geeignet.

Strombörsen gestaltet sich eher schwierig. Eine detaillierte Analyse erfordert entweder wesentlich komplexere Modelle, oder aber die Kenntnisse tatsächlicher Umsätze gegliedert nach den jeweiligen Kraftwerkstypen. Deshalb sollten die Ergebnisse der hier angestellten Kurzanalyse als Test mit Minimalanforderungen interpretiert werden.

Die verwendeten stündlichen Preisdaten der EEX decken den Zeitraum von 2004 bis Ende 2010 ab. Für die Kraftwerkskosten je Typus beziehen wir uns auf Konstantin (2009, 2007), siehe Anhang für eine genaue Auflistung, und haben diese zwecks Sensitivitätsanalyse variiert.⁴⁴ Eine weitere Annahme ist, dass das Kraftwerk in jedem Fall voll genutzt wird, d.h. die vollständige Nettoleistung erbringt. Dies trifft natürlich nicht immer zu.

Obwohl stark simplifiziert, zeigt sich, dass neue Gasturbinen mit variablen Einsatzkosten zwischen 100 und 80 €/MWh nicht profitabel gewesen wären. Ein GuD-Kraftwerk ist in dieser simplen Rechnung erst mit variablen Kosten von 40 €/MWh profitabel. Dem ist hinzuzufügen, dass dieses Kraftwerk auf den Daten von Konstantin (2007) beruht und wesentlich geringere Kapital- und Brennstoffkosten aufweist.

Generell zeigt sich, dass in den untersuchten Stunden nur wenige hohe Preise oberhalb einer Grenze von 100 €/MWh aufgetreten sind. Dies spricht also entweder für das derzeitige Energy-Only-System, weil es im Einklang ist mit der Theorie hinsichtlich der Existenz von großen Überkapazitäten, oder aber gegen das System, sollte das aktuelle Niveau der installierten und verfügbaren Kapazität auch das gewünschte sein. Denn dann könnte ein Missing-Money-Problem existieren.

Tabelle 27: Gewinn und Volllaststunden eines hypothetischen Spitzenlastkraftwerks, Deutschland

Jahr	GT-100	GT-90	GT-80	GuD-60	GuD-50	GuD-40
2004	<0/3	<0/6	<0/9	<0/63	<0/184	<0/1149
2005	<0/240	<0/387	<0/552	<0/1516	<0/2597	13,6/4442
2006	<0/266	<0/531	<0/929	<0/2517	9,8/3603	30,5/5142
2007	<0/307	<0/382	<0/522	<0/1069	<0/1721	4,9/2757
2008	<0/888	<0/1411	1,9/2264	19,9/4832	41,7/6239	72,3/7425
2009	<0/45	<0/93	<0/218	<0/868	<0/1675	<0/3825
2010	<0/7	<0/24	<0/74	<0/985	<0/2714	3,6/5815

Der Tabellenwert <0/3 für GT-100 in 2004 steht für negativen Gewinn in Mio. € und 3 Volllaststunden; GT= Gasturbine, GuD=Gas-und-Dampf-Kraftwerk. GT-100 steht für Gasturbine mit variablen Kosten von 100 €/MWh. Quelle: Eigene Berechnung in Anlehnung an Kraftwerksdaten von Konstantin 2009, 2007 und Preisdaten der EEX.

Zu erstgenannter Wertung passt, dass trotz der geringen Anzahl an *Fly-Ups* noch nie ein erzeugungsseitiger Stromausfall aufgetreten ist, d.h. ein Ausfall der

⁴⁴Die Variation besteht in Abweichungen in den variablen Kosten in 10 €/MWh-Intervallen. Eine Studie der International Energy Agency und Nuclear Energy Agency sieht die Kosten für Gasturbinen und GuD-Kraftwerke auf ähnlichem Niveau, die für Steinkohlekraftwerke jedoch auf höherem Niveau, IEA& NEA, 2010: 89ff.

ausschließlich auf fehlende Kraftwerkskapazitäten zurückzuführen ist.

Eine genaue Analyse der Versorgungssicherheit ist äußerst datenintensiv, da für jede Laststunde im Jahr die stundengesicherte Nettoengpassleistung bekannt sein müsste.⁴⁵ In Ermangelung der Daten dient hier ein von der BNetzA veröffentlichter Indikator, wie in Tabelle 28 zu sehen ist. Es handelt sich hierbei um die gesicherte Leistung am höchsten Lastpunkt im Jahr. Die Bewertung der historischen Versorgungssicherheit fällt durchweg positiv aus, jedoch ist zu berücksichtigen, dass die Überkapazitäten immer noch zu einem großen Teil aus Zeiten vor der Liberalisierung stammen. Zwar sieht der Markt, wie in den Abschnitten zuvor dargelegt, Investition in neue Kraftwerke auch im Bereich der konventioneller Kraftwerke vor, jedoch fallen die meisten Investitionen in die Sparte der erneuerbare Energien, vornehmlich Wind und Solar. Dies ist, wie sich in diesem Abschnitt zeigt, hinsichtlich einer stetigen Versorgungssicherheit ein kritischer Faktor, da Wind und Solar unet in ihrer Verfügbarkeit sind.

Tabelle 28: Verfügbare Kapazitätsreserven 2005-2009, Deutschland

Leistung in GW	2005	2006	2007	2008	2009
Verfügbare Kapazität*	82,7	86,2	89,3	90,5	92,8
Jahreshöchstlast im Inland	76,7	77,8	78,5	76,8	73,0
Reserve in Prozent der Last	7,8%	10,8%	14,1%	17,8%	27,12%

* Der Wert bezieht sich auf die stundengesicherte Nettoleistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Quelle: Eigene Berechnung anhand BNetzA, 2008: 118; BNetzA, 2010: 30.

Analysen zum Moratorium durch die BNetzA (2011a, b) zeigen, dass die Versorgung aktuell nicht gefährdet ist, jedoch wirkt sich die Abschaltung sicherer Leistungen im Bereich von etwa 8 GW negativ aus. Dies kann bislang durch andere konventionelle Kraftwerke im In- und Ausland aufgefangen werden (2011b,c). Prognosen zur zukünftigen Versorgungssicherheit beruhen in der Regel entweder auf Annahmen zu den Laufzeiten der Atomkraftwerke vor der Laufzeitverlängerung und mit Laufzeitverlängerung. Eine Abschätzung der Auswirkung, siehe folgende Tabelle, ist in den letzten beiden Gutachten (2011a,b) gemäß der Kenngrößen des ENTSO-E-Berichts (2011a) vorgenommen worden. Obwohl zunächst noch von einer geringen positiven Bilanz ausgegangen wurde, zeigt die aktualisierte Berechnung durch Amprion, dass die Reservesituation deutlich abgenommen hat.⁴⁶

⁴⁵Im Optimalfall würde die Engpassleistung aufgeschlüsselt nach der Zuverlässigkeit einzelner Kraftwerkstypen.

⁴⁶Für eine detaillierte Erklärung der von ENTSO-E verwendeten Indizes siehe BNetzA, 2011a: 49f.

Tabelle 29: Prognose verfügbarer Kapazitätsreserven, Deutschland

Leistung in GW	2011		2015		2016		2020	
	Jan	Jul	Jan	Jul	Jan	Jul	Jan	Jul
Verfügbare Kapazität ¹	93,1	90,3	101,8	100,5	101,7	100,8	84,3	85,6
Jahreshöchstlast ¹	80,6	71,8	79,5	70,9	78,6	70,1	75,1	66,9
Reserve: Ist-Soll ¹	5,5	9	14,9	19,7	15,7	20,7	2,8	10,2
Reserve: Ist-Soll ²	0*	-3,6	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

Ist-Soll-Reserve bezeichnet die Abweichungen von der vorzuhaltenden Reserve gemäß ENTSO-E-Standards; 1. ENTSO-E-Szenario vor Moratorium, 2. Amprion-Szenario nach Moratorium. *ENTSO-E betrachten den dritten Mittwoch im Januar, während die aktualisierte Berechnung durch Amprion den dritten Mittwoch im Dezember verwendet. Die BNetzA hat dennoch die Werte miteinander verglichen. Quelle: ENTSO-E, 2011a; BNetzA, 2011a: 51; 2011b: 38.

Dadurch ist es möglich, dass Deutschland zu einer Art Trittbrettfahrer im Sinne der Versorgungssicherheit werden kann, wenn ein Missverhältnis zwischen konventioneller Erzeugung und FEE entsteht. Dies ist dann der Fall, wenn nicht genügend konventionelle Kapazitäten als Ersatz für den Ausfall von FEE zur Verfügung stehen. Letztgenannte nehmen eine spezielle Rolle hinsichtlich der Versorgungssicherheit ein. Zwar sollen sie soweit ausgebaut werden, dass sie zukünftig einen Hauptteil der Last tragen, unterliegen aber dem Problem der Unsicherheit. Wind und Solar sind (noch) nicht in der Lage eine gesicherte Leistung von weit über Null über das gesamte Jahr zu gewährleisten. Treffen die Prognosen der nächsten Jahre für den deutschen Kraftwerkspark zu, steigt der Anteil der erneuerbaren Energien stark an, allerdings sind dies nur installierte Kapazitäten. Wegen der fluktuierenden Verfügbarkeit geben diese nur wenig Aufschluss über die tatsächlich gelieferte Energie. Auf Grundlage der veröffentlichten Daten der Netzbetreiber von Januar bis Juli 2011⁴⁷ zeigt sich der teilweise extrem schwankende Gesamtwert der Einspeisung sehr deutlich.

Tabelle 30: Durchschnittliche monatliche Einspeisung 2011, Deutschland

Werte in GWh	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul
Wind	4,86	6,83	4,11	4,84	4,06	3,43	4,72
Solar	0,44	1,05	2,23	3,15	3,47	3,05	2,92
Gesamt	5,30	7,88	6,34	7,99	7,54	6,48	7,64

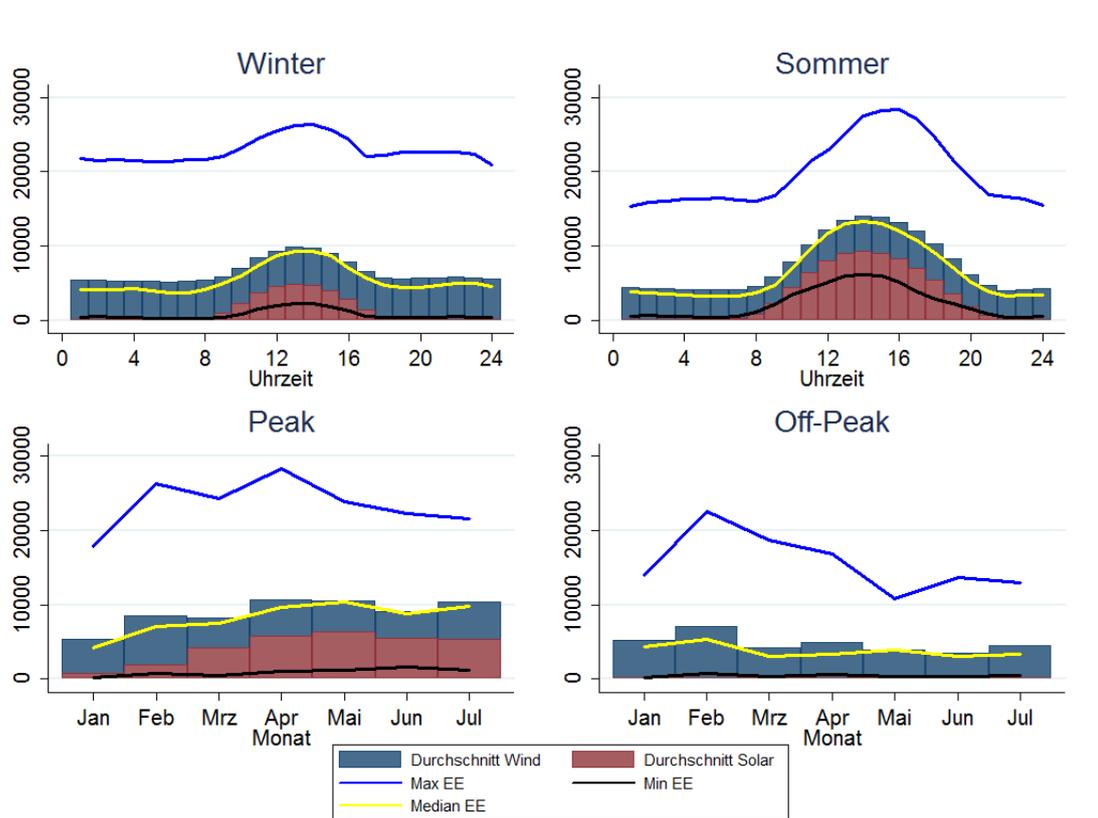
Abweichungen entstehen durch Rundung der Werte. Quelle: Eigene Berechnung anhand Amprion 2011; 50 Hertz, 2011a; EnBW Transmission, 2011; TenneTT, 2011 und EEG/KWK, 2011.

Die Betrachtung der Durchschnitte ist in diesem Zusammenhang jedoch weniger interessant als die des Median. Die nachfolgenden Darstellungen zeigen, dass es nicht nur zwischen Sommer und Winter (wie in der Tabelle bereits ersichtlich), sondern auch zwischen Peak und Off-Peak erhebliche Schwankungen gibt. Zusätzlich zum Durchschnitt wurden das Minimum, Maximum und der Median pro Stunde bzw.

⁴⁷Die viertelstündlichen Werte wurden gemittelt und auf stündliche Werte umgerechnet. EnBW hat Daten zur Solareinspeisung im Januar erst ab dem 26.01.2011 öffentlich gemacht.

Monat eingezeichnet. Das Minimum liegt im Winter und zu Off-Peakzeiten nahe Null, während im Durchschnitt (Balken) durchaus beachtliche Mengen produziert werden. Auch zu Peakzeiten wird in den Sommermonaten nur eine geringe Minimalleistung konstant geliefert.

Abbildung 37: Wind- und Solareinspeisung Winter und Sommer 2011, Deutschland

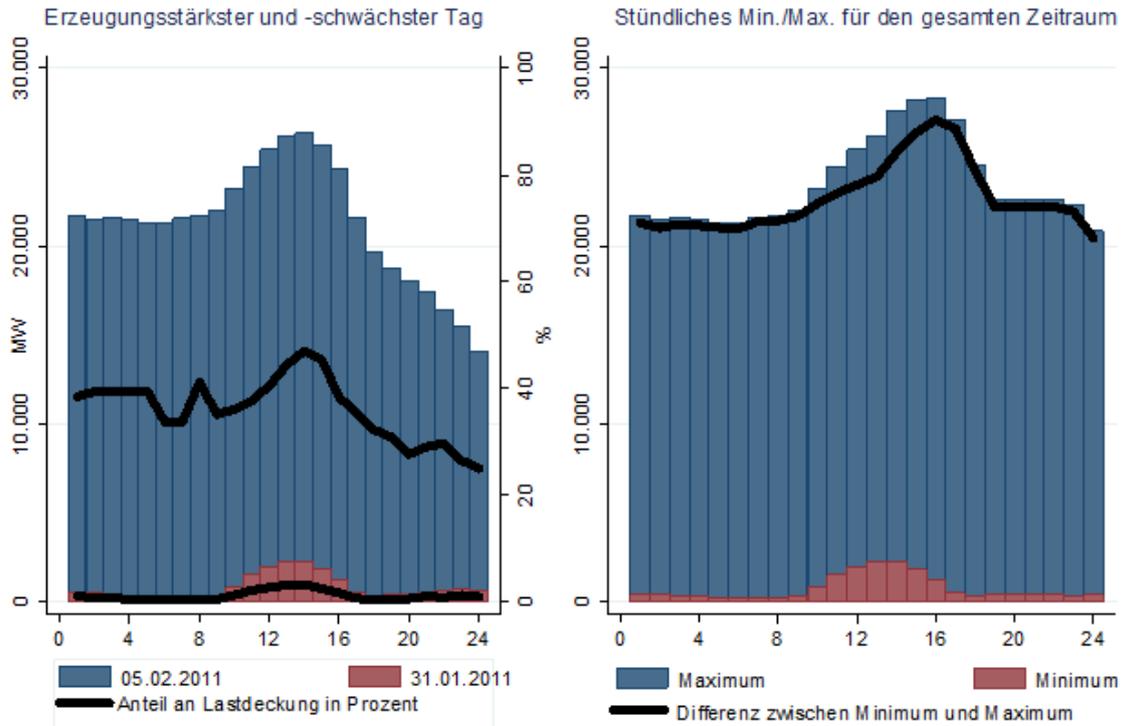


Quelle: Eigene Berechnung anhand Amprion, 2011; 50 Hertz, 2011a; EnBW Transmission, 2011; TenneTT, 2011 und EEG/KWK, 2011.

Eine Analyse des besten und schlechtesten Tages in den ersten sieben Monaten des Jahres 2011 zeigt, dass es innerhalb weniger Tage sehr deutliche Unterschiede geben kann. Der 05.02.2011 war im Betrachtungszeitraum der Tag mit der stärksten Produktion. Über den ganzen Tag betrachtet wurden 36% der Tageslast durch FEE gedeckt. Die maximale Produktionsleistung wurde um 14 Uhr nachmittags mit 26.359 MW erreicht, davon wurden 83% durch Wind und 17% durch Solar produziert. Im Vergleich dazu konnten am 31.01.2011, dem erzeugungsschwächsten Tag im Beobachtungszeitraum, nur insgesamt 1,2% der Tageslast durch FEE gedeckt werden. Um 7 Uhr morgens wurden an diesem Tag nur 211 MW durch EE produziert (99,8% stammten dabei aus Windenergie). Die geringe Verlässlichkeit ist auch durch eine Analyse Amprions für die aktuelle Untersuchung der Auswirkungen des Moratoriums für die BNetzA belegt, welche Solar und Wind eine Verfügbarkeit von 6% und 10% respektive zuschreiben (2011a: 54). Die zweite Abbildung zeigt die Produktion der EE pro Stunde und den Anteil an der Lastdeckung (zweite Y-Achse).

Auch wenn der hier betrachtete Zeitraum für Wind und Solar nur sehr kurz ist, so

Abbildung 38: Maximum und Minimum der Wind- und Solareinspeisung, Deutschland



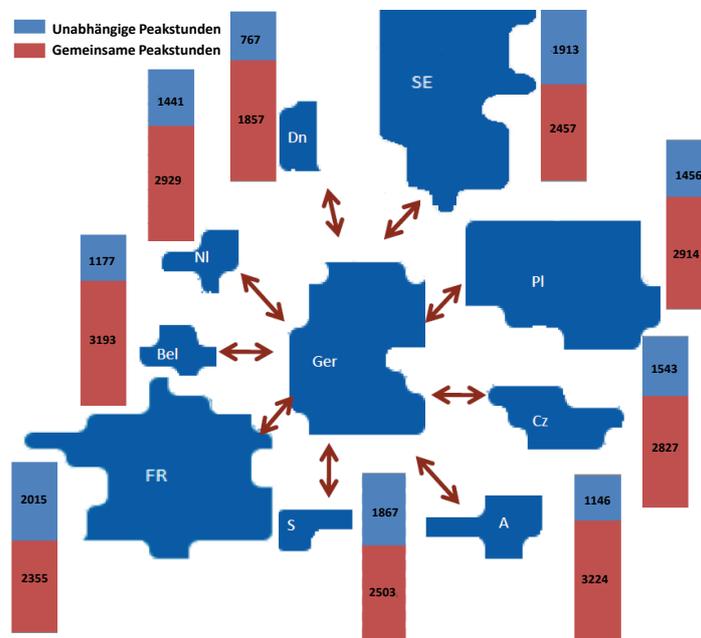
Quelle: Eigene Berechnung anhand Amprion, 2011; 50 Hertz, 2011a; EnBW Transmission, 2011; TenneTT, 2011 und EEG/KWK, 2011.

zeigt sich doch, dass FEE zwar durchaus in der Lage sind einen beträchtlichen Teil der Last zu decken, aber eben nur zu bestimmten Jahreszeiten bzw. Stunden. Exemplarisch ist dies in den obigen Abbildungen 37 und 38 dargestellt. So betrug etwa in der Stunde von 15 bis 16 Uhr die Leistung an einem Tag 28.337 MW und an einem anderen Tag zur gleichen Stunde aber nur 1.232 MW. Dies hat enorme Auswirkungen auf die Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark. Dieser muss bei derart ausgeprägten Schwankungen den Erzeugungsverlust auffangen. Dafür ist jedoch nicht jedes Kraftwerk aus technologischen Gründen geeignet. Daher ist der Umbau des Kraftwerksparkes hin zu in der Produktion teureren aber flexibleren Kraftwerken eine Konsequenz. Somit bedeutet dies für die Versorgungssicherheit, dass EE zwar wesentlich zur Lastreduktion in bestimmten Stunden beitragen können, diese Leistung aber keineswegs gesichert ist. Vielmehr muss der konventionelle Kraftwerkspark in der Lage sein, die komplette Last ohne EE zu decken, wenn diese nicht liefern können. Ein typisches oder gesichertes Einspeiseprofil kann aufgrund dieser Eigenschaften nicht erstellt werden (siehe auch BNetzA, 2011a: 14).

4.1.5 Deutschland im europäischen Stromsektor

Die Diskussion einer vom Marktdesign abhängigen Versorgungssicherheit ist besonders im Kontext des europäischen Stromverbundes zu beachten. Hierzu sollen als Indikator für die Notwendigkeit einer ausreichenden nationalen Kapazität die jeweiligen nationalen Höchstlaststunden betrachtet werden. Wie in Abbildung 39 zu sehen, befinden sich viele Nachbarstaaten häufig dann in ihren 10% höchsten Laststunden, wenn dies auch in Deutschland der Fall ist. Dies hat zur Folge, dass die verfügbare Importkapazität nur beschränkt vorhanden sein dürfte. Das bedeutet, dass unerwartete Laststeigerungen bzw. Kraftwerksausfälle während üblicher Hochlastphasen die Importe aus Nachbarstaaten ausgerechnet in Zeiten deutscher Hochlastphasen stark verringern können.

Abbildung 39: Gemeinsame Stunden der Höchstlast zwischen Deutschland und Nachbarländern



Als Höchstlast sind die 10% höchsten Laststunden Deutschlands und seiner Nachbarländer definiert. Der Zeitraum umfasst die stündlichen Daten von 2006-2010, bei Dänemark von 2007-2009. Unabhängig bezeichnet Stunden in denen nur in Deutschland Hochlaststunden auftreten. Quelle: Eigene Berechnung anhand ENTSO-E, 2011b; Svenska Kraftnät, 2011b.

Die gemeinsamen Laststunden gewinnen vor allem vor dem Hintergrund des Ende 2010 eingeführten CWE-EMCC Market Couplings zwischen den Mitgliedern Nord Pools (Norwegen, Schweden, Dänemark, Finnland), den Ländern Zentral-West-Europas (Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Österreich) sowie Polen und Estland an Bedeutung (EMCC, 2011a). Ziel ist ein einheitlicher Strommarkt, welcher in nationale Engpasszonen unterteilt wird, wenn sich nach optimaler Allokation der Erzeugung bzw. Gebote unter Berücksichtigung sämtlicher Im- und Exporte unterschiedliche Preise ergeben. Die Wahrscheinlichkeit hängt natürlich wesentlich von den Netzkapazitäten an den Grenzkuppelstellen ab, jedoch dürften sich unterschiedliche Preiszonen besonders zu gemeinsamen Hochlaststunden ergeben. Insgesamt deutet sich hier schon an, dass eine Neugestaltung des deutschen Handelssystems wesentliche Auswirkungen auf das europäische System haben wird. Da die Bildung eines einheitlichen Binnenmarktes das erklärte Ziel für Europa ist, muss die Gewährleistung dieser fortschreitenden Entwicklung als höchste Prämisse in das Strommarktdesign eingehen. Dies hat also letztlich zur Konsequenz, dass eine nationale Lösung nur temporärer Natur sein darf. Demnach muss also ein neues System sowohl höhere Effizienz innerhalb Deutschlands als auch Kompatibilität mit dem europäischen Verbund vorweisen und in seiner Umsetzung weder langwierig noch übermäßig kostenintensiv sein. Somit lässt sich klar sagen, dass eine Einführung eines Kapazitätsmarktes ausschließlich dann in Deutschland erfolgen darf, wenn diese Kriterien erfüllt sind. Ansonsten kann der entstehende volkswirtschaftliche Schaden beträchtliche Ausmaße erlangen.

4.1.6 Bewertung des Systems

Ob der Energy-Only-Markt in Deutschland funktioniert oder nicht, ist nur bedingt zu beantworten. Zunächst kann festgehalten werden, dass in Deutschland stets ausreichend Kapazitäten vorhanden waren, diese allerdings auch mit Restbeständen aus den Zeiten des Monopols erklärbar sind. Dementsprechend sind die Preise in Deutschland auch selten über 100 oder 500 €/MWh gestiegen.

Dennoch kommen auf das deutsche Marktsystem, völlig unabhängig davon, ob dies bestehen bleibt oder sich ändert, Probleme zu, welche aufgrund des gesellschaftlichen Konsenses hinsichtlich des stärkeren Einflusses der Umweltpolitik auf den Energiesektor nicht vermeidbar sind und im Marktdesign Berücksichtigung finden müssen. Vor der Einführung eines Kapazitätsmarktes gilt es, sich drei bedeutenden Herausforderungen zu widmen. Es muss ein Gleichgewicht gefunden werden zwischen dem Ausbau der EE und eines konventionellen Schattenparks einerseits und den damit verbundenen Kosten der Sicherstellung eines gewissen Versorgungsniveaus andererseits. Daran knüpft der zweite Punkt an, welcher die fortschreitende Marktintegration bis hin zum einheitlichen europäischen Binnenmarkt für Strom betrifft. Bevor ein Marktsystemwechsel erfolgt oder ein Marktsystem adäquat in seiner Versorgungssicherheit bewertet werden kann, muss die räumliche Größe des Marktes definiert sein. Nachfrageseitige Möglichkeiten zur Senkung des Strombedarfs bilden die dritte wichtige Herausforderung. Ein System, welches in seinem Bedarf nach Strom flexibel reagieren kann, schafft klimaneutrale Möglichkeiten zur Vermeidung von Stromausfällen und dient als wettbewerbsökonomisches Element zur Eindämmung von Marktmachtmissbrauch.

Der Ausbau der FEE hat zur Folge, dass weniger Volllaststunden für Mittel- und Grundlastkraftwerke zur Verfügung stehen. Dies wäre dann kein Problem, wenn diese dauerhaft ersetzt werden könnten. Aus der zuvor angezeigten Erzeugungunsicherheit entsteht jedoch der Bedarf einer zusätzlichen Absicherung. Daraus folgt, dass zu der normalen Reserve-Margin eine FEE-Reserve notwendig wird. Die für diese Reserve notwendigen Kraftwerke können aber über die wenigen Volllaststunden nur dann kostendeckend produzieren, wenn in den wenigen Stunden sehr hohe Preise verlangt würden.⁴⁸ Andernfalls muss diese Kapazität über andere Mechanismen im Markt gehalten werden. Wie im Grundlagenkapitel beschrieben, ist die Höhe der EE-Reserve abhängig von der zu erwartenden sicheren Verfügbarkeit der Ressourcen. Im konservativen Fall besteht die Annahme darin, dass die erneuerbaren Energien mit einer sicheren Leistung von Null berücksichtigt werden. Somit wären sie für das System ein exogener Erzeugungsschock, denn die Verfügbarkeit der Ressource kann nicht gesteigert werden. Steigerungen in der Prognose der FEE ermöglichen eine genauere Fahrweise konventioneller Kraftwerke, sodass der Bedarf an Regelenergie sinken würde. Jedoch wird dies konterkariert durch den Anstieg der installierten Kapazität der FEE. Auch geringe Prognosefehler führen so zu einem erhöhten Bedarf flexibler, konventioneller Kraftwerke.

Eine weitere mögliche Konsequenz des Ausbaus der FEE ist der Anstieg der Bedeutung der kurzfristigen Märkte (Real-Time und Regelenergie), was zu weiterer Unsicherheit im Markt führen kann. Weisen einzelne und nicht zusammenhängende Stunden große Abweichungen auf, kann dies nur bedingt durch Grund- oder Mittellastkraftwerke behoben werden.

Neben dem konservativen Szenario der kompletten Spiegelung der Nachfrage durch konventionelle Kraftwerke gibt es weitere Möglichkeiten, die von der Erwartung der Leistungsfähigkeit erneuerbarer Energien abhängen. Die zugesprochene Leistung könnte zum Beispiel durch folgende Werte errechnet werden: $E(x)$, $E(\sum x_{min,t})$, $Min(x)$, $Median(x)$ oder $Median(\sum x_{min,t})$. Eventuell könnte in diesem Zusammenhang auch von einem Tag/Nacht oder Sommer/Winter -Kraftwerkspark die Rede sein, da Solarenergie das natürliche Maximum in den Peakstunden des Sommers haben dürfte.

Der zweite Faktor ist die zunehmende Integration der europäischen Strommärkte, welche in dem Abschnitt zuvor behandelt wurde. Wenn Deutschland eine Änderung des Marktsystems beabsichtigt, so muss dies in jedem Fall kompatibel mit dem Optimierungsprozess der europäischen Strombörsen und -netze sein. Egal welche konkreten Änderungen am derzeitigen deutschen Marktdesign vorgenommen werden, es muss sich hierbei entweder um ein temporäres nationales Design handeln, welches den europäischen Verbund und die Grundidee eines gemeinsamen Marktes nicht belastet, oder es muss direkt auf europäischer Ebene ein gemeinsames Modell gefunden werden. Da ein Marktmodell langfristiger Natur ist, also für Jahrzehnte gelten soll, muss die europäische Integration Vorrang besitzen.

⁴⁸Siehe dazu Eurelectric (2011) zur Ausgestaltung eines nordeuropäischen Kapazitätsmarktes im Kontext sinkender Volllaststunden konventioneller Kraftwerke.

Hinsichtlich der Frage, ob die Marktausgestaltung einem Energy-Only-Modell mit expliziten Hilfsmechanismen oder einem Kapazitätszahlungsmodell entspricht, muss zunächst eine grundlegende Entscheidung innerhalb der Gesellschaft getroffen werden: Ist die Möglichkeit eines erzeugungsseitigen Stromausfalls akzeptabel, z.B. mit einer Wahrscheinlichkeit im niedrigen Prozentbereich, oder absolut inakzeptabel, also beispielsweise mit einer Ausfallwahrscheinlichkeit von einem Tausendstel eines Prozents? Die Konsequenzen aus der Beantwortung dieser gesellschaftlichen Frage sind enorm. Denn eine komplette Vermeidung eines Stromausfalls wird in Zeiten eines massiven Anstiegs der Einspeisung fluktuierender EE immer kostspieliger, d.h. Betreiber selten gerufener Kraftwerke müssten klare (und teure) Anreize erhalten, ihre Kapazitäten aktiv zu halten. Andererseits richtet ein Ausfall der Stromversorgung je nach Dauer hohe volkswirtschaftliche Kosten an. In einer Studie von Frontier Economics (2008) wird der Ausfall einer Stunde zwischen 0,6 und 1,3 Mrd. geschätzt, der eines ganzen Tages auf 14-30 Mrd. €.⁴⁹ Das Spannungsverhältnis zwischen Wettbewerb, Versorgungssicherheit und umweltfreundlicher Erzeugung kann durch die von de Vries (2007) aufgeworfene Kernfrage beschrieben werden: „Should a capacity mechanism be implemented as a preventive measure, which is easier, but for which the need has not been proven, or should it only be implemented when the need is clear, which means that reliability may be jeopardized for some time and the transition phase may be more difficult?“

4.2 Implementierung eines nationalen Kapazitätsmarktes

Ungeachtet der bisher nicht akut vorhandenen Notwendigkeit einer Implementierung eines Kapazitätsmarktes, soll im Folgenden eine mögliche Ausgestaltung eines nationalen Kapazitätsmarktes diskutiert werden. Der Begriff eines nationalen Kapazitätsmarktes ist jedoch, wie gezeigt wird, insofern nicht korrekt, als dass sich eine solche Lösung nicht nur auf Deutschland erstrecken sollte. Bei der Diskussion eines Kapazitätsmarktsystems sind die folgenden Elemente zu beachten:

- Abgrenzung des Marktes
- Teilnahmebedingungen
- Handelssystem
- Übergreifender Preismechanismus für Kapazität und Energie
- Kompatibilität mit Wettbewerb und dem europäischen Netzverbund

4.2.1 Marktabgrenzung

Zunächst soll der Markt in seiner räumlichen Dimension abgegrenzt werden, bevor weitere Elemente eines lokalen Kapazitätsmarktes diskutiert werden.⁵⁰ Die räumliche

⁴⁹Eine genaue Erklärung für das Zustandekommen der Zahlen wird im öffentlich verfügbaren Bericht nicht geliefert.

⁵⁰Von einer zeitlichen und sachlichen Marktabgrenzung wird an dieser Stelle abgesehen.

Abgrenzung hat erhebliche Konsequenzen für die Ausgestaltung der Preismechanismen und die Einteilung und Beurteilung von möglichen Engpassregionen.

Eine Möglichkeit wäre die Begrenzung des Marktes auf Deutschland, wie es in den Jahren zuvor auch durch das Bundeskartellamt oder die Monopolkommission geschehen ist (BKartella, 2003, 2007; Monopolkommission, 2007).⁵¹ Jedoch existieren zwischen Österreich und Deutschland ausreichende Übertragungskapazitäten, sodass es in der Regel nicht zu Engpässen zwischen diesen beiden Ländern kommt. Daher ist also Arbitrage vollumfänglich möglich, was, bei funktionierendem Wettbewerb und geringen Transportkosten, zu einem einheitlichen Preisgebiet führen müsste. Die sich daraus ergebende Regel des Einheitspreises (Law of One Price) von (Jevons, 1888: 40) wird durch Böckers und Heimeshoff (2011) untersucht. Vereinfacht besagt die Formel, dass

$$p_{i,t} = p_{j,t} + \epsilon_t \quad (18)$$

mit i und j als Index für das jeweilige Land und t als Zeitindex. Kurzfristige Abweichungen von diesem Gleichgewicht werden als ϵ definiert. Die Untersuchung stützt sich hierbei auf die Ergebnisse der Analyse, welche paarweise die Regel des Einheitspreises für Deutschland und acht Nachbarstaaten von 2004-2011 untersucht.⁵² Es werden drei typische Preistests verwendet um ein robustes Ergebnis zu erhalten:

- Rollierende Preiskorrelation
- Verteilung und Stationarität von Preisdifferenzen
- Kointegrationsanalyse

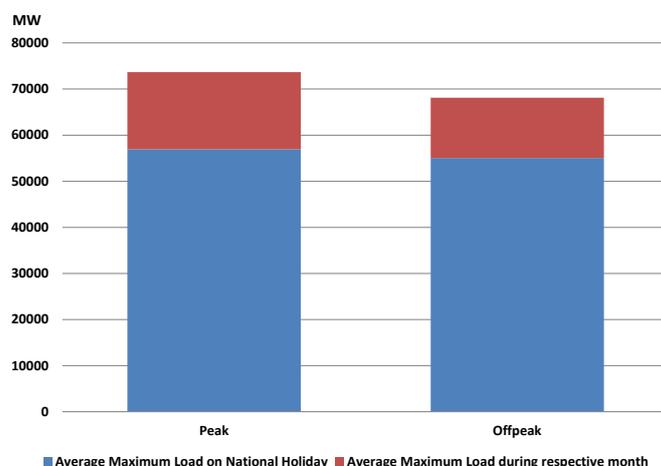
Der Datensatz wird für alle drei Preistests in Peak- und Off-Peakphasen unterteilt. Um Verzerrungen in den ökonometrischen Tests zu vermeiden, wurden in den Berechnungen gemeinsame Einflussfaktoren wie Saisonalitäten und Inputpreise berücksichtigt. Gegeben ausreichender Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen sollte sich ein Einheitspreis ergeben. Im dritten, komplexen Preistest werden als spezielle Identifikationsstrategie exogene Variablen eingeführt, welche die länderspezifischen Nationalfeiertage abbilden. Diese Tage wirken sich signifikant negativ auf die Nachfrage eines Landes aus und somit, bei einheitlichem Markt, auf das gesamte Preisgebiet. Denn der Kapazitätsüberschuss, welcher sich am Feiertag des Landes A aufgrund geringer Nachfrage bildet, sollte dann in den Auktionen des Landes B zu einem erhöhten Angebot und somit geringeren Preisen führen.

Die Ergebnisse der Analyse zeigen zwar, dass der relevante Markt nicht mehr auf die deutsche Grenze beschränkt werden kann, jedoch ist diese Ausweitung bei

⁵¹Das Bundeskartellamt weist in der aktuellen Untersuchung darauf hin, dass eine neue Abgrenzung vorgenommen wird, was durch die Monopolkommission begrüßt wird. Dabei soll Österreich in den relevanten Markt mit einbezogen werden.

⁵²Die Analyse ist unter anderem motiviert durch ein früheres Gutachten von Nitsche et al. (2010), welches die gleiche Situation untersucht. Jedoch weichen die Ergebnisse von Böckers und Heimeshoff aufgrund einiger Erweiterungen von Nitsche et al. ab. Gründe dafür und weitere verwandte empirische Arbeiten zu diesem Thema inklusive einer Kritik der Preistests finden sich bei Böckers und Heimeshoff (2011).

Abbildung 40: Einfluss des deutschen Nationalfeiertags auf die Last in Deutschland



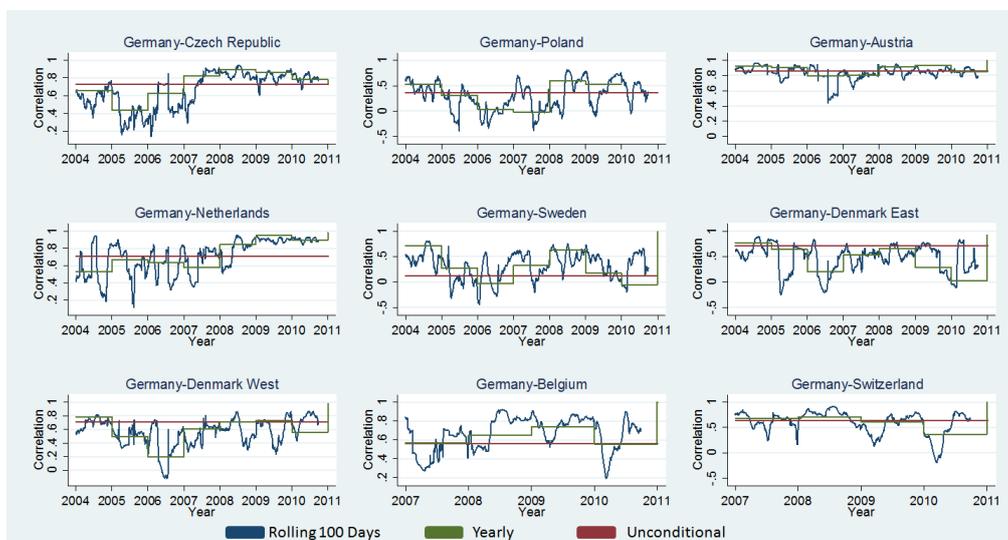
Die Durchschnitte wurden über die Jahre 2004-2010 gebildet. Quelle: Böckers & Heimeshoff, 2011.

konservativer Interpretation nur auf die Kombination Deutschland+Österreich vorzunehmen. In der Abbildung 41 zeigt sich im ersten Preistest der unterschiedlich verlaufende Fortschritt in der Integration zwischen Deutschland und seinen Nachbarn. Konstant hohe Werte weist der Korrelationsverlauf vor allem zwischen Deutschland und Österreich sowie der Niederlande (ab 2007) auf.

Im Zuge der Preisdifferenz- (siehe Anhang) und Kointegrationsanalysen wurde der Datensatz nochmals unterteilt in zwei Perioden (2004-2006 und 2007-2011), um eine mögliche Entwicklung des Integrationsprozesses darstellen zu können und einige Kritik an den jeweiligen Analysemethoden zu berücksichtigen. Der Einfluss eines Nationalfeiertages ist negativ für die jeweilige nationale Last. So ist in Deutschland beispielsweise die Höchstlast in den Peakstunden etwa 10 GW geringer im Vergleich zum monatlichen Durchschnitt für Oktober (Böckers & Heimeshoff, 2011). Der daraus resultierende Kapazitätsüberschuss sollte sich im Fall der korrekten Annahme eines Einheitspreisgebietes auch auf die Preise des gesamten zusammengehörigen Gebietes auswirken. So hätte etwa der Tag der Deutschen Einheit aufgrund erheblicher Lastreduktion zur Folge, dass deutsche Kraftwerksanbieter ihren Strom auch in andere Preisgebiete liefern könnten. Als Konsequenz müsste bei Transportkosten von (nahe) Null der Preis in Deutschland einen großen Effekt im Sinne einer Preis Anpassung zur Folge haben. Dieser wurde von Böckers und Heimeshoff im Rahmen der Analyse bei Österreich in beiden Teilstichproben nachgewiesen.

Eine Kurzanalyse aktueller Preisdaten der am CWE-Market Coupling teilnehmenden Marktgebiete zeigt, dass sich der Grad der Integration noch zunehmend erhöht hat. Wie in der folgenden Tabelle zu sehen ist, hat sich die Anzahl jener Stunden, in denen Preisgleichheit zwischen Deutschland und dem jeweiligen Marktnachbar herrscht, erhöht. Dies trifft vor allem auf die Niederlande bzw. die Börsenpreise der APEX zu. Die Ergebnisse für Österreich deuten in dieser Analyse zwar nicht direkt auf eine Marktzugehörigkeit hin, jedoch ist zu berücksichtigen, dass aufgrund leicht verschiedener Handelszeiten Arbitragemöglichkeiten existieren.

Abbildung 41: Korrelationsverlauf der Peakstunden zwischen 2004 und 2011



Rolling 100 steht für Korrelationen mit rollierendem Zeitfenster von 100 Tagen, Yearly bezeichnet jährliche Korrelationen und Unconditional den vollen Datensatz. Quelle: Böckers & Heimeshoff, 2011.

Tabelle 31: Einfluss der Nationalfeiertage 2004- 2011

Paar Deutschland+	Deutscher Feiertag	Feiertag anderer Nation
<u>Peak</u>		
Österreich 2004-2006	-8.782	-7.943
Österreich 2007-2011	-15.812*	-17.161*
Dänemark West 2007-2011	-13.911*	-1.359
<u>Offpeak</u>		
Österreich 2004-2006	-5.241**	-5.279**
Österreich 2007-2011	-5.947**	-1.058

Nullhypothese des t-Tests auf *1% , **5% , ***10% Niveau abgelehnt. Quelle: Böckers und Heimeshoff, 2011.

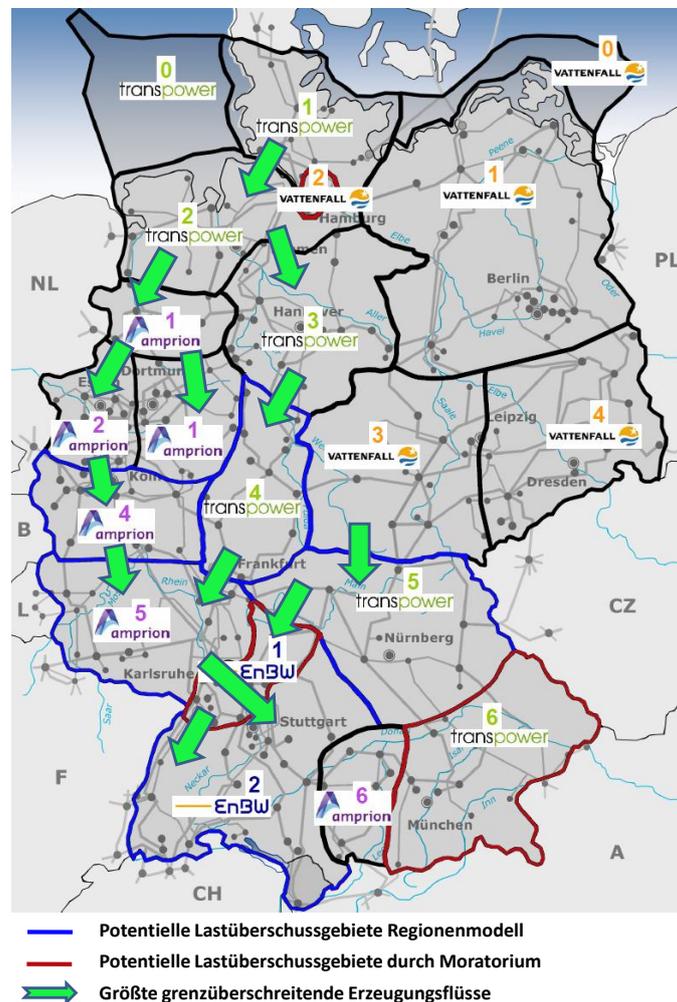
Tabelle 32: Anzahl gleicher Spotpreisstunden mit Deutschland, 2010-2011

Paar Deutschland+	Jan-Okt. 2010	Nov.2010-Juli 2011**
<u>Peak</u>		
Niederlande	17/0,23%	4977/83,30%
Belgien	17/0,23%	3751/62,78%
Frankreich*	30/0,41%	3747/62,71%
Österreich	8/0,11%	11/0,18%

*Französische Börsenpreise haben mehr als zwei Nachkommastellen, daher wird Preisgleichheit angenommen bei Preisdifferenzen kleiner als 0,01. Die Werte sind wie folgt zu lesen: 17/0,23%, In 17 Stunden des betrachteten Zeitraums der stündlichen Spotpreise, hier zwischen Deutschland-Niederlande (Jan-Okt 2010), sind die Preise identisch. Dies sind 0,23% des Zeitraums. **Daten erstrecken sich bis 07 Juli 2011. Quelle: Börsenpreise von EEX, EXAA, Belpex, Powernext, APX.

Als Konsequenz sollte also im Fall einer isolierten Einführung eines Kapazitätsmarktes mindestens die direkte Integration Österreichs berücksichtigt werden, wobei die neuere Kurzanalyse deutlich aufzeigt, dass der relevante Markt aufgrund der dynamischen Entwicklung noch nicht vollständig abgegrenzt ist. Im Fall eines Marktzusammenschlusses von Deutschland und Österreich würde sich für die weitere Analyse nur insofern bedingt etwas ändern, als dass bei Einführung von Engpassgebieten über ein Market Coupling, also Österreich und Deutschland, oder ein Market-Splitting Modell nachgedacht werden sollte. Im Falle eines Market Coupling würde man dann eher von zwei möglichen Engpassgebieten ausgehen, d.h. die derzeitigen Grenzkuppelstellen würden als einzige Transfergrenze erachtet, welche über die Aufteilung in unterschiedliche Preisregionen entscheidet.

Abbildung 42: Regionenmodell der ÜNB 2013



Eigene Einteilung der Engpassgebiete gemäß Häufigkeit der Unterdeckung in den vier Szenarien. Quelle: 50 Hertz, 2011b.

Eine Einteilung der Engpassgebiete gemäß einem Market-Splitting-Modell könnte etwa nach den jeweiligen Übertragungsnetzregionen geschehen. Exemplarisch soll dies für Deutschland anhand des Regionenmodells 2013 der Übertragungsnetzbetreiber dargestellt werden (siehe 50 Hertz Transmission, 2011). Im Regionenmodell

haben die Übertragungsnetzbetreiber vier Szenarien erstellt, anhand derer Last- bzw. Erzeugungsüberschussgebiete sowie Lastflüsse und mögliche Engpässe aufgezeigt werden sollen. Die Szenarien sind hierbei abhängig von den zwei Faktoren Winderzeugung (Stark/Schwach) und Last (Stark/Schwach). Die installierten Erzeugungskapazitäten sind auf dem Stand von 2009, was natürlich die aktuelle Situation nicht adäquat abbilden kann. Jedoch soll diese Einteilung nur verdeutlichen, wie eine spätere Engpassbildung aussehen könnte. Solange sich die größten Lastflüsse nicht grundlegend ändern, bleibt das Nord-Süd-Gefälle der Erzeugung weiterhin deutlich bestehen oder verschärft sich sogar möglicherweise. Dies ist insofern für ein mögliches Kapazitätsmarktmodell wichtig, als dass sich daran die Notwendigkeit des Übertragungsnetzausbaus zur Vermeidung von Market-Splitting im Kapazitätsmarkt bemisst.

4.2.2 Teilnahmebedingungen

Zunächst gilt zu klären, ob der Markt bindend für alle Parteien, Erzeuger und Nachfrager, sein soll oder das Modell auf Freiwilligkeit beruht. Freiwilligkeit bedeutet, dass niemand verpflichtet wird am Kapazitätsmarkt teilzunehmen und dennoch am Energiemarkt handeln darf. Somit wäre der Kapazitätsmarkt ein rein additives Ausweichmodell, welches Erzeuger und Nachfrager zur nahezu vollständigen Reduktion von Marktrisiken nutzen könnten, dafür allerdings auch einen entsprechenden Preis bezahlen müssten. Also könnten etwa Versorger, in ihrer Funktion als Nachfrager, zwar eine gewisse Summe x dauerhaft absichern, jedoch kann dies teurer werden als ein reiner Handel über die Energiebörse. Grundsätzlich ist eine solche Funktion, also das Absichern von Risiken, schon durch Forwards bzw. Futures gegeben. Der Unterschied läge, je nach Art der Verknüpfung mit dem Energiemarkt darin, dass dieser Handel nun administrativ durch eine einzige Börse/ Institution geleitet würde und Nachfrager bei Preisen unterhalb des Ausübungspreises nicht die Differenz an die Erzeuger zahlen bzw. erwartete Gewinnüberschüsse der Erzeuger zurücküberwiesen würden.

Eine essenzielle Konsequenz aus der Freiwilligkeit der Teilnahme betrifft den Lastreferenzwert der mengenbasierten Kapazitätsmarktsysteme. Wenn weder Erzeuger noch Versorger bzw. großindustrielle Verbraucher zur Teilnahme verpflichtet werden, ist die Ausgabe einer Jahreshöchstlast als Richtwert insofern hinfällig, als dass dieser nicht die teilnehmende Last reflektieren muss. Selbst eine Berechnung eines Lastwerts als Summe aller Teilnehmer plus Reserve ist nicht hinreichend, denn diese Reserve deckt die Lasten derer ab, welche nicht am Kapazitätsmarkt teilgenommen haben. Dies käme also einem Trittbrettfahrerverhalten gleich.

Jedoch soll es das Ziel eines Kapazitätsmarktes sein dafür zu sorgen, dass die gesamte deutsch-österreichische Versorgung gesichert wird. Daher ist es empfehlenswert, den Handel verpflichtend zu machen sowohl für Erzeuger wie auch Versorger. Erzeuger können zwar immer noch entscheiden, ob sie an der Auktion teilnehmen oder nicht, jedoch bedeutet eine Nichtteilnahme den Ausschluss aus dem Energiemarkt. Somit ist zwar ein geschlossenes System entstanden, aber dafür kann auf diese Weise der Grundgedanke eines Kapazitätsmarktes, die Absicherung der Jahreshöchstlast plus Reserve, stets umgesetzt werden.

Ein weiterer Baustein ist eine mögliche vorherige Auswahl der Teilnehmer basierend auf gewissen Kriterien. Solche könnten etwa Mindestkapazitäten (z.B. >99 MW), Standorte (etwa Deutschland), Technologien oder etwa eine Unterteilung in Neuinvestitionen und bestehende Kraftwerke sein. Jede dieser Unterteilungen kann massive Konsequenzen für den Kapazitätsmarkt und auch europäischen Verbund haben. Würde etwa die Teilnahme nur auf Erzeuger in Deutschland/Österreich beschränkt, so könnte dies möglicherweise gegen europäisches Recht verstoßen und auch die Optimierung des europäischen Strombinnenmarktes gefährden. So würde CWE-EMCC keinerlei ortsfremde Kapazitäten zwecks Optimierung in die Kalkulation der deutschen Stromflüsse bzw. Handelsmärkte einbinden dürfen. Der Grund liegt darin, dass jeder am Kapazitätsmarkt teilnehmende Erzeuger seine Kapazitäten in den deutschen Markt bieten muss. Bei Nichtlieferung trotz Verfügbarkeit wären Strafzahlungen fällig. Die Lieferung kann jedoch nicht erfolgen, wenn fremde und günstigere Kapazitäten, welche nicht am Kapazitätsmarkt teilgenommen haben, die teureren deutschen Erzeuger verdrängen würden. Ausländische Teilnehmer sollten daher am Kapazitätsmarkt zugelassen werden. Dies kann jedoch mit den Übertragungsnetzkapazitäten an den Grenzkuppelstellen kollidieren und müsste daher mit den Importkapazitäten in Einklang gebracht werden. Ob eine solche Regelung nicht doch noch zu einem ineffizienten und suboptimalen Kraftwerks-Dispatch führt, ist in Simulationen zu zeigen.

Erzeugungstechnologien oder Erzeugungsarten als Kriterium heranzuziehen stellt einen deutlichen Einschnitt dar. So ist etwa die Verweigerung der Teilnahme von ausländischen Kernkraftwerken insofern problematisch, als dass juristisch zu klären ist, ob ein solcher Ausschluss mit europäischem Recht vereinbar wäre. Aus wettbewerblicher Sicht spricht nichts gegen eine Teilnahme aller konventionellen Kraftwerke, worunter auch jene erneuerbaren Energien gefasst werden können, die als verlässliche Erzeugung klassifiziert werden könnten. Im Technologiewettbewerb sollte sich die kosteneffiziente und den deutschen Umständen des Ausbaus erneuerbarer Energien besser angepasste Technologie auf lange Sicht durchsetzen. Grundsätzlich ist zwar auch eine Teilnahme der FEE möglich, jedoch sollten diese von der Teilnahme ausgeschlossen werden. Das Hauptargument liegt hierbei in der Unmöglichkeit einer Leistungsgarantie. Letzteres ist jedoch das Grundprinzip eines Kapazitätsmarktes, d.h. bei Entlohnung der Leistungsbereitschaft wird im Gegenzug das Versprechen der Erzeugung gegeben. Ein solches Versprechen kann nicht durch diese Technologien gewährleistet werden. Sollte jedoch eine mögliche rechtliche Diskriminierung oder politischer Druck eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt notwendig machen, so wäre die Betrachtung historischer Erzeugungsleistung eine Methode, um einen Indikator für das Äquivalent zur gesicherten Kapazität zu ermitteln. Es könnte demnach das über einen gewissen Zeitraum minimal erbrachte Erzeugungsniveau als erlaubtes Gebot abgeben werden. Dann ist weiterhin zu definieren, ob alle Anbieter gebündelt in die Auktion bieten oder einzeln. Erschwerend kommt die Strafzahlung bei Nichtlieferung für diese Technologien hinzu. Auch hier müsste eine andere Sanktion geprüft werden, wenn diese anders behandelt werden sollen als konventionelle Kraftwerke.

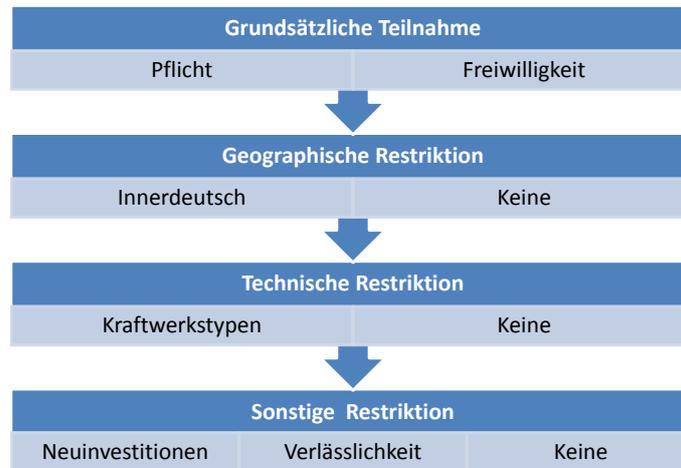
Eine zusätzliche Form der Erzeugung, welcher in jedem Fall die Teilnahme am Kapa-

zitätsmarkt ermöglicht, aber nicht aufgezwungen werden sollte, ist der nachfrageseitige Lastabwurf. Vor allem einige stromintensive Industrieanlagen wären technisch in der Lage, Lastspitzen zumindest für kurze Zeit, z.B. 1-3 Stunden, durch Abschaltung zu verringern. Dies dürfte allerdings eher den Charakter einer Regelenergie denn einer dauerhaften Versorgungsleistung haben. Die Bundesnetzagentur hat in einer aktuellen Untersuchung (BNetzA, 2011c: 51f.) zwar die Möglichkeit eines Lastabwurfs vor allem im Raum Süddeutschland eruiert, ist aber in den Gesprächen mit einem energieintensiven Unternehmen auf Ablehnung gestoßen, da die Opportunitätskosten, also der Gewinn aus dem üblichen Geschäftsbetrieb, wesentlich höher liegen, als die bisherigen finanziellen Anreize. Ein solcher Anreiz könnte durch die Teilnahme am Kapazitätsmarkt gegeben sein, wie sich auch zum Beispiel im PJM-Gebiet gezeigt hat. Es ist jedoch fraglich, welche Industrien aus technischer Sicht dafür in Betracht kommen und inwiefern diese dann tatsächlich am Energie- oder Regelenergiemarkt technisch/wirtschaftlich sinnvoll eingesetzt werden können. Dennoch wird dafür plädiert, die Teilnahmeoption einer Lastreduktion zu ermöglichen.

Es gibt zudem die Möglichkeit nach Lastphaseneinsatz zu unterscheiden, also nach Grund-, Mittel-, und Spitzenlastkraftwerke, der Gedanke zielt darauf ab, nur diejenigen Kraftwerke finanziell abzusichern, die zwar seltener zum Einsatz kommen, dafür aber in den entscheidenden Phasen der Spitzenlast. Dies entspricht in seinem Grundsatz dem Reservesystemen in Schweden oder Australien, da die außerhalb des üblichen Energiemarktes vorgehaltenen Reservekapazitäten bezahlt und in absoluten Notfällen eingesetzt werden. Während Kapazitätssysteme in ihrem Kern auf das Missing-Money-Problem der Spitzenlastkraftwerke abzielen, ist es fraglich, ob diese Art von Kapazitätsmarkt auch bei Notwendigkeit der Spiegelung der gesamten Nachfrage zu 100% (oder auch 90%) durch einen entsprechenden Kraftwerksparkmix ausreichend ist. Selbst die Notwendigkeit einer Abdeckung der Nachfrage von 80%, d.h. erneubare Energien wären stets für mindestens 20% der stundengesicherten Nettoleistung verantwortlich, würde die Beschränkung auf ausschließlich Spitzenlastkraftwerke nicht sinnvoll erscheinen lassen.

Die letzte hier aufgeführte Möglichkeit besteht darin, einen Kapazitätsmarkt nur für neue Kraftwerksprojekte zu schaffen. Dies kann jedoch auch unzureichend werden, sobald die gesamte Höchstlast durch einen konventionellen Reservepark gesichert werden muss, diese allerdings keine ausreichenden Erlöse am Energiemarkt erzielen können. Ein Kapazitätsmarkt nur für neue Kraftwerksprojekte zielt also am eigentlichen Grund für die Notwendigkeit eines Kapazitätsmarktes, dem Missing-Money-Problem, vorbei. Mehr noch, wenn neue Kraftwerke nur einmalig an dieser Auktion teilnehmen dürfen, stellt sich die Frage, inwieweit dies das marktliche Grundproblem lösen soll. Eine einmalige Zahlung sollte wenigstens so hoch sein, wie die zu erwartende Differenz aus Vollkosten und Energiemarkterlösen über die Lebensdauer des Kraftwerks, denn ansonsten wäre dies nur eine Verschleppung der finanziellen Unterdeckung. Daher sollte auch von dieser Selektionsmaßnahme abgesehen werden. Cramton und Stoff (2006) plädieren für eine Abwandlung dieses Vorschlags: Alle Kraftwerke sollten eine Kapazitätzahlung erhalten, für die Preisbildung seien allerdings nur Anbieter neuer Kraftwerkskapazitäten relevant. Ältere Kapazitäten mit voller (zugelassener) Kapazität sollen zu einem Preis von Null in den Markt bieten.

Abbildung 43: Teilnahmebedingungen



Quelle: Eigene Darstellung.

Der Wettbewerb unter den Anbietern neuer Kapazität soll dann für ein Preisniveau sorgen, welches möglichst effizient die zusätzlich benötigten Kapazitäten bereitstellt. Ältere Kapazitäten haben somit nur die Chance nicht teilzunehmen, indem sie entweder ihre Kapazitäten vollständig stilllegen bzw. einmotten oder ihre Kapazitäten für den Export in andere Länder anmelden. Die Begründung hierfür liegt in der Möglichkeit bereits existierender Kraftwerke durch Kapazitätszurückhaltung ein höheres Preisniveau zu induzieren. Zu klären ist, ob die Vorhaltung von Kapazität nur dann bepreist wird, wenn die Notwendigkeit eines Zubaus existiert. Ohne Kapazitätszubaue würde entweder kein Kapazitätspreis gezahlt oder jährliche Mindestzubauten bzw. Mindestzahlungen müssten als Ersatz festgelegt werden. Andernfalls könnte dieses System ebenfalls Nachteile aufweisen. Etwa dadurch, dass ältere Kraftwerke weit vor ihrer technisch-wirtschaftlichen Altersgrenze von neueren Kraftwerken verdrängt würden. Zudem setzt diese Variante voraus, dass tatsächlich Wettbewerb um neue Kapazitäten existiert. Beispielsweise könnten die Anbieter neuer Kapazitäten die gleichen sein, die auch schon ein großes Portfolio im bereits installierten Kraftwerkspark besitzen. Die Bildung lokaler Engpässe und die dazu noch geringe Anzahl verfügbarer (neuer) Bauflächen kann die Marktmacht lokal vergrößern. Daher wird von dieser Variante zunächst abgesehen.

Neben den Anbietern und Nachfragern muss auch der Betreiber eines solchen Kapazitätsmarktes bestimmt werden. Dieser ist ohne Zweifel in einer essenziellen Position, vor allem aus wettbewerblicher Sicht. Er erhält sämtliche Informationen über alle Gebotsdetails der Teilnehmer, deren Erzeugungskapazitäten und Begründungen für Nichtverfügbarkeiten der Kapazitäten sowie Lastprognosen der Netzbetreiber. Vertikal integrierte Unternehmen fallen grundsätzlich aufgrund wettbewerblicher Bedenken als potenzielle Betreiber aus, da der sehr hohe Grad an Informationen dazu führen kann, dass die Konkurrenz auf vor- und nachgelagerten Ebenen diskriminiert wird. Ein Beispiel dafür wäre etwa die Anpassung der Gebote aufgrund von Preistransparenz. Ebenso kann ein Marktbetreiber mit großen Anteilen an der Erzeugung in einer oder mehreren Engpasszonen die regionale Zonenaufteilung zum

Vorteil der eigenen Erzeugung abändern.

Zwei potenzielle Kandidaten sind etwa die EEX oder ein Joint-Venture bestehend aus Übertragungsnetzbetreibern und anderer Erzeuger/Nachfrager. Im letztgenannten Fall, welcher auf das PJM-Gebiet in den USA zutrifft, liegt der Vorteil darin, dass stets aktuelle Daten bezüglich der Last und Erzeugung ohne größere Transaktionskosten genutzt werden können. Die Steuerung der Märkte und der optimale Dispatch würde in einer Hand bleiben. Ein Anreiz zur Verzerrung besteht dann nicht, wenn die Übertragungsnetzbetreiber unabhängig von den vor- und nachgelagerten Marktstufen sind. Dies muss gewährleistet sein, damit diese Betreiberoption in Betracht gezogen werden kann. Es ist jedoch unklar, ob dies mit dem Gedanken einer von der Politik diskutierten rein deutschen Lösung („Deutsche Netz AG“) vereinbar ist (LBD, 2010).

Die Alternative zum Joint-Venture stellt die EEX dar. Diese kann als unabhängig angesehen werden, da sie weder von einzelnen Erzeugern oder Nachfragern noch von wenigen Verbundmitgliedern dominiert wird (EEX, 2011). Schon vor der Einrichtung eines Market Coupling war die EEX losgelöst vom europäischen Verbund als Betreiberin der deutsch-österreichischen Energiebörse tätig und somit erfahren im Betrieb eines solchen Börsenmarktes. Es ergeben sich auf diesem Weg Synergieeffekte hinsichtlich der Verknüpfung mit dem Kapazitätsmarkt. Dies hat zur Folge, dass eine Kontrolle der tatsächlichen Einhaltung des mit dem Kapazitätsmarkt verbundenen Versprechens, als Erzeuger bei Bedarf stets die gelöste Menge x vorhalten und liefern zu können, möglich ist. Zusätzlich kommt als Vorteil hinzu, dass die Bedeutung der EEX als Handelsplattform, also die Liquidität, noch weiter steigen würde. Dies würde die Markttransparenz für Aufsichtsbehörden erheblich steigern lassen.

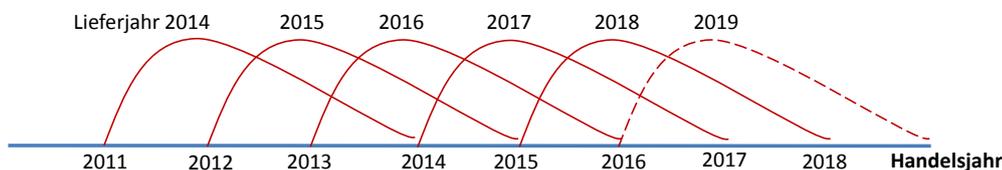
4.2.3 Handelssystem

Nachdem die Teilnehmer bestimmt wurden, ist zu klären, in welchem Rahmen der Handel stattfinden soll. Dies beinhaltet den Vergabemechanismus (Bilateraler Handel vs. Auktion) sowie die exakte zeitliche und sachliche Dimension des Gutes, d.h. zeitlicher Abstand zwischen Handel und Lieferung, Dauer des Lieferzeitraums und Bestimmung der Gebotsmenge.

Vor einer Auktionierung muss zunächst das zu handelnde Produkt näher definiert werden. Die Ausschreibungen für die Mengen sollten im Fall einer verpflichtenden Teilnahme zentral vom Marktbetreiber vorgenommen werden, um Transaktions- und Prozesskosten gering zu halten. Hierbei sammelt der Marktbetreiber sämtliche Informationen über Gebote von Erzeugern, mögliche Engpässe, Prognosen für Wind- und Solarenergie und Nachfragepräferenzen und hält im Anschluss eine der ersten Auktionen ab. Dezentrale Ausschreibungen könnten einen höheren Koordinationsaufwand zur Folge haben, der wiederum über die Auktionsgebühren auf die Marktteilnehmer umgewälzt werden würde.

Mit Bezug auf den Zeithorizont wird in der Untersuchung für mehrere langfristige Ausschreibungen mit unterschiedlichen Zeitpuffern zwischen Kapazitätshandel und tatsächlicher Lieferung plädiert.

Abbildung 44: Beispiel für Handels- und Lieferzeitraum der Hauptauktion



Quelle: Eigene Darstellung.

Ein Zeitpuffer zwischen Handels- und Lieferzeitpunkt einerseits und die zeitliche Dauer des Kontraktes andererseits soll einen senkenden Effekt auf das Investitionsrisiko bzw. einen positiven Effekt auf die Investitionsanreize haben. Decken (potenzielle) Erzeuger für ein Jahr oder mehr im Voraus ihre Fixkosten teilweise oder komplett, wird der Aufschlag der Risikoprämien durch Investoren gesenkt oder möglicherweise sogar komplett eliminiert. Eine solche Absicherung soll speziell den Markteintritt neuer Unternehmen fördern. In einigen Marktdesigns, z.B. PJM, bekommen Anbieter neuer Kapazitäten eine längere garantierte Zahlung, d.h. der Lieferzeitraum wird von einem Jahr auf mehrere Jahre ausgeweitet. Eine solche Variante kann bei Bedarf bzw. bei Nachweis wettbewerblicher Vorteile ohne größeren Aufwand in das System implementiert werden. Ein solcher Vorteil kann sein, dass mittel- oder langfristig die Konzentration auf der Erzeugungsebene gesenkt werden könnte.

Eine Durchführung von mehreren Auktionen für das gleiche Lieferjahr in unterschiedlichen Zeitabständen soll dafür sorgen, dass Flexibilität in Bezug auf mögliche Veränderungen hinsichtlich der Verfügbarkeit der Kraftwerke oder der Lastprognosen entsteht. Da neue Kraftwerke, je nach Typus, aufgrund der Bau- und Planungsphasen eine gewisse Zeit bis zur tatsächlichen Inbetriebnahme benötigen, sollte der Zeitpuffer zwischen Kapazitätshandel und Energielieferung mindestens drei Jahre betragen, wobei der Zeitraum auch länger sein kann. Dies wird wesentlich durch Verzögerungen, z.B. ausgelöst durch gesellschaftlichen Widerstand oder technische Bauverzögerungen, und lange Planungs- und Genehmigungsphasen beeinflusst. Der Zeitraum sollte jedenfalls ausreichend sein, um den Neubau eines GuD-, Steinkohle- oder Gasturbinenkraftwerkes zu ermöglichen. Andernfalls ist eine Partizipation solcher Kraftwerke nicht möglich, die zwar sicher in ihrem Bauvorhaben sind, jedoch unsicher in der konkreten Einhaltung der Inbetriebnahme.

Die Gebotsgrößen könnten nach Ermessen in MW pro Tag, Monat oder Jahr abgegeben werden. In dieser Untersuchung wird von einem Produkt von MW pro Tag ausgegangen.⁵³ Hinsichtlich der Frage, ob die gesamte Kapazität am Stück in den Markt geboten werden muss oder nicht, wird hier die Möglichkeit einer Stückelung

⁵³Da die Gebote MW-Tag/Monat nur verschieden große Bruchteile der gesamten im Jahr gehandelten Menge darstellen, ist fraglich, inwiefern eine solche bloße Umrechnung den Handel bzw. die Handlungen der Akteure beeinflusst.

der Gebote aus zwei Gründen präferiert. Eine Stückelung eines 100 MW-Kraftwerks in beispielsweise zehn 10-MW-Böcke ermöglicht eine genauere Abdeckung der nachgefragten Kapazitätsmengen. Wenn also ein nach Akzeptanz des vorletzten Kraftwerksblocks noch beispielsweise 10 MW an Last zu decken wären, jedoch das nächsthöhere Gebot ein Kraftwerk mit 100 MW ist, würde unnötigerweise für ein Mehr von 90 MW bezahlt. Auf Seiten der Erzeuger ergibt sich im Fall einer Stückelung die Möglichkeit einer Risikodiversifikation, wenn etwa ein 100 MW-Kraftwerk 70 MW zu niedrigen Preisen und die übrigen 30 MW zu höheren Preisen in den Markt bietet. Dies stellt natürlich auch eine Möglichkeit der Marktmachtausübung dar. Jedoch ist im Fall der missbräuchlichen Ausübung von Marktmacht eher eine höhere Preissetzung für sämtliche Preisblöcke zu erwarten, so dass das Ergebnis dem einer Marktmachtausübung ohne Stückelung gleich wäre.

Nun soll der Vergabemechanismus betrachtet werden. Es hat sich in der Praxis bisher gezeigt, dass eine Kombination aus bilateralen und verauktionierten Kontrakten eine höhere Flexibilität bedeutet. Jedoch steht in diesen Märkten die Auktion im Vordergrund, d.h. bilateraler Handel soll nur als zusätzliche Option offen stehen, wenn zuvor in den Auktionen nicht ausreichend Kapazitäten gelöst wurden. Wir folgen dieser Idee und diskutieren kurz verschiedene potenzielle Auktionsmodelle. Die spieltheoretischen Grundlagen der Auktionen werden als bekannt vorausgesetzt⁵⁴, sodass wir uns in der Diskussion nur auf deren Anwendung auf Energiemärkte beziehen. Zunächst gilt es zu unterscheiden zwischen geschlossenen und offenen Auktionen einerseits und sogenannten First-Price und Second-Price Auktionen. Bei letzteren besteht der Unterschied darin, dass der Bieter mit dem höchsten Gebot das Gut entweder zu dem von ihm angegebenen Preis oder zum Preis des zweithöchsten Gebot erhält. Da in einer Kapazitätsauktion nicht ein Gut verkauft, sondern ein Bündel an Gütern (Kapazitäten) erworben werden soll, wird der Kerngedanke der Auktion umgekehrt, d.h. das Gebot bzw. die Gebote mit dem niedrigsten Preis erhalten den Zuschlag. In der Diskussion über die Auktionierung von Energie und Kapazitäten werden häufig drei Modelle angeführt.

- Einheitspreis-Auktion
- Pay-as-bid-Auktion
- Descending-Clock-Auktion

Die Einheitspreis-Auktion ist der am häufigsten benutzte Auktionspreismechanismus für Energiemärkte (Grimm et al. 2008: 17ff.). Das zu handelnde Gut, Kapazität, ist einheitlich definiert und im Fall einer verpflichtenden Teilnahme existiert auch eine ausgeschriebene Menge, welche erreicht werden soll. Die ausgeschriebene Menge entspricht entweder einer vom Kapazitätsmarktbetreiber festgelegten Menge oder kann sich aus den Geboten der Nachfrager bilden. Jedoch wird in der Praxis eher die erstgenannte Variante gewählt. Die Angebotskurve wird gemäß der Merit Order gebildet. Der Preis des letzten akzeptierten Bieters ist der einheitliche Auktionspreis für alle Teilnehmer. Grimm et al. sehen die Vorteile in diesem Modell in

⁵⁴Als Einführung dienen z.B. Krishna, 2009 und Klemperer, 2004.

seiner transparenten und einfachen Preisgestaltung sowie den geringen Transaktionskosten und der produktiven Effizienz bei wettbewerblichen Bedingungen auf Seiten der Anbieter. Hierbei beziehen sich die Autoren allerdings auf den Energiemarkt, beim Kapazitätsmarkt ist eine Überkompensation möglich, welche dann aufgrund der Natur des gehandelten Produktes ein sehr hohes Niveau erreichen kann. Auch in den höher frequentierten Energiemarktauktionen ist dies der Hauptkritikpunkt. Theoretisch bieten sich Anreize, Kapazitäten zurückzuhalten, um somit höhere Preise zu realisieren. Insbesondere bei einem innerdeutschen Kapazitätsmarkt könnte dies reizvoll werden, da die zurückgehaltenen Mengen zwar nicht in Deutschland, dafür aber in den umliegenden Nachbarstaaten auf dem Energiemarkt angeboten werden dürfen.

Eine oft diskutierte Alternative ist die Pay-as-bid-Auktion. Sie gleicht der Einheitspreisregel mehr als auf den ersten Blick ersichtlich. Die akzeptierten Bieter erhalten nicht den Preis des Grenzanbieters, sondern werden entsprechend ihres Gebotes entlohnt. Die Intention liegt in der Vermeidung der zuvor erwähnten Überkompensation. Dies ändert aber nichts am Prinzip der Merit Order, dass also nur gewisse Kraftwerke im Intervall der Grenzkraftwerke liegen. Auf den Kapazitätsmarkt bezogen bedeutet dies, dass die Anbieter mit der Zeit erahnen können, welche Kraftwerke als potenzielle Grenzkraftwerke in Frage kommen, sodass die Anbieter knapp unterhalb des erwarteten Preisniveaus bieten werden. Auf dem Energiemarkt gilt das gleiche Argument, nur dass sich die Lerneffekte aufgrund der höheren Handelsfrequenz schneller einstellen. In Zeiten hoher Last wird auf dem Energiemarkt auch weiterhin ein teures Spitzenlastkraftwerk als letztes gewählt. Ist der Energiemarkt diesbezüglich hinreichend transparent, besitzen Anbieter mit niedrigen variablen Kosten keinen Anreiz, ihre Gebote in Höhe der variablen Kosten abzugeben. Bei perfekter Antizipation wird somit erneut ein Einheitspreis erreicht. Liegt keine perfekte Antizipation vor, so wird der Ausgang der Auktion unsicher und kann zu Ineffizienzen führen. Die Unsicherheit besteht darin, dass der Preis des Grenzanbieters in einem bestimmten Intervall vermutet wird. Wird der tatsächliche Grenzpreis überboten, so wird der Anbieter nicht in der Auktion akzeptiert. Ein Anreiz zum Gebot in Höhe der variablen Kosten besteht deshalb ebenfalls noch nicht. Die Ineffizienzen können darin liegen, dass dieses mit Risiko verbundene Antizipation des Preises dazu führt, dass in der Produktion teure Kraftwerke akzeptiert und in Bezug zu diesen vergleichsweise günstige Kraftwerke nicht akzeptiert werden könnten.

Eine Alternative könnte die *Descending-Clock-Auktion* (DCA) sein, welche ihre Anwendung im Kapazitätsmarkt in New England findet. Der Marktbetreiber startet die Auktion mit einem sehr hoch angesetzten Preis (Cramton & Stoft, 2006). Als Reaktion auf diesen Preis teilen die Erzeuger dem Marktbetreiber ihre für den Preis vorgesehene Erzeugungsmenge mit (Fraser & Nieto, 2007: 19f.). Anfangs liegt die angebotene Menge oberhalb der erforderlichen Kapazität. Der Marktbetreiber startet die Auktion und der Preis beginnt in definierten Preisschritten zu fallen. In vorher festgelegten Zeitintervallen wird die Auktion gestoppt, und die Erzeuger können erneut eine Mengenentscheidung anhand des aktuellen Preises vornehmen (Cramton & Stoft, 2006). Somit werden mehrere Runden absolviert, bis die Angebotsmen-

ge exakt der Nachfragemenge entspricht oder auch darunter fällt. Entsprechen sich Angebots- und Nachfragemenge, wird der aktuelle Preis für alle in der Auktion verbliebenden Anbieter gezahlt. Ist die Nachfrage unterhalb des notwendigen Niveaus gefallen, so wird der vorherige Preis als markträumend erachtet und ausgewählt.

Speziell für Kapazitätsmärkte mit lokaler Preiskomponente sei eine DCA geeignet, so Fraser und Nieto (2007). Wenn in zwei Zonen A und B jeweils eine Auktion gleichzeitig gestartet wird und auf Markt A ein Engpass und auf Markt B ein Überschuss entsteht, so läuft die Auktion auf Markt A langsamer, d.h. der Preis bleibt trotz neuer Runde gleich. Auf Markt B wird der Markt geräumt und die überschüssige Kapazitätsmenge soll auf Markt A angeboten werden können, dessen Preis daraufhin wieder fallen kann. Die Mehrstufigkeit der Auktion ist daher gerade der Vorteil gegenüber der Einheitspreisauktion.

Die DCA unterliegt, wie auch die Einheitspreisauktion, dem Problem der Kapazitätszurückhaltung aufgrund struktureller Marktmacht. Die Auktion kann gezielt von pivotalen Anbietern missbraucht werden. Besitzt ein Anbieter je nach Betrachtungsweise lokal regional oder auch landesweit, einen großen und diversifizierten Kraftwerkspark, so kann dieser jederzeit durch die Herausnahme sämtlicher bzw. ausreichend hoher Kapazität die Auktion beenden. Ein solcher Preis wäre auch nach Berücksichtigung von Kapazitäten außerhalb der Zone nicht effizient im Vergleich zum Preis unter Wettbewerb. Nieto und Fraser (2007) bezeichnen die sich bei dieser Auktion offenbarten Information über das Bieterverhalten als einen Vorteil. Aus diesen Informationen heraus könnten die einzelnen Anbieter ihre erwarteten Einnahmen aus der Teilnahme am Energie- und Regelmarkt anpassen.

Jedoch wird hierbei nicht bedacht, dass eine solche Information sowohl eine kollusionsfördernde Wirkung entfaltet als auch die Chance zur nach oben gerichteten Anpassung der Preise bietet. Ist den einzelnen Erzeugern das Bieterverhalten der anderen Teilnehmer aufgrund wiederholter Auktionen bekannt, so kann eine stillschweigende Kollusion entstehen, die mit abnehmender Anbieterzahl an Wahrscheinlichkeit zunimmt. Ebenso kann es bei Ausbleiben von Kollusion dazu kommen, dass die Preise nach oben verzerrt werden, da die jeweiligen Anbieter wissen, bis zu welchem Grad jeder Teilnehmer pivotal ist und somit die Preise anpassen. Hier könnte die von Cramton und Stoff vorgeschlagene Missachtung etablierter Erzeuger eine Möglichkeit bieten, Marktmacht zu dämpfen.⁵⁵ Hierbei könnten die Gebote aller bereits etablierten Anbieter ignoriert und ihre Gebotsmenge auf ihre installierte Menge festgesetzt werden.

Insgesamt erscheint im Rahmen einer verpflichtenden Teilnahme die DCA aufgrund ihrer Mehrstufigkeit die bessere Alternative zur Einheitspreisauktion zu sein, obwohl sie ebenfalls keine Milderung des Marktmachtproblems bietet.

Sollte der Markt freiwilliger Natur sein, wird der Handel über die Einheitspreisauktionen insofern schwieriger, als dass die Zielgröße nicht mehr die gesamte Nachfrage sein kann. Dies liegt darin begründet, dass auch die Nachfrager nicht zur Teilnahme verpflichtet sind und somit die gesamte zu verauktionierende Größe nicht mehr der wahren Größe entspricht. Daher könnte es in diesem Fall vielleicht vorteilhafter sein, dass Handelssystem im Sinne einer Auktionsplattform wie z.B. eBay oder

⁵⁵Für eine weitere Auflistung möglicher Methoden vgl. Cramton und Stoff, 2006.

Amazon aufzuziehen. Hierbei ergäben sich zwei Möglichkeiten, entweder Erzeuger bieten ihre Kapazitäten an, verknüpft mit einem Ausübungspreis gemäß Cramton und Stoft oder Nachfrager verauktionieren ihre jeweiligen Mengen und akzeptieren das jeweils niedrigste Gebot. Im ersten Fall wäre eine Verknüpfung mit dem Energiemarkt notwendig, weil die Nachfrager bei Ausbleiben dieser Verknüpfung keinen Anreiz hätten, sich auf eines der anonymisierten Gebote festzulegen. Der fehlende Anreiz würde durch den Erwerb der Call-Option ausgefüllt.

Im zweiten Fall wäre die zusätzliche Angabe einer Obergrenze ebenfalls denkbar, jedoch nicht notwendig, um einen markträumenden Preis zu erzielen. Die Auktion selbst kann dann offen oder geschlossen gestaltet werden, wobei die offene Second-Price-Auktion der von der Internetplattform Amazon angewendeten Art entsprechen sollte, um das sogenannte *sniping* zu verhindern. Damit ist der bei eBay häufig anzutreffende Effekt gemeint, bei dem Bieter erst wenige Augenblicke vor Schluss der Auktion ihre Gebote abgeben (siehe dazu Roth und Ockenfels, 2002). Bei Amazon läuft die Auktion erst dann aus, wenn innerhalb eines gewissen Zeitrahmens (10 Min.) keine weiteren Gebote nach Ablauf der regulären Frist abgegeben wurden. Ein solcher Auktionsmodus wäre insofern vorteilhaft, als das solche Nachfrage, die in vorherigen Auktionen leer ausgegangen ist, ebenfalls noch teilnehmen könnte.

Allerdings ähnelt die Idee dieses Handels den bereits verfügbaren Future- bzw. Forward-Kontrakten oder dem Erwerb von Kraftwerksscheiben. Es ist zumindest fraglich, ob der freiwillige Kapazitätshandel einen signifikanten Unterschied bieten würde, hinsichtlich der Attraktivität für die Teilnehmer und somit also in letzter Konsequenz für die Versorgungssicherheit. Da ein solches Produkt ohne Weiteres durch die EEX bereits jetzt schon angeboten werden könnte, zeigt sich, dass bisher kein Bedarf danach zu existieren scheint.

Eine weitere Möglichkeit bestünde ebenfalls darin, diese Auktionsform im verpflichtenden Modell einzuführen. Es stellt sich dann das Problem, dafür zu sorgen, dass die Versorger bzw. die direkt handelnden, großindustriellen Kunden eine gewisse Kapazitätsmenge erwerben. Eine solche Vorgehensweise würde also erfordern, dass eine Institution zuvor die gesamte notwendige Kapazitätsmenge ermittelt und diese auf die Nachfrage mit einem Gewichtungsschlüssel aufteilt. Kritisch ist in diesem Auktionskonstrukt, dass ausreichend Kapazität erworben werden muss, da bei unzureichender Kapazitätsmenge der Schaden vom Kollektiv getragen werden muss. Ein einfacher Vergleich mit regulären Konsumgütern verdeutlicht den Gedanken. So ist etwa ein Unterangebot bei regulären Konsumgütern wie z.B. Erfrischungsgetränken unkritisch. Existiert eine Knappheit an Cola, sind nur die Konsumenten mit zu niedriger Zahlungsbereitschaft vom Konsum ausgeschlossen. Ist dagegen nicht ausreichende Erzeugungskapazität für Strom vorhanden, sind alle Konsumenten (innerhalb einer gewissen Region) gleichermaßen davon betroffen.

4.2.4 Übergreifender Preismechanismus

In den folgenden Überlegungen sollen zwei Elemente mit dem sich in der Auktion ergebenden Kapazitätspreis verknüpft werden. Das eine Element betrifft den Energiemarkt, genauer die Erlöse aus dem Energiehandel, und das andere die Problematik der lastfernen Erzeugung. Letztgenannter Punkt stellt im Prinzip die Kosten eines (zusätzlichen) Netzausbaus, welcher u.a. aufgrund lastferner Erzeugung not-

wendig ist, denen eines preislichen Anreizes zur lastnahen Ansiedelung von neuen Kraftwerken gegenüber.

Wie die Theorie der Kapazitätsmärkte zeigt, ist eine Verknüpfung des Energie- und Kapazitätsmarktes notwendig, da sonst aus dem Handel an beiden Märkten eine Überkompensation der Erzeuger resultieren kann. Zudem ist ein vom Energiemarkt entkoppelter Kapazitätsmarkt fehlerhaft, da die am Kapazitätsmarkt gegebene Garantie der Erzeugung nicht ohne eine Kontrolle der tatsächlichen Aktivitäten am Energiemarkt auskommt. Es gilt die Entscheidung zu treffen zwischen einer ex-ante und ex-post Gewinnverrechnung einerseits und einer Call-Option mit Ausübungspreis, also theoretischer Preisobergrenze, andererseits.

Zunächst wird die Option der Gewinnverrechnung betrachtet. Bevor zwischen ex-ante und ex-post unterschieden wird, gilt es zunächst zu klären, was der Referenzwert für die Verrechnung ist. Im PJM-Gebiet etwa, wo eine ex-ante-Verrechnung durchgeführt wird, bemisst sich dieser Wert an den zu erwartenden Erlösen eines bestimmten Spitzenlastkraftwerks. Somit bezieht sich der Referenzwert auf das Spitzenlastkraftwerk. Die Verrechnung wäre dann volkswirtschaftlich optimal, wenn der Erwartungswert durch die Spitzenlastkraftwerke erreicht würde und die übrig gebliebenen Kapazitätserlöse mit den Fixkosten übereinstimmen. Eine andere mögliche Variante wäre etwa eine vollständige Typisierung, sprich jedes Kraftwerk wird gemäß der Brennstoffart, Kraftwerkstechnologie oder dem Lastprinzip (Grund-, Mittel-, und Spitzenlast) eingeteilt. Es ist dann fraglich, ob die Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt auch die Fixkosten vollständig decken. Ist dies nicht der Fall, wird den Betreibern möglicherweise zu viel an Erlösen abgenommen.

Generell ist eine Unterscheidung in ex-post und ex-ante Gewinnverrechnung zwar möglich, allerdings besitzt eine Ex-post-Subtraktion einen entscheidenden Nachteil. Sie stellt die Form eines quasi endlos fortlaufenden Kredits der Versorger an die Erzeuger dar. Wenn beispielsweise im Jahr T die Erlöse aus Kapazitäts- und Energiemarkt vollständig gezahlt, aber erst im Folgejahr $x + 1$ miteinander verrechnet würden, so besäßen die Erzeuger während dieses Jahres die Möglichkeit diesen zu verrechnenden Überschuss gewinnbringend anzulegen. Somit würde den Versorgern bzw. Endkunden während dieses Jahres diese Summe nicht zur Verfügung stehen. Im Folgejahr würde dann zwar eine Erstattung erfolgen, jedoch im selben Schritt erneut eine vollständige Zahlung der Energie- und Kapazitätsmarktpreise des laufenden Jahres fällig, deren Gesamterlössumme erst wieder im darauf folgenden Jahr verrechnet würde. Denkbar wäre eine ex-post Verrechnung, wenn der Zeitraum zwischen Überkompensation und Verrechnung stark verkürzt würde, z.B. monatlich, wöchentlich oder täglich. Dies dürfte jedoch zu sehr hohem Aufwand hinsichtlich Verwaltung und Kontrolle führen. Eine ex-ante-Verrechnung ist ebenfalls nicht optimal, da die üblichen Probleme eines rollierenden Durchschnitts entstehen. Statistische Ausreißer, also extrem profitable oder verlustbringende Jahre, könnten durch zuvor „normale“ Jahre verstärkt werden. Zudem ist die Festlegung des rollierenden Zeitfensters nicht einfach zu klären, dies wäre ein sehr anfälliger Ansatzpunkt für politischen Einfluss und Lobbyismus. Allerdings besitzt diese Variante nicht den Charakter eines dauerhaften Kredits. Zudem könnte ex-post eine Korrektur durchgeführt werden, wenn

der Erwartungswert der Erlöse abweicht von den tatsächlichen Erlösen. Dies bedeutet jedoch eine vollständige Offenlegung der Kostenstruktur zwecks Verifikation des Erstattungsanspruchs.

Eine marktliche Alternative ist das im Theoriekapitel behandelte Modell von Cramton und Stoft. Neben dem Grundmodell, welches einen fixen Ausübungspreis unabhängig vom Kapazitätspreis vorsieht, werden im Folgenden noch zwei mögliche Varianten betrachtet. Allen ist jedoch von vornherein gemein, dass sie neben einem Ausübungspreis auch eine Belohnungs- bzw. Bestrafungskomponente enthalten, wie sie auch im Theoriekapitel zuvor beschrieben wurde. Die Belohnung berechnet sich nach dem sich auf dem Energiemarkt ergebenden ursprünglichen Preis multipliziert mit der Mehrleistung, d.h. der Erlös ist nicht restringiert. Hat ein Erzeuger hingegen seine Erzeugung nicht in erwarteter, d.h. versprochener, Höhe geliefert, so muss dieser nun exakt den gleichen Betrag als Pönale zahlen.

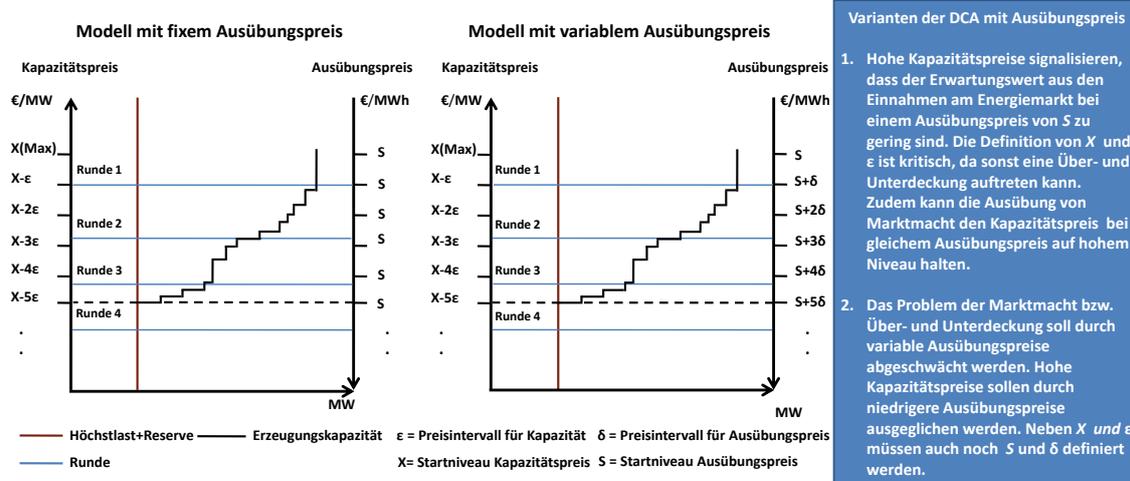
Im Grundmodell ist der Referenzwert an der Deckung der Fixkosten eines Spitzenlastkraftwerks orientiert. Dementsprechend ist der fixe Ausübungspreis relativ hoch und die Erzeuger decken ihre Fixkosten über den Kapazitätsmarkt in unterschiedlicher Höhe ab. Die Höhe der Kapazitätsgebote kann je nach erwarteten Einnahmen am Energiemarkt unter der Nebenbedingung des Ausübungspreises niedriger liegen, als die theoretische Höhe der Fixkosten. Grundlastkraftwerke, vor allem neue, besitzen grundsätzlich höhere Fixkosten als etwa Gasturbinen. Es können also Situationen entstehen, in denen der fixe Ausübungspreis in Kombination mit einem hohen Kapazitätspreis zu einer Überkompensation aller Erzeuger führt oder im Gegenteil bei sehr niedrigen Kapazitätsszahlungen nicht ausreichend zur Deckung beiträgt. Hierbei kommen vor allem die Abweichungen von den erwarteten Energiemarkteinnahmen zu tragen. Ein weiteres Problem ist, dass trotz fixem Ausübungspreis der Anreiz zu koordiniertem Verhalten existieren kann.

Als Alternative könnte der Ausübungspreis auch an die Höhe des Kapazitätspreises gekoppelt werden. Ein sehr hoher Kapazitätspreis ginge dann mit einem sehr niedrigen Ausübungspreis einher. Wenn etwa in der DCA im ersten möglichen Moment eine Herausnahme großer Kapazitäten die Kapazitätsgrenze unterschreiten würde, läge ein sehr hoher Kapazitätspreis vor. Liegt der Ausübungspreis jedoch weit über dem eines Spitzenlastkraftwerks, käme es zu einer starken Überkompensation der Erzeuger. Da der Ausübungspreis als Ausgleichsfaktor dienen soll, müsste der Ausübungspreis eigentlich auf einen sehr niedrigen Wert fallen.

Die Kernfrage beim variablen System ist, welche Referenzwerte also für Kapazitäts- und Ausübungspreis zu wählen sind. Soll die Refinanzierung eines Spitzenlastkraftwerks im Vordergrund stehen, so müssen die Startwerte für den Ausübungspreis höher und für den Kapazitätspreis niedriger angesetzt werden. Je weiter der Kapazitätspreis im Verlauf der Auktion absinkt, desto höher steigt der Ausübungspreis. Damit soll vermieden werden, dass niedrige Kapazitätspreise in Kombination mit niedrigen Ausübungspreisen ein Missing-Money-Problem bei Grund- oder Mittellastkraftwerken auslösen.

Der variable Ausübungspreis birgt allerdings auch Risiken. Die Wahrscheinlichkeits-

Abbildung 45: Modelle zur Implementierung eines Ausübungspreises I



Quelle: Eigene Darstellung.

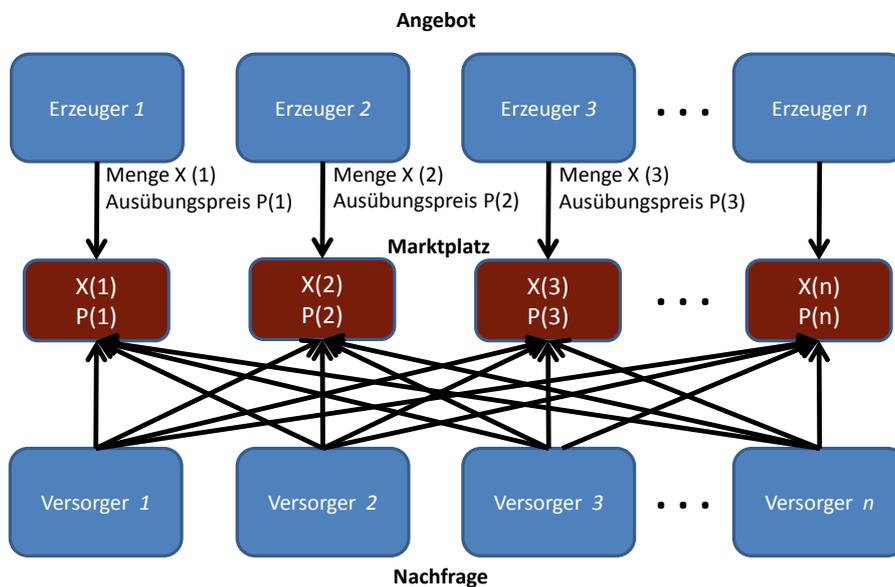
dichte der Preise ist in den höheren Preisebenen sehr gering, womit höhere Ausübungspreise ab einem bestimmten Niveau einen marginalen Effekt auf die sinkenden Kapazitätsmarkteinnahmen haben. Ein weiterer Faktor betrifft die nicht linear verlaufende Gewinnfunktion. Hierbei ist möglich, dass, je nach erwartetem Preisniveau, die Teilnahme in Runde n geringere Einnahmen, wenn nicht sogar Verluste, einbringt als in Runde $n - 1$ und $n + 1$. Bei einem fixen Ausübungspreis sinkt der Gewinn automatisch bei Abnahme der Kapazitätspreise, was eine Kalkulation für Erzeuger wesentlich einfacher macht. Die Höhe des Ausübungspreises ist in beiden Fällen administrativ und unterliegt dem Risiko eines ineffizienten Preisniveaus. Im variablen Ausübungsmodell kommt noch die Wahl der Intervalle hinzu, was das regulatorische Risiko erhöht.

Es existiert, trotz geeigneter Indikatoren und Berechnungsgrundlagen, eine gewisse Willkür bei der Festlegung des maximalen Kapazitäts- und Ausübungspreises. Mag der Referenzwert grundsätzlich an den fixen und variablen Kosten eines Spitzenlastkraftwerks orientiert sein, so ist dennoch eine gewisse Bandbreite an Preisniveaus möglich. Zudem ist die Intervallgröße, in der Abbildung als δ oder ϵ gekennzeichnet, ebenfalls kritisch. Ein zu groß gewähltes Intervall kann zu Ineffizienzen führen, wenn dadurch Auktionen früher gestoppt würden, als es eigentlich nötig wäre, z.B. Preisintervalle von 1000 €/MW-Tag. Werden die Schritte infinitesimal klein, so steigert sich die Anzahl der Runden. Jedoch dürfte dies volkswirtschaftlich weniger schädlich sein als ein zu grob bemessenes Preisintervall. Die Idee der Kopplung des Ausübungspreises an den Kapazitätspreis sollte daher theoretisch und in Simulationen auf potenzielle Vorteilhaftigkeit gegenüber der fixen Variante untersucht werden.

Die zweite Variante löst sich von den Höhenvorgaben für den Ausübungspreis und stellt somit eine kraftwerksspezifische Preisobergrenze dar, wie sie auch Joskow und Tirole (2008) vorschlagen. Dies ist jedoch insofern kompliziert, als dass ein einheitlicher Kapazitätspreis mit unterschiedlichen Ausübungspreisen nur schwer umsetzbar ist. Es müsste also möglich sein, dass auf individueller Ebene sehr niedrige Aus-

übungspreise bei Kohlekraftwerken mit hohen Kapazitätspreisen verbunden sind, während gleichzeitig Betreiber von Gasturbinen sehr niedrige Kapazitätspreise in Kombination mit einer höheren Preisobergrenze anbieten. Daher scheint diese Lösung besonders für das freiwillige Modell interessant zu sein, welches individuelle Angebote vorsieht. Da, wie zuvor beschrieben, nicht bloß Kapazität bei einem solchen Modell angeboten wird, ist die Kernidee der Call-Option erhalten geblieben. Es wird ein individueller Ausübungspreis P_s für ein bestimmtes Kapazitätsvolumen angeboten, wobei der Ausübungspreis nicht regulatorisch, sondern von den Erzeugern gesetzt wird. Somit entsteht der Gebotswettbewerb über die Höhe der Ausübungspreise. Der sich über die Auktion ergebende Endpreis ist also der Kapazitätspreis.

Abbildung 46: Modell zur Implementierung eines Ausübungspreises II



Quelle: Eigene Darstellung.

Neben dem Energiemarkt ist auch die Berücksichtigung der technisch-physikalischen Bedingungen und Kapazitäten der Übertragungsnetze notwendig. Es stellt sich also die Frage, ob die Anforderungen an den Netzausbau und die damit verbundenen Kosten nicht mit einer Standortbeeinflussung durch den Kapazitätsmarkt kombiniert werden. Für den freiwilligen Markt ist diese Überlegung insofern kritisch, als dass keine Referenzwerte, z.B. Maximallast und -kapazität innerhalb einer Region, hierfür existieren. Zudem wäre ein prinzipieller Aufschlag deshalb ein Grund für die Nichtteilnahme der Versorger am Markt, da ein solcher Aufschlag bei normaler Partizipation am Energiemarkt wegfällt. Außerdem wäre die Höhe dieses Aufschlages fraglich. Daher wird der Fokus im Weiteren auf die verpflichtende Teilnahme am Markt gelegt.

Zunächst ist eine Entscheidung zu treffen zwischen mehreren regionalen Preiszonen oder einer einheitlichen Preiszone Deutschland/Österreich. Bei letztgenannter Betrachtung werden Netzengpässe ignoriert und ein Preisaufschlag hinfällig. Somit ist fraglich, ob das existierende Nord-Süd-Gefälle bzw. die zu erwartenden Probleme

im Südwesten Deutschlands bestehen bleiben oder über andere Mechanismen gelöst werden müssten. Ein Grund dafür ist, dass die bei der Standortwahl entscheidenden Faktoren wie z.B. Kühlwasserzugang oder Brennstofftransportkosten eher für den Bau in küsten- oder flusnnahen Regionen sprechen (Consentec/Frontier Economics, 2008: 25-48). Somit wird bei Fortbestehen der Ballungszentren der Erzeugung ein Ausbau der Netze notwendig⁵⁶, obwohl aus volkswirtschaftlicher Sicht eine temporäre finanzielle Belohnung für eine lastnahe Ansiedlung günstiger sein könnte. Demnach besitzt eine Auktion mit bundesweit einheitlichem Ergebnis einen allgemeinen Anreizcharakter ohne Standortsteuerungselement.

Eine Zoneneinteilung im Sinne des zuvor beschriebenen Regionenmodells würde ein flexibles Anreizsystem zur Folge haben. Existiert ausreichend lokale Erzeugungskapazität in jeder Zone, so sollte das Ergebnis der Auktion einheitlich sein. Im Fall von Lastüberschussgebieten würde sich dies in den regionalen DCA niederschlagen. Dort würden Überkapazitäten aus Gebiet A in die Auktion von Region B einfließen, sobald die Auktion in Region A abgeschlossen ist. Dies sollte die Kapazitätspreise in Region B weiter senken, wobei die Importe durch die verfügbaren Übertragungsnetzkapazitäten beschränkt sind.

Eine Alternative wäre eine Netzeinspeisegebühr, wie sie etwa in Schweden oder England existiert. Diese wäre zwar unabhängig vom Kapazitätsmarkt und somit nicht durch die missbräuchliche Ausübung von Marktmacht. Notwendige Bedingung für solche Mechanismen ist, dass sie temporärer Natur sind, d.h. bei ausreichender Kapazitätsansiedlung fällt der Zusatzmechanismus weg. Die Kurzfristigkeit der Einspeisegebühr, wie letztlich auch des Kapazitätspreisaufschlags, ist aber sowohl Vor- als auch Nachteil. Der Nachteil besteht darin, dass der kurzfristige Anreiz insofern unsicher ist, als dass die Dauer nicht genau abschätzbar ist. Somit ist dieser Investitionsanreiz als Steuerungselement eher fraglich (Fraser und Nieto, 2007). Jedoch ist ebenfalls diskussionswürdig, ob eine Investitionsentscheidung nur von der Möglichkeit zu erzielender lokaler Kapazitätspreisaufschläge abhängig gemacht wird bzw. werden sollte. Denn ein kurzfristiger Kapazitätsaufschlag müsste so groß sein, dass er dauerhaft höhere Brennstofftransportkosten aufgrund einer ungünstigeren Lage mindestens ausgleichen könnte.

4.2.5 Bewertung

Bei der Implementierung eines Kapazitätsmarktes existieren viele wichtige Stell-schrauben im System, welche großen Einfluss auf das Gesamtdesign und auch die volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit gegenüber Energy-Only-Systemen haben. Diese Eckpfeiler können vor allem durch politischen Einfluss maßgeblich verzerrt werden, wie z.B. die Teilnahmebedingungen und die Festsetzung der Parameter zur Bestimmung eines VoLL, Ausübungspreises, Gebotsgrößen usw. Es gibt außerdem drei weitere kritische Punkte, welche gegen eine derartige Lösung sprechen können. Eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt geht mit der Verpflichtung zur Teilnahme am Energiemarkt einher. Dies bedeutet, dass ausländische Teilnehmer die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen dauerhaft gemietet haben, damit sie das Versprechen

⁵⁶Die Notwendigkeit lastnaher Erzeugung zur Aufrechterhaltung der Netzspannung in der jeweiligen Region wird ausführlich durch die Bundesnetzagentur belegt, siehe BNetzA, 2011c.

der permanenten Bereitschaft auch erfüllen können. Aus rein ökonomischer Sicht stellt die Finanzierung ausländischer Kraftwerke insofern kein Problem dar, als dass diese für den Zeitraum des Kontraktes dauerhaft dem Markt angehören. Auf politischer bzw. gesellschaftlicher Ebene gilt es allerdings zu klären, ob die Finanzierung von ausländischen Kraftwerken gewünscht wird. Konkret lautet der Vorwurf, dass deutsche-österreichische Konsumenten die Versorgungssicherheit anderer Länder bezahlen. Dem ist klar entgegen zu halten, dass die Kraftwerke sich verpflichtet haben konkret in den deutschen Markt zu bieten. Erst wenn diese Kraftwerke nicht gerufen werden, besteht für sie die Möglichkeit im heimischen Energiemarkt Strom zu veräußern.

Ebenso ergeben sich Querfinanzierungen im umgekehrten Fall, wie Eurolectric (2011) für den Fall eines Couplings zwischen Kapazitätsmarkt und Energy-Only-Markt plus Notreserve zeigt. Da der nationale Bedarf im Kapazitätsmarkt plus einer zusätzlichen Reserve gedeckt wird, steht diese Reserve zunächst primär dem deutschen Kapazitätsmarkt zu. Da diese Überkapazitäten jedoch nur in sehr wenigen Fällen im Jahr gebraucht werden, können diese beim Coupling anderen Gebieten zur Verfügung stehen. Somit trägt das System mit Kapazitätsmarkt, in diesem Fall Deutschland/Österreich, zwar alleine die Kosten der Bereitstellung des Kraftwerks, aber es profitieren alle von dem Beitrag dieses Kraftwerks zur Systemsicherheit.⁵⁷ Eine weitere Konsequenz ist, dass die unterschiedlichen Marktsysteme auch unterschiedliche hohe Investitionsanreize liefern. Sind diese Unterschiede ausreichend hoch genug, ergeben sich im europäischen Kontext Fehlallokationen in der Erzeugung, d.h. neue Engpässe zwischen den Ländern können entstehen. Dies, so auch Eurolectric (2011), ist eine langfristige Gefährdung der Idee eines europäischen Binnensystems und somit ist ein lokaler Kapazitätsmarkt im europäischen Verbund von Energy-Only-Märkten eher inakzeptabel. Ein verpflichtender Kapazitätsmarkt würde den Effekt verstärken, was die Gesamtkosten für die Verbraucher in hohem Maße beeinflussen kann. Der Referenzwert für die benötigte Kapazität hängt, wie zuvor gezeigt, davon ab, ob die komplette Nachfrage durch einen konventionellen Park gespiegelt werden muss oder ob auch weniger Kapazitäten ausreichen könnten. Wenn beispielsweise statt 79 GW plus 10% nur 60 GW plus 10% gebraucht würden, hätte das erhebliche Auswirkungen auf den Kapazitätspreis. Je höher der Referenzwert, desto höher der Anteil selten aktiver Kraftwerke, welche wiederum als Exporteure in benachbarte Länder Strom verkaufen können.

Kapazitätsmärkte sind vor allem langfristige Märkte mit Handelszeiträumen, die sich je nach Ausgestaltung auf wenige Jahre oder sogar ein Jahrzehnt erstrecken können. Somit wird auch deutlich, dass ein deutscher Alleingang seinen vollen Effekt erst mit großer Verzögerung zeigen würde. Jedoch ist gleichzeitig zu erwarten, dass die marktliche Integration der europäischen Strommärkte in den nächsten zehn bis zwanzig Jahren deutlich angestiegen sein dürfte. Wie zuvor skizziert, kann ein einzelnes Kapazitätssystem im europäischen Kontext eher eine Systemstörung verursachen. Dies spricht dann erneut gegen eine Implementierung.

⁵⁷Im aktuellen Gutachten der Monopolkommission wird dort ebenfalls auf das Problem hingewiesen, Monopolkommission (2011: 185).

Eine Verbesserung der wettbewerblichen Situation ist durch einen Systemwechsel eher nicht zu erwarten. Eine gewisse Marktmacht ist auf den bisherigen Strommärkten systemimmanent und kann entweder nur durch Hilfsmechanismen mit Nebenefekten, z.B. Preisobergrenzen und das Missing-Money-Problem, oder durch schwere Eingriffe in den Markt, z.B. Entflechtung, zu einem gewissen Grad eingedämmt werden. Einzig der Einstieg neuer Wettbewerber gilt als reine marktliche Lösung. Dagegen bieten Kapazitätsmärkte, vor allem mit lokalen Engpassaufschlägen, keinerlei Lösung. In der folgenden Tabelle sind zwei mögliche Ausgestaltungen zusammengefasst, die davon abhängen, wie hoch die Bereitschaft zur kurzfristigen Veränderung des Marktes ist. Die wichtigste Unterscheidung liegt hierbei in der Teilnahmebedingung, da sich die restlichen Abweichungen aus unserer vorherigen Analyse ergeben.

Tabelle 33: Designvorschläge für einen Kapazitätsmarkt

Elemente	System I	System II
Marktabgrenzung	D+Ö	D+Ö
Teilnahmepflicht	Nein	Ja
Teilnehmer	Kein Wind/Solar	Kein Wind/Solar
Handelssystem	Indiv. Auktion	DCA
Energiemarkt	Indiv. Strike Price	Var. Strike Price
Engpassaufschlag	Nein	Möglich
Einführung	Kurzfristig	Langfristig

Quelle: Eigene Darstellung.

4.3 Implementierung eines europäischen Kapazitätsmarktes

Ein europäischer Binnenmarkt setzt im Prinzip voraus, dass entweder im gesamten Raum das gleiche Handelssystem herrscht oder zumindest ähnliche Systeme existieren, welche eine derartige Kombination bilden, dass diese nicht den Optimierungsprozess beeinträchtigen. Dies ist jedoch bei einem Flickenteppich an Systemen mehr als fraglich. Ein so großer Einschnitt wie die Einführung eines Kapazitätsmarktes in den europäischen Handel bzw. das Stromsystem ist langwierig, komplex und kann nicht in dieser Untersuchung vollständig erfasst werden. Daher soll an dieser Stelle nur eine Skizzierung einer möglichen Implementierung im europäischen Raum erfolgen. Vor allem die Angabe eines Zeitraumes zur Einführung und damit verbundenen Simulation eines konkreten Modells kann nicht gegeben werden, da zunächst andere wichtige Bedingungen erfüllt werden müssen, z.B. vollständige Integration des vorher zu definierenden Energiemarktes, eine einheitliche marktliche Integration der erneuerbaren Energien und eine gemeinsame Energiepolitik der beteiligten Länder. Die grundlegenden Designelemente weichen nicht signifikant vom zuvor beschriebenen lokalen Kapazitätsmarkt ab und werden daher nicht näher ausgeführt.

4.3.1 Marktabgrenzung und Teilnahmebedingungen

Die Marktabgrenzung erfolgt hier gemäß der Annahme, dass das für Deutschland relevante Gebiet zumindest die im europäischen Market Coupling gemäß CWE-EMCC betroffenen Länder umfasst. Das heißt, dies betrifft die zentral-westeuropäischen Länder, den nordeuropäischen Verbund und Polen.⁵⁸ Dies bedingt im Prinzip auch die Einführung eines Systems mit Engpassgebieten, wie sie auch schon derzeit in den jeweiligen Teilgebieten existieren. Das System zur Abdeckung der Engpässe sollte entweder dem bereits bestehenden Market Coupling entsprechen oder die Gebiete werden neu eingeteilt, sodass auch ein Market-Splitting Modell in Betracht gezogen werden könnte.

Abbildung 47: Marktabgrenzung im europäischen Kapazitätsmarkt



Quelle: EMCC, 2011b.

Auf europäischer Ebene existieren die gleichen Möglichkeiten zur Selektion der Teilnehmer wie im Fall eines lokalen Kapazitätsmarktes. Es gilt auch hier zu klären, ob der Markt freiwilliger oder verpflichtender Natur sein soll. Eine Verpflichtung zur Teilnahme würde prinzipiell jeden Erzeuger und Nachfrager im gesamten Gebiet umfassen, inkl. jener Importkapazitäten, welche gemäß der Netzkapazitäten an den Grenzkuppelstellen technisch möglich sind. Ein Kapazitätsmarkt mit Engpassgebieten im Stil eines Market Coupling hat eigentlich zur Folge, dass ein deutscher Teilnehmer zunächst in den deutsch-österreichischen Markt bieten dürfte. Da der Kapazitätsmarkt jedoch für das gesamte europäische System gilt, wäre es auch möglich, die Beschränkung auf das lokale Gebiet aufzuheben und somit den bisherigen Dispatch unberührt zu lassen.

Das Grundmuster eines freiwilligen Marktes müsste im Prinzip immer noch dem

⁵⁸Da eine Einführung zeitlich sehr weit im Voraus geplant werden muss, ist eine genaue Festlegung der Grenze nicht möglich.

des Market Coupling entsprechen, d.h. ein französischer Versorger würde eher einen heimischen Anbieter oder einen aus einem angrenzenden Nachbarstaat auswählen. Denn ein freier Handel zwischen einem finnischen Anbieter und einem französischen Versorger ist alleine aus Gründen des optimalen Kraftwerksdispatch auf europäischer Ebene zu hinterfragen.⁵⁹

Es erfolgt kein Ausschluss potenzieller Teilnehmer über andere Restriktionen mit Ausnahme der Anbieter von FEE. Speziell der Ausschluss von Atomkraftwerken ist auf europäischer Ebene alleine deshalb nicht sinnvoll, da es viele Länder gibt, z.B. Frankreich und Schweden, denen es auch in den nächsten zehn Jahren nicht möglich sein dürfte, die vorhandenen Kraftwerkskapazitäten durch andere konventionelle Erzeugungsarten in ausreichendem Maß zu ersetzen. Auf die rechtlichen Probleme wird an dieser Stelle nicht eingegangen, jedoch ist es denkbar, dass eine Diskriminierung von Atomkraftwerken auf europäischer Ebene nicht durchsetzbar ist.

4.3.2 Handelssystem und übergreifender Preismechanismus

Hinsichtlich der Produktdefinition ändert sich nichts gegenüber dem lokalen Kapazitätsmarkt. Das Produkt, MW/-Tag, ist mehrere Jahre im Voraus für einen Lieferzeitraum von mindestens einem Jahr auszuschreiben. Mehrere in zeitlichen Abständen (z.B. 1 Jahr) aufeinanderfolgende Auktionen für das gleiche Lieferjahr sollen Flexibilität bei der Sicherstellung des angestrebten Versorgungsniveaus ermöglichen. Die Höhe der auszuschreibenden Menge ist jedoch näher zu definieren. Hierbei sind mehrere Optionen möglich. Entweder die gesamte Nachfrage richtet sich nach dem höchsten gemessenen Peak im gesamten System, X_1 , oder nach der Summe aller nationalen Peaks, X_2 :

$$X_1 = \delta * \text{Max}(Z) \quad (19)$$

$$\text{mit } Z = \{z_1, z_2 \dots z_t \dots z_T\}; \quad z_t = \sum_{i=1}^n x_{i,t}$$

$$X_2 = \delta * \sum_{i=1}^n \text{Max}(x_i) \quad (20)$$

Es sei X der auszuschreibende Referenzwert, x_i die länderspezifische Last und δ der Reservefaktor mit $1 < \delta < \epsilon$, wobei ϵ das Maximum der erwünschten Reserve darstellt. Die Anzahl der Länder und der für die Errechnung des Peaks veranschlagte Zeitraum sei mit $i = 1 \dots n$ bzw. $t = 1 \dots T$ bezeichnet. Wie schon in den Kapiteln zuvor dargelegt, weisen die teilnehmenden Länder ihre 10% der höchsten Lasten im Jahr häufig zu den gleichen Zeitpunkten auf. Dies spricht eher für die zweite Gleichung, was zugleich auch die konservativere Schätzung darstellt, denn der erste Referenzwert ist per Definition nie größer als der zweite.

Da die Teilnahme an dem Markt verpflichtend ist, wird auf das vorgeschlagene

⁵⁹Hierbei kommen ebenso volkswirtschaftliche Kosten für den Transport des Stroms von Finnland nach Frankreich in Betracht wie auch die physikalischen Konsequenzen einer Erhöhung der Netzspannung in Finnland aufgrund der Einspeisung durch den finnischen Erzeuger.

System II aus dem lokalen Kapazitätsmarkt zurückgegriffen. Dies erfordert insofern nur wenige Änderungen, als dass die Auktionen, je nach Engpasssituation, in mehreren Teilgebieten abgehalten werden. Eine länderspezifische Anpassung an die jeweiligen Ausübungspreise könnte notwendig werden, da die Länder unterschiedliche Mixturen in ihren Kraftwerksparks aufweisen. Langfristig sollte, bei entsprechend vorhandenen Netzkapazitäten an den Grenzkuppelstellen, die Einheitspreisregel auf dem Energiemarkt greifen, sodass eine einheitliche Regelung für die Höhe des Ausübungspreises möglich sein sollte. Eine einheitliche Preisobergrenze wäre insofern von Vorteil, als dass dadurch eine neue Form der Systemarbitrage vermieden würde. Wenn der Energiemarkt in üblicher Weise weiterbetrieben und die Kapazitätsauktionen jedoch unterschiedlich schließen würden, ergäbe sich das Problem, dass Anbieter aus Gebieten mit hohen Kapazitäts-, aber niedrigen Ausübungspreisen versuchen könnten, grundsätzlich nur in Gebieten mit höheren Preisobergrenzen mitzubieten. Dies könnte dann nur umgangen werden, wenn sich die Preisobergrenze nur nach dem Gebiet richtet, in welchem der Anbieter seine Kapazität verkauft hat. Dieses Problem fiel bei Anwendung eines fixen Ausübungspreises gemäß Cramton und Stoff weg, sodass dies eine praktikablere Variante sein könnte. Zudem passen die Erzeuger ihre Kapazitätsgebote in Abhängigkeit zu den erwarteten Energiemarkterlösen bei Existenz eines Ausübungspreises an. Kraftwerke, die in Erwartung hoher Erlöse trotz Ausübungspreis sind, können demnach ihre Kapazitätsmarktgebote gegenüber der Konkurrenz absenken.

Eine Einteilung in Engpassgebiete, wenn auch gemäß nationaler Grenzen, würde eine Möglichkeit zur Steuerung der Kraftwerksansiedlung ermöglichen. Hierbei stünden erneut beide Varianten, also Kapazitätspreisaufschlag und Einspeisegebühr, offen.

4.3.3 Bewertung

Zunächst lässt sich festhalten, dass die grundsätzlichen Probleme eines Kapazitätsmarktes, z.B. die Verlagerung des Marktmachtproblems von Energie- auf Kapazitätsmarkt die gleichen sind, wie auch schon im lokalen Kapazitätsmarkt. Jedoch entfällt im Gegensatz zu einem lokalen Kapazitätsmarkt das Querfinanzierungsproblem aufgrund von Systemarbitrage. Da, in Abhängigkeit der vorhandenen Netzkapazitäten an den jeweiligen Grenzkuppelstellen, eine gewisse Reserve in jedem Land vorgehalten wird, ist diese Reserve nicht durch ein einziges Land zum Wohle anderer Länder finanziert worden. Daran anknüpfend wird im europäischen Raum kein Anreiz zur übermäßigen Ansiedlung von Kraftwerken im Kapazitätsmarkt aufgrund von Systemarbitrage erzeugt (Kapazitätszahlung vs. keine Zahlung).

Problematischer gestaltet sich die Verpflichtung zur Erzeugung im jeweiligen nationalen Kapazitätsmarkt bzw. in jenem Gebiet, in dem das Angebot akzeptiert wurde. Wenn beispielsweise ein polnischer Anbieter aufgrund erwarteter höherer Kapazitätszahlungen im deutschen Markt mitbietet, müsste dieser seine Kapazitäten stets zuerst in den deutschen Day-Ahead-Markt (und je nach Gestaltung auch in den Real-Time-Markt) bieten, obwohl der Optimierungsalgorithmus für das europäische System eine andere Lösung vorsehen könnte. Eine Behebung des Problems könnte dadurch erfolgen, dass der Exporteur zwar in die vorgesehene nationale Börse bietet, jedoch der europäische Dispatchprozess Vorrang hat und somit über das Gebot entscheidet. Dieses Problem verschärft sich, wenn Engpassgebiete, d.h. lokale Ka-

kapazitätspreisaufschläge, eingeführt werden, welche sich nicht auf nationale Grenzen beschränken, sondern gemäß der tatsächlichen Größe ergeben. Eine Netzeinspeisegebühr würde dieses Problem neben dem im Abschnitt zuvor angesprochenen Problem der Marktmacht ebenfalls beheben.

Insgesamt ist die Einführung eines Kapazitätsmarktes nur auf europäischer Ebene anzustreben, da eine lokale Variante dem ursprünglichen Gedanken eines einheitlichen Marktes widerspricht. Dies setzt jedoch eine Einigung auf ein geeignetes Kapazitätssystem voraus. Der zuvor skizzierte Markt könnte eine Lösung darstellen, besitzt allerdings immer noch die üblichen Probleme eines Kapazitätsmarktes.

4.4 Alternative Marktsysteme

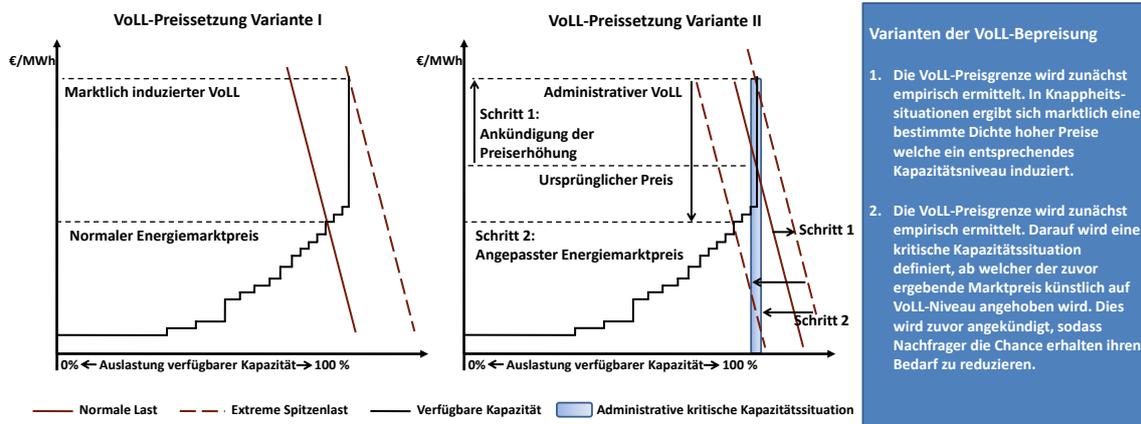
Kapazitätsmärkte bedingen ein starkes Eingreifen in das derzeitige System. Dies beinhaltet das Festlegen einer Vielzahl von Parametern. Dadurch entsteht Spielraum für Designfehler und politische Verzerrungen. Darüber hinaus muss ein Kapazitätsmarkt langfristig angelegt sein, kann und darf also keine Übergangslösung darstellen. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes auf europäischer Ebene würde eine weitgehende Vereinheitlichung der nationalen Systeme erfordern. Da eine solche Lösung nicht kurzfristig umsetzbar zu sein scheint, sollen in diesem Abschnitt alternative Marktsysteme und Übergangslösungen diskutiert werden. Dies soll nicht ausschließen, dass es langfristig einen Kapazitätsmarkt auf europäischer Ebene geben kann, wenn dies nötig wäre. Vielmehr sollen Ansätze gezeigt werden, die mittelfristig mit dem bestehenden Systemen den Anforderungen der Versorgungssicherheit gerecht werden können, sofern diese als nicht ausreichend erachtet wird.

Zuerst soll eine VoLL-Bepreisung nach australischem Vorbild vorgestellt werden. Alternativ dazu könnten auch strategische Kapazitätsreserven, die nur im Notfall Strom erzeugen, gehalten werden. Eine Kombination aus beiden Möglichkeiten könnte sowohl Versorgungssicherheit in Extremsituationen als auch Investitionsanreize sicherstellen. Wichtigste Voraussetzung dabei ist, dass der Energiemarkt in Deutschland und im europäischen Verbund grundsätzlich unverändert belassen werden kann.

4.4.1 VoLL-Bepreisung

Die VoLL-Bepreisung stellt im Vergleich zum Kapazitätsmarkt einen minimal-invasiven Eingriff in das bisherige deutsche und europäische System dar. Die Marktabgrenzung, die Teilnahmebedingung sowie das Handelssystem können in ihrer jetzigen Form erhalten bleiben. Lediglich der Preismechanismus muss angepasst werden, d.h. die bisherige Preisobergrenze wird durch den VoLL ersetzt. VoLL-Bepreisung erlaubt, dass in wenigen Stunden sehr hohe Strompreise erzielt werden. Während dieser Phasen entstehen sehr hohe Kosten für die Verbraucher. Diese werden aber im Vergleich zu einer pauschalen Umlegung von beispielsweise Kapazitätsszahlungen nur durch die tatsächlichen Verursacher getragen und entstehen nur bei Knappheit. Verbraucher, die auf Strompreise reagieren können, hätten den größtmöglichen An-

Abbildung 48: Modelle der VoLL-Bepreisung



Quelle: Eigene Darstellung.

reiz die Last zu verringern⁶⁰ bzw. den Konsum an den Lastverlauf anzugleichen. Dies stellt eine effiziente und CO_2 -neutrale Lösung des Knappheitsproblems dar. Knappheitssituationen sind zukünftig zu erwarten, wenn die Erzeugung der erneuerbaren Energien zu Peakzeiten auf das Minimalniveau zurückfällt. Diese Situationen treten unregelmäßig und abhängig von klimatischen Bedingungen auf. So können in bestimmten Zeiten keine oder nur wenige Knappheitssituationen auftreten, zu anderen dagegen relativ viele. Der Vorteil der VoLL-Bepreisung liegt darin, dass in Zeiten mit zuverlässiger Erzeugung durch EE keine weiteren Kosten anfallen, bei Knappheit dagegen sehr spezifische Anreize für konventionelle Kraftwerke gesetzt werden zu liefern.

Mechanismus

Zuerst ist die Entscheidung zu treffen, ob der VoLL marktlich oder administrativ induziert wird. In erstgenanntem Fall erzeugt das Marktgleichgewicht in Knappheitssituationen sehr hohe Preise. Existiert keine Preisgrenze, ergibt sich der VoLL endogen, wohingegen bei Bestehen einer Preisobergrenze, diese auf den empirisch errechneten VoLL heraufgesetzt wird (Variante I). Wird der Preis administrativ auf VoLL gesetzt, wie z.B. in Australien geschehen, muss definiert werden, was unter einer extremen Knappheitssituation verstanden wird und zuvor dem Markt klar signalisiert werden, dass diese Situation eintreten wird (Variante II).

Alle zu dieser Zeit produzierenden Kraftwerke werden deutlich überkompensiert im Vergleich zum sich ergebenden Marktgleichgewicht ohne administrativen Eingriff. Da VoLL-Zeiten eine enorme finanzielle Belastung für die Verbraucher bedeuten, ist der Einsatzzeitpunkt kritisch. Beispielsweise könnten die Preise auf das VoLL-Niveau angehoben werden, wenn 99% der vorhandenen Kapazität ausgelastet sind. Dies signalisiert zum einen, dass die Versorgung gefährdet ist, ruft aber gleichzeitig alle verfügbaren Kapazitäten ab und induziert im Idealfall eine Lastreduktion durch Verbraucher, wodurch die Knappheitssituation gelöst wird. Bei administrativer VoLL-

⁶⁰ Aluminiumwerke mit hohem Lastanteil können beispielsweise ihre Last sehr schnell reduzieren.

Bepreisung ist eine vorherige Signalisierung des Eingriffs notwendig. Nachfrager sind meist in Unkenntnis bezüglich der tatsächlichen Verfügbarkeit an Kraftwerkskapazitäten. Daher können sie nicht vollständig antizipieren, wann eine solche Situation eintritt. Daher orientieren sich ihre Preise auch eher an marktüblichen Situationen. Wird jedoch der Preis auf VoLL gesetzt, müssten einige Nachfrager das Gut weit oberhalb ihrer Zahlungsbereitschaft erwerben, ohne eine Möglichkeit der Gebotsstornierung. Dies ist in einem System mit administrativer VoLL-Zahlung unbedingt zu vermeiden.

Berechnung des VoLL

Die Hauptaufgabe liegt in der Berechnung des VoLL. Wie im Grundlagenkapitel bereits erwähnt, ist dies aufgrund der Heterogenität der Kunden oder der Dauer der möglichen Abschaltung nur schwer möglich. Bisher konnte auch noch keine einheitliche Berechnungsmethode gefunden werden. Eine grobe Abschätzung des VoLL auf Grundlage öffentlich zugänglicher Daten zeigt, dass selbst bei dieser Vorgehensweise sehr starke Schwankungen möglich sind. Als Berechnungsgrundlage dient die makroökonomische Variante, bei der die Bruttowertschöpfung (BWS) jedes Industriezweiges in ein Verhältnis zu seinem Verbrauch gesetzt wird. Die Daten decken einen Zeitraum von 2005 bis 2008 ab.

$$VoLL_i = \frac{BWS}{Stromverbrauch} \quad (21)$$

Da die Werte der BWS und des Verbrauchs nicht für alle Industriezweige vorhanden sind, errechnet sich der branchenspezifisch gewichtete Mittelwert anders als der branchenübergreifende Mittelwert. In Tabelle 34 sind Durchschnittswerte für den VoLL dargestellt, wobei die drei Werte sich auf den ungewichteten (VoLL1), verbrauchsgewichteten (VoLL2) und wertschöpfungsgewichteten VoLL (VoLL3) beziehen.

Tabelle 34: Durchschnittlicher VoLL in €/MWh, Deutschland

Jahr	2005	2006	2007	2008	2009
VoLL(1)	4466,34	4637,95	4698,51	4528,88	5001,84
VoLL(2)	2792,76	2886,82	2996,48	3054,27	3142,18
VoLL(3)	4632,31	4593,11	4838,82	4863,70	4895,22

Quelle: Eigene Berechnung anhand der Daten von AG Energiebilanzen, 2011 und Statistisches Bundesamt, 2011.

Zwei wichtige Komponenten wurden in dieser Analyse nicht berücksichtigt. Erstens, das Äquivalent der BWS als Instrument für den Nutzenverlust ist für die Haushalte nur schwer zu finden, da sich die Nutzeneinbuße anhand des Komplementärs von Strom, also die Nutzung elektronischer Geräte und Lichtquellen, berechnen müsste. Zweitens sind die Folgen eines längerfristigen Ausfalls von Industrieanlagen

nicht ausreichend durch diese Methode zu erfassen. Manche Industrieanlagen wären nach einem solchen Ausfall nicht mehr funktionsfähig und müssten ersetzt werden. Die Gewichtung aus BWS und Neuanschaffung von Industrieanlagen ist wichtig, um einen genaueren industriespezifischen VoLL zu errechnen. Dennoch zeigt die rudimentäre Abschätzung des VoLL, dass der Spielraum für politische Beeinflussung groß ist. In der hier angeführten Berechnung sind Unterschiede von knapp 2200€/MWh möglich⁶¹. Es ist also wichtig eine wenig beeinflussbare Methode zu finden. Wird der VoLL unterschätzt, werden u.U. nicht genügend Investitionsanreize gesetzt und die hohen Preise führen nicht zu ausreichender Versorgungssicherheit. Wird er dagegen überschätzt, kommt es zu hohen sozialen Kosten. Das Problem ist mit administrativen Kapazitätzahlungen zu vergleichen. Auch dort entscheidet nicht der Markt über die Höhe der Zahlungen. Eine Fehleinschätzung führt zwangsläufig zu Verzerrungen.

Bewertung

Neben der problematischen Berechnung des VoLL birgt auch das klimabedingte Auftreten der Knappheitssituationen einen Nachteil. Die sehr unsichere Entwicklung der Preise und das gelegentliche Auftreten von VoLL-Preisen erhöhen das Investitionsrisiko. Dies schlägt sich in höheren Risikoaufschlägen nieder, die von Investoren gefordert werden. Allerdings fallen die Probleme der Berechnung des VoLL bei Variante I in Abbildung 48 weniger ins Gewicht. Hier muss nur darauf geachtet werden, dass die Preisobergrenze oberhalb des VoLL gesetzt wird. Eine genaue Berechnung wie in Variante II ist nicht wichtig. Variante I ist somit weniger anfällig für administrative Fehler bei der VoLL Berechnung.

Ein weiterer Nachteil liegt darin begründet, dass für alle Erzeuger ein Anreiz besteht die VoLL-Bepreisung herbeizuführen. Gefahr besteht dann besonders durch große Marktteilnehmer, die Kapazitäten zurückhalten könnten, um so eine Knappheitssituation künstlich zu erzeugen. Dieses grundsätzliche Problem von Strommärkten wird durch die VoLL-Bepreisung nicht gelöst, sondern tendenziell noch verschärft. Allerdings haben alle Erzeugungskapazitäten einen sehr großen Anreiz dann verfügbar zu sein, wenn VoLL-Preise entstehen. Zum anderen muss, dem Beispiel Australien folgend, nach jeder VoLL-Preissetzung eine Untersuchung eingeleitet werden. Eine absichtliche Herbeiführung soll so zumindest erschwert werden. VoLL-Bepreisung würde also erfordern, dass sämtliche Preise oberhalb einer bestimmten Marke, die beispielsweise bei der derzeitigen Preisobergrenze liegen könnte, untersucht werden. Erzeugern müssten stärkere Auskunftspflichten auferlegt werden, um so die Ursachen hoher Preise besser nachvollziehen zu können.

Konsequenterweise würde die Knappheitssituation durch den Abruf sämtlicher verfügbarer Kapazitäten und dem freiwilligen Lastabwurf gelöst werden. Langfristig gesehen haben sämtliche Kapazitäten einen Anreiz zu VoLL-Zeiten verfügbar zu sein. Dies betrifft auch Import und Export. Abhängig von Höhe und Häufigkeit des Auftretens könnten sogar Spitzenlastkraftwerke, die nur in diesen Zeiten laufen ren-

⁶¹Die für die Berechnung verwendeten Zahlen finden sich im Anhang.

tabel sein. Auch alle anderen Kraftwerke profitieren natürlich von den Phasen sehr hoher Strompreise.

Vorteil der VoLL-Bepreisung ist, dass der Strommarkt wie bisher funktioniert, wenn ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen. Nur bei tatsächlicher Knappheit greift das System, dann werden auch Investitionsanreize in Form hoher Strompreise gesetzt. Konsumenten werden nur belastet, wenn nicht ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen.

Allerdings kann wesentlicher politischer Einfluss auf die Höhe des VoLL und auf die Definition einer Knappheitssituation genommen werden. Sehr kleine Änderungen können hier sehr große Auswirkungen haben. Ein Beispiel dafür wäre z.B. die Änderung des Einsatzzeitpunktes von 99% auf 95% der vorhandenen Kapazität oder eine Herabsetzung des VoLL von 12,500 €/MWh auf 1000 €/MWh. Außerdem müssen die Ursachen für die Preisspitzen durch eine Missbrauchsaufsicht kontrolliert werden, wie z.B. in Australien, um so Marktmachtmissbrauch aufzudecken und zu bekämpfen. Darüber hinaus sollte der Neueintritt weiterer Erzeuger zur Stärkung des Wettbewerbs gefördert werden. Ein VoLL-Preissystem sollte nur dann eingeführt werden, wenn bereits eine Preisobergrenze unterhalb des VoLL existiert. In einem Markt ohne Preisrestriktionen ist die Festlegung eines VoLL-Niveaus unnötig.

Insgesamt ist die zweite Variante gegenüber der ersten deutlich im Nachteil. Die erste Variante ist ohne großen Aufwand durchführbar, d.h. die technischen Preisobergrenzen werden bei Erreichen stets auf höhere Niveaus angehoben, sodass keine faktische Preisobergrenze existiert. Für die zweite Variante muss neben einer empirischen Schätzung noch dazu der Zeitpunkt des Signals und des tatsächlichen Eingriffs festgelegt werden. Außerdem wird administrativ in einen Mechanismus eingegriffen, der, bei Funktionsfähigkeit, genau dann die VoLL-Preisgrenze erreicht, wenn das Marktgleichgewicht sich in diesen kritischen Phasen befindet. Das bedeutet, dass jeder künstliche VoLL-Preis der sich nicht auch am Markt ergeben hätte, ein Knappheitsniveau suggeriert, das nicht existiert. Sinnvoll könnte ein administrativer VoLL nur dann sein, wenn davon ausgegangen wird, dass Verbraucher eine verzerrte Wahrnehmung besitzen und den eigenen Wert der Knappheit nicht korrekt bewerten.

Strategische Reservekapazität

Eine weitere Alternative, die weniger als Kapazitätsmärkte in das bestehende deutsche und das europäische Verbundsystem eingreift, ist das Vorhalten von Reserven. Dabei werden Kapazitäten vorgehalten und nur abgerufen, wenn der bestehende Kraftwerkspark nicht zur Deckung der Nachfrage ausreicht. Ziel ist es nicht, Investitionsanreize zur Bewältigung der Knappheitssituation durch marktliche Kräfte zu schaffen, sondern Stromausfälle aufgrund nicht ausreichender aktiver Kapazität zu vermeiden. Prinzipiell kann dieses Vorgehen mit einem langfristigen Regelenergiemarkt verglichen werden. Im Regelenergiemarkt werden die vorgehaltenen Reserven dazu verwendet kurzfristige Schwankungen auszugleichen.

Wie im Falle der VoLL-Bepreisung kann die Reserve vor allem dann eine entscheidende Rolle spielen, wenn schnell und zuverlässig auf unerwartete Ausfälle erneuerbarer Energien reagiert werden muss. Die vorangegangene Analyse der Versorgungssicherheit hat gezeigt, dass Wind und Solar innerhalb weniger Tage sehr unterschiedliche Erzeugungsprofile aufweisen können. Ist der verbleibende konventionelle Kraftwerkspark nicht in der Lage diese Schwankungen aufzufangen, kann das Vorhalten von Reserven volkswirtschaftlichen Schaden verhindern.

Teilnahmeberechtigung und Vergabemechanismus

Teilnahmeberechtigt sollten alle Kraftwerke sein, die technisch die Anforderungen eines Reservekraftwerks erfüllen. Entscheidend ist, dass das Kraftwerk bei niedrigen Kosten im Stand-by Betrieb gehalten und schnell hochgefahren werden kann. Die Auswahl der kostengünstigsten Kaltreserve sollte über einen marktlichen Vergabemechanismus erfolgen. Federico und Vives (2008: 130 ff.) diskutieren Vor- und Nachteile von Kapazitätsauktionen im Vergleich zu Kapazitätzahlungen. Grundsätzlich können diese Auktionen als Vorbild für die Verauktionierung von Kaltreserven dienen. Der Systembetreiber legt die gewünschte Menge an Reservekapazität fest und lässt den Markt dann entscheiden, zu welchem Preis er bereit ist diese Kapazität anzubieten.

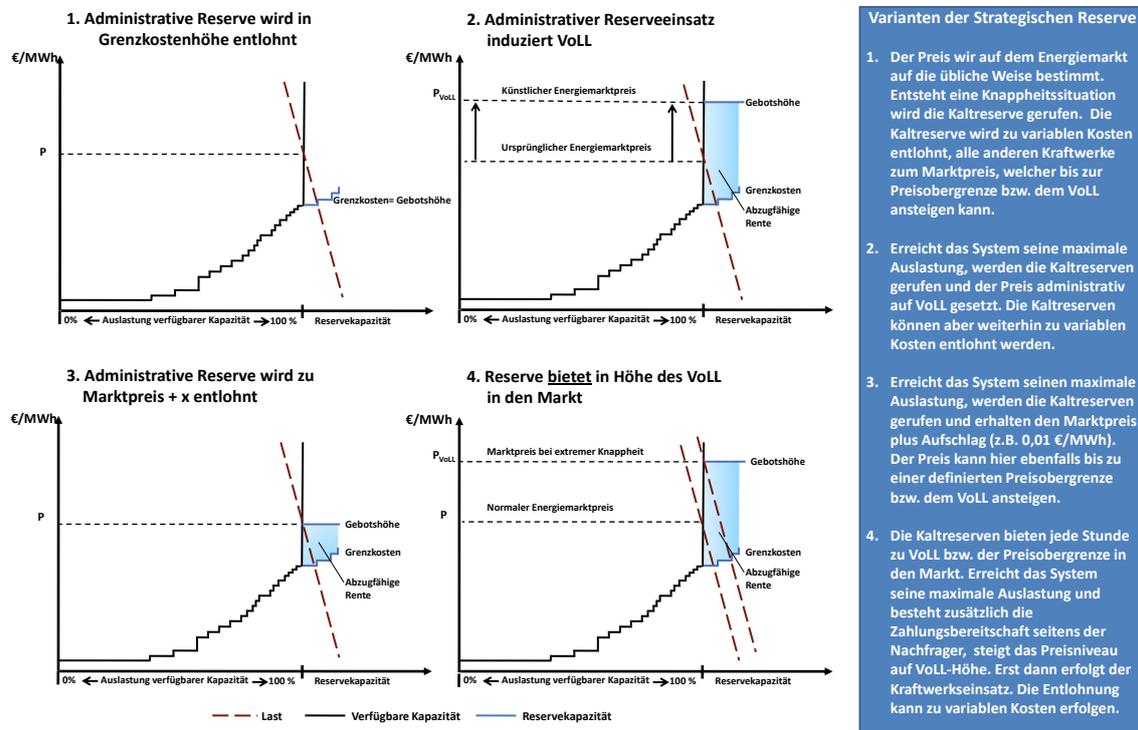
Federico und Vives kommen zu dem Schluss, dass Kapazitätsauktionen sehr einfach gestaltet sein können und z.B. mit sogenannten geschlossenen Auktionen gute Ergebnisse erzielt werden können. Kollusives Verhalten würde durch die großen Zeitabstände zwischen den Auktionen erschwert. Außerdem könnte der Kaltreserblock auch bewusst auf verschiedene Technologien und/oder neue Marktteilnehmer verteilt werden. Die Verauktionierung der Reservekapazität sollte so idealerweise die kostengünstigste Technologie bestimmen und auch die Technologien, die flexibel die Anforderungen erfüllen können. Die ausgeschriebene Menge muss ausreichend sein, um im Extremfall die zusätzliche Nachfrage zu decken, sollte aber minimalen Einfluss auf den Markt haben. Ausgeschrieben werden sollte deshalb die Differenz zwischen gewünschter Reservemarge und tatsächlich installierter/verfügbarer Kapazität. Soll die Peaknachfrage z.B. zu jeder Zeit zu 10% gedeckt sein, sind aber derzeit nur 7% verfügbar, sollten 3% der Peaknachfrage ausgeschrieben werden.

Um sicherzustellen, dass alle Kapazitäten als Kaltreserve bieten können, muss die Verauktionierung auf Grundlage der vorhergesagten Reservemarge mehrere Jahre im Voraus erfolgen. Dadurch können Kraftwerke, die geplant vom Netz gehen sollen, ihre Laufzeit verlängern oder aber neue Kraftwerke eintreten. Somit können sowohl bestehende als auch neue Kraftwerke an der Auktion teilnehmen.

Es sind verschiedene Möglichkeiten denkbar, welche sich in zwei Kategorien einteilen lassen, nämlich die Art der Teilnahme und die Höhe des Entgeltes. Genauer gesagt, soll geklärt werden, auf welche Art die Reservekapazitäten entlohnt werden und, ob sie aktiv am Markt teilnehmen oder administrativ eingesetzt werden. Abbildung 49 gibt einen Überblick über vier mögliche Varianten, welche sich in ihrer

Ausgestaltung sehr ähneln.

Abbildung 49: Modelle zur Kapazitätsreserve



Quelle: Eigene Darstellung.

Die ersten drei Varianten sehen einen administrativen Einsatz nach Beendigung des Markthandels vor und legen, je nach Ausgestaltung, die tatsächliche Entlohnung entweder auf Gebotshöhe oder variable Kostenniveau fest. In der ersten Variante werden die Kaltreserven einfach zu Grenzkosten entlohnt, ohne ein tatsächliches Gebot abzugeben. Somit ist auf den ersten Blick kein Eingriff in den Preismechanismus vorgenommen worden, jedoch sind die Effekte schwerwiegend. In Zeiten, in denen die Preise das Grenzkostenniveau der Reservekraftwerke überschreiten, können Nachfrager ihre Gebote zurückhalten, wodurch dann die günstigere Reserve aktiviert wird. Somit wird also letztlich in den Markt eingegriffen und die Häufigkeit notwendiger Preisspitzen nach unten verzerrt. Daher stellt dies keine vorteilhafte Variante dar. Ähnliches trifft auf die dritte Variante zu, da die Reserve zu einem Marktpreis plus (infinitesimal großen) Aufschlag vergütet wird. Demnach besteht kein Anreiz für Nachfrager, hohe Preise auf den Energiemärkten zu akzeptieren, wenn zu erwarten ist, dass die entsprechende überschüssige Nachfrage durch die Kapazitätsreserve gedeckt wird. Auch hier werden die notwendigen hohen Preisspitzen in ihrer Anzahl reduziert.

Die zweite und vierte Variante sind sich ebenfalls sehr ähnlich, da beide eine Entlohnung Voll-Niveau festlegen. Somit wird in diesen Zeiten absoluter Kapazitätsknappheit das dementsprechende Preisniveau induziert. Der Unterschied besteht in den unterschiedlichen Einsatzzeitpunkten. In Variante zwei ist dieser Zeitpunkt administrativ zu bestimmen. Das heißt, dem Markt wird unterstellt, die Knappheitssituation nicht adäquat abzubilden. Es besteht in diesem Modell die Möglichkeit, dass

die Reserve zu Zeitpunkten aktiviert wird, an denen keine Notwendigkeit besteht. In dieser Tatsache liegt der Vorteil der vierten Variante, welche die tatsächliche Zahlungsbereitschaft entscheiden lässt, siehe auch Finon, Meunier und Pignon (2008). Wenn die Reserve stets zur absoluten Preisobergrenze in den Markt geboten wird, erfolgt der tatsächliche Dispatch erst, wenn die Nachfrager bereit sind, dafür zu bezahlen. Dadurch sollen Investitionsanreize für alle anderen Kraftwerke entstehen. Dabei ist zu beachten, dass sich in einer extremen Knappheitssituation Variante zwei und vier entsprechen sollten. Da eine Marktarbitrage dadurch entsteht (Energemarkt vs. Reservemarkt), sollte dieser Anreiz dadurch genommen werden, dass die Entlohnung der Reservekraftwerke nur auf Grenzkostenniveau erfolgt. Finon, Meunier und Pignon (2008) verweisen darauf, dass auch bei einer Einführung strategischer Reserven

Bewertung

Das Halten von strategischen Reserven stellt einen einfachen Weg dar die Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen sicherzustellen. Allerdings handelt es sich dabei nicht um eine marktliche Lösung. Zwar kann der Markt durch den Vergabemechanismus bestimmen, zu welchem Preis er bereit ist diese Reserve vorzuhalten, und welche Kraftwerke diese Aufgabe am kostengünstigsten lösen. Die Entscheidung, wie viel Reserve benötigt wird, ist aber rein administrativ.

Es existieren zudem zwei grundsätzliche Bedenken bei der Einführung von Reservekapazitäten. Zunächst ist die Entlohnung auf Grenzkostenniveau nichts anderes als eine Kostenregulierung und somit schwierig zu realisieren. Es besteht für die Anbieter der strategischen Reserve nicht nur kein Anreiz die wahren Grenzkosten zu offenbaren, sondern diese nach oben verzerrt anzugeben. Somit ist, wie im Fall der Ausschreibung von Regelenergie, nicht nur der Leistungs-, sondern auch der Arbeitspreis ein Entscheidungskriterium bei der Auswahl der Reservekapazitäten. Herrscht ausreichend Konkurrenz um die Reservekraftwerke, ist der Anreiz höher, zumindest dicht in Höhe der wahren Grenzkosten zu bieten.

Der zweite Aspekt betrifft eine mögliche Marktverzerrung aufgrund der zuvor erwähnten Marktarbitrage zwischen Energie- und Reservemarkt, welche im schlimmsten Fall dazu führt, dass eine massive Verschiebung von Spitzenlastkapazitäten in den Reservemarkt stattfindet. Je mehr konventionelle Kapazitäten aufgrund geringer Laufzeiten und niedriger Preisspitzen den Reservemarkt dem Energiemarkt vorziehen, desto mehr verschiebt sich das zuvor sehr selektive Kapazitätssystem in Richtung Kapazitätsmarkt. Der Reservemarkt würde in seinem Ausschreibungsvolumen weiter anwachsen, da immer mehr zuvor verfügbare Kapazität nicht mehr in den Energiemarkt bietet und somit schneller extreme Knappheitssituationen eintreten. Deshalb muss der Mechanismus sicherstellen, dass für alle nicht an der Reserveausschreibung teilnehmenden Kraftwerke genügend Investitionsanreize bestehen und die strategische Reserve tatsächlich als letztes Mittel zur Vermeidung eines Stromausfalls eingesetzt wird, um volkswirtschaftlichen Schäden so gering wie möglich zu halten.

Durch die VoLL-Bepreisung entstehen zwar hohe Kosten, die unter Umständen po-

litisch unerwünscht sind. Dennoch entsteht keine dauerhafte Belastung der Konsumenten durch Kapazitätzahlungen an sämtliche Erzeuger, wie etwa im PJM Markt oder in Spanien. Außerdem werden durch die hohen Preise Signale an die Marktteilnehmer gesendet, so dass es beispielsweise zu freiwilligen Lastabwurf oder zum An gleichen des eigenen Verbrauchs an die Lastzeiten kommt. Sind Verbraucher direkt den Preisspitzen ausgesetzt so haben diese einen maximalen Anreiz ihren Verbrauch anzugleichen. Bis die europäischen Strommärkte ihre durch die EU zum Ziel gesetzte Marktintegration abgeschlossen haben, stellt die vierte Variante zumindest als Übergangslösung eine schnell einföhrbare Alternative dar. Die zu tragenden Kosten für die Reserve sind zwar abhängig von der Art der Ausschreibung und dem Grad an Wettbewerb, jedoch dürften die Kosten zumindest geringer sein, als die einer Einführung eines vollständigen Kapazitätsmarktes. Ob die Einführung eines solchen notwendig wird, sollte auf europäischer Ebene entschieden werden.

4.5 Zusammenfassung

Der deutsche Markt folgt in seiner Struktur einem Energy-Only-System, wobei im Vergleich zu Schweden und Australien bisher keine Markteingriffe in Form von Preisobergrenzen oder Ausschreibungen für langfristige Kapazitätsreserven erfolgt sind. Ob der Markt in Deutschland funktioniert oder nicht, kann nicht eindeutig geklärt werden. Hinsichtlich der historischen Versorgungssicherheit kann festgehalten werden, dass in Deutschland stets ausreichend Kapazitäten zur Deckung der Nachfrage vorhanden waren, was allerdings auch durch Restbestände an Erzeugungskapazitäten aus den Zeiten vor der Marktliberalisierung bedingt wird. Dementsprechend sind die Preise in Deutschland im Vergleich zur Gesamtanzahl der Stunden auch selten über 100 oder 500 €/MWh gestiegen.

Unabhängig davon, ob das Marktsystem bestehen bleibt oder nicht, ergeben sich Probleme, welche aufgrund des gesellschaftlichen Konsenses hinsichtlich des stärkeren Einflusses der Umweltpolitik auf den Energiesektor nicht vermeidbar sind und im Marktdesign Berücksichtigung finden müssen. Es gilt, drei fundamentale Themenkomplexe zu analysieren und zu bewerten.

- Der Ausbau der EE erfordert einen konventionellen Schattenpark. Da dieser bei abnehmenden Volllaststunden immer teurer wird, stellt sich die Frage nach der Balance aus dem Ausbau EE einerseits und den damit verbundenen Kosten der Sicherstellung eines gewissen Versorgungsniveaus andererseits.
- Die fortschreitende Marktintegration bis hin zum gemeinsamen europäischen Binnenmarkt für Strom ist weiter zu forcieren. Der relevante Markt muss in seinen Grenzen eindeutig definiert sein, bevor ein neues Marktsystem implementiert wird.
- Nachfrageseitige Möglichkeiten zur Senkung des Strombedarfs bilden die dritte wichtige Herausforderung. Ein System, welches in seinem Bedarf nach Strom flexibel reagieren kann, schafft klimaschonende Möglichkeiten zur Vermeidung von Stromausfällen und dient als wettbewerbsökonomisches Element zur Eindämmung von Marktmachtmissbrauch.

Bei der Implementierung eines Kapazitätsmarktes existieren viele wichtige Stell-schrauben im System, welche großen Einfluss auf das Gesamtdesign und auch die volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit gegenüber Energy-Only-Systemen haben. Einige dieser Systemelemente können vor allem durch politischen Einfluss negative Auswirkungen haben. Dazu zählen so grundlegende Faktoren wie die Festlegung der Teilnahmebedingungen und die Festsetzung der Parameter zur Bestimmung eines VoLL, Ausübungspreises, Gebotsgrößen et cetera. So hängt etwa der Referenzwert für die benötigte Kapazität davon ab, ob die gesamte Nachfrage durch einen konventionellen Park gespiegelt werden muss oder auch ein Vorhalten von weniger Kapazitäten ausreichen könnte. Wenn beispielsweise statt 79 GW plus 10% nur 60 GW plus 10% gebraucht würden, hätte das erhebliche Auswirkungen auf den Kapazitätspreis. Je höher der Referenzwert, desto höher ist der Anteil jener Kraftwerke, die nur wenige Stunden im Jahr Strom erzeugen. Es gibt außerdem drei weitere kritische Punkte, welche gegen eine derartige Lösung sprechen können.

1. Eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt geht mit der Verpflichtung zur Teilnahme am Energiemarkt einher. Dies bedeutet, dass ausländische Teilnehmer die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen dauerhaft mieten müssten, damit sie das Versprechen der permanenten Bereitschaft auch erfüllen können. Aus rein ökonomischer Sicht stellt die Finanzierung ausländischer Kraftwerke insofern kein Problem dar, als dass diese für den Zeitraum des Kontraktes dauerhaft dem Markt angehören. Auf politischer bzw. gesellschaftlicher Ebene gilt es allerdings zu klären, ob die Finanzierung von ausländischen Kraftwerken gewünscht wird. Konkret lautet der Vorwurf, dass deutsche wie österreichische Konsumenten die Versorgungssicherheit anderer Länder bezahlen. Dem ist klar entgegen zu halten, dass die Kraftwerke sich verpflichtet haben, in den deutschen Markt zu bieten. Erst, wenn diese Kraftwerke nicht gerufen werden, besteht für sie die Möglichkeit im heimischen Energiemarkt Strom zu veräußern.
2. Ebenso ergeben sich Querfinanzierungen im umgekehrten Fall, wie Euroelectric (2011) für den Fall eines Couplings zwischen Kapazitätsmarkt und Energy-Only-Markt plus Notreserve zeigt. Da der nationale Bedarf im Kapazitätsmarkt plus einer zusätzlichen Reserve gedeckt wird, steht diese Reserve zunächst primär dem deutschen Kapazitätsmarkt zu. Da diese Überkapazitäten jedoch nur in sehr wenigen Fällen im Jahr gebraucht werden, können diese beim Coupling anderen Gebieten zur Verfügung stehen. Somit trägt das System mit Kapazitätsmarkt, in diesem Fall Deutschland/Österreich, zwar alleine die Kosten der Bereitstellung des Kraftwerks, aber es profitieren zusätzlich auch die europäischen Nachbarstaaten von dem Beitrag dieses Kraftwerks zur Systemsicherheit.
3. Eine weitere Konsequenz ist, dass die Marktsysteme auch unterschiedlich hohe Investitionsanreize hinsichtlich der Standortwahl liefern. Sind diese Unterschiede hoch genug, ergeben sich im europäischen Kontext Fehlallokationen in der Erzeugung, d.h. neue Engpässe zwischen den Ländern können entstehen. Dies ist eine langfristige Gefährdung der Idee eines europäischen Binnenmarktes und somit ist ein lokaler Kapazitätsmarkt im europäischen Verbund von Energy-Only-Märkten eher inakzeptabel.

Kapazitätsmärkte sind vor allem langfristige Märkte mit Handelszeiträumen, die sich je nach Ausgestaltung auf wenige Jahre oder sogar ein Jahrzehnt erstrecken können. Somit wird auch deutlich, dass ein deutscher Alleingang seinen vollen Effekt erst mit großer Verzögerung zeigen würde. Jedoch ist gleichzeitig zu erwarten, dass die marktliche Integration der europäischen Strommärkte in den nächsten zehn bis zwanzig Jahren deutlich angestiegen sein dürfte. Ein einzelnes Kapazitätssystem kann im europäischen Kontext eher eine Systemstörung verursachen. Dies spräche erneut gegen eine Implementierung.

Eine Verbesserung der wettbewerblichen Situation ist durch einen Systemwechsel eher nicht zu erwarten. Marktmacht ist auf Kapazitätsmärkten systemimmanent und kann entweder nur durch Hilfsmechanismen mit Nebeneffekten, z.B. Preisobergrenzen, oder durch schwere Eingriffe in den Markt, z.B. eigentumsrechtliche Entflechtung, zu einem gewissen Grad eingedämmt werden. Einzig der Einstieg neuer Wettbewerber gilt als reine marktliche Lösung. Dagegen bieten Kapazitätsmärkte, vor allem mit lokalen Engpassaufschlägen, keinerlei Lösung.

Hinsichtlich der Implementierung eines Kapazitätssystemes im europäischen Raum lässt sich zunächst festhalten, dass die Probleme eines nationalen Kapazitätsmarktes, z.B. die Verlagerung des Marktmachtproblems, im europäischen Modell die gleichen sind. Jedoch entfällt im Gegensatz zu einem nationalen Kapazitätsmarkt das Querfinanzierungsproblem aufgrund von Systemarbitrage. Da, in Abhängigkeit der vorhandenen Netzkapazitäten an den jeweiligen Grenzkuppelstellen, eine gewisse Reserve in jedem Land vorgehalten wird, ist diese Reserve nicht durch ein einziges Land zum Wohle anderer Länder finanziert worden. Daran anknüpfend wird im europäischen Raum kein Anreiz zur übermäßigen Ansiedlung von Kraftwerken im Kapazitätsmarkt aufgrund von Systemarbitrage erzeugt (Kapazitätssystem vs. keine Zahlung).

Problematischer gestaltet sich die Verpflichtung zur Erzeugung im jeweiligen nationalen Kapazitätsmarkt bzw. in jenem Gebiet, in dem das Angebot akzeptiert wurde. Wenn beispielsweise ein polnischer Anbieter aufgrund erwarteter höherer Kapazitätssysteme im deutschen Markt mitbietet, müsste dieser seine Kapazitäten stets zuerst in den deutschen Day-Ahead-Markt (und je nach Gestaltung auch in den Real-Time-Markt) bieten, obwohl der Optimierungsalgorithmus für das europäische System eine andere Lösung vorsehen könnte. Eine Behebung dieses Problems könnte dadurch erfolgen, dass der Exporteur zwar in die vorgesehene nationale Börse bietet, jedoch der europäische Dispatchprozess Vorrang hat und somit über das Gebot entscheidet. Dieses Problem verschärft sich, wenn Engpassgebiete, d.h. lokale Kapazitätspreisaufschläge, eingeführt werden, welche sich nicht auf nationale Grenzen beschränken, sondern gemäß der tatsächlichen Größe ergeben. Eine Netzeinspeisegebühr würde dieses Problem neben dem im Abschnitt zuvor angesprochenen Problem der Marktmacht ebenfalls beheben. Insgesamt ist die Einführung eines Kapazitätssystemes nur auf europäischer Ebene anzustreben, da eine lokale Variante dem ursprünglichen Gedanken eines gemeinsamen Marktes widerspricht. Dies setzt jedoch eine Einigung auf ein geeignetes Kapazitätssystem voraus. In der fol-

genden Tabelle sind zwei mögliche Ausgestaltungen als Ergebnis der Untersuchung zusammengefasst, die davon abhängen, wie hoch die Bereitschaft zur kurzfristigen Veränderung des Marktes ist. Die wichtigste Unterscheidung liegt hierbei in der Teilnahmebedingung, da sich die restlichen Abweichungen aus der weiteren Analyse ergeben.

Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes

Elemente	System I	System II
Teilnahmepflicht	Nein	Ja
Teilnehmer	Alle außer FEE	Alle außer FEE
Handelssystem	Indiv. Auktion	Descending Clock Auktion
Energiemarkt	Indiv. Ausübungspreis	Var. Ausübungspreis
Engpassaufschlag	Nein	Möglich
Einführung	Kurzfristig	Langfristig

Quelle: Eigene Darstellung.

Die erste entscheidende Stufe betrifft die Frage nach der Notwendigkeit des Systems. Wird ein Energy-Only-Markt, wie er in Deutschland derzeit existiert, als nicht mehr funktionsfähig zur Absicherung der Versorgung erachtet, so muss dies administrativ geschehen. Dies erfordert ein Kapazitätsmarktsystem mit verpflichtender Teilnahme der Erzeuger und Versorger („System II“). Wird dem Prinzip des Energy-Only-Marktes noch vertraut, jedoch eine zusätzliche Möglichkeit zum Handel von Absicherungsprodukten als wichtig erachtet, so könnte die mit „System I“ bezeichnete Variante sinnvoll sein. Die skizzierten Märkte besitzen allerdings immer noch die üblichen Probleme eines Kapazitätsmarktes.

In beiden Vorschlägen sollen fluktuierende erneuerbare Energien von der Teilnahme eher ausgeschlossen werden, da jeder Erzeuger in einem Kapazitätssystem eine Garantie zur Leistungserbringung geben muss. Dies ist aufgrund der Eigenschaften des Primärenergieträgers jedoch ohne die Verwendung ausreichender Speichermöglichkeiten nicht möglich.

Der Handel der Kontrakte soll über Auktionen erfolgen und langfristig ausgelegt sein, d.h. der Handelszeitpunkt soll mehrere Jahre vor Beginn des Lieferzeitraums liegen. Der letztgenannte Punkt soll sowohl einer gewissen Planungssicherheit dienen als auch die Markteintrittsbarrieren für potenzielle Erzeuger senken.

Abhängig vom ersten Entscheidungsschritt, also der Freiwilligkeit der Teilnahme, ändern sich die gehandelten Produkte und die Auktionen. In System I sollen die Erzeuger ähnlich Auktionsplattformen wie eBay oder Amazon ihre Mengen kombiniert mit einer Preisobergrenze (Ausübungspreis) auf dem Energiemarkt anbieten. Der erzielte Auktionspreis ist der Kapazitätspreis und gleichzeitig der Optionspreis für den Ausübungspreis auf dem regulären Energiemarkt. Im Fall einer verpflichtenden Teilnahme, System II, soll die Auktion einer sogenannten Descending-Clock folgen. Hierbei schreibt der Marktbetreiber eine Gesamtmenge an notwendiger Kapazität aus, auf welche die teilnehmenden Erzeuger bieten. Der Preis für Kapazitäten

wird kombiniert mit einem Ausübungspreis für Energie in der Auktion angezeigt. Während der Preis für Kapazitäten schrittweise fällt und für den Ausübungspreis ansteigt, können die einzelnen Erzeuger entscheiden, ob sie weiterhin an der Auktion teilnehmen wollen oder nicht. Ist eine vordefinierte Kapazitätsmenge erreicht, wird die Auktion gestoppt und der letzte akzeptierte Preis gilt dann als finaler Kapazitätspreis.

Innerhalb des Kapazitätsmarktes besteht zusätzlich zum reinen Investitionsanreiz auch die Möglichkeit temporäre Anreize zum lastnahen Kraftwerksbau zu setzen. Dies geschieht über sogenannte lokale Engpassaufschläge. Diese werden für System I ausdrücklich nicht empfohlen, während sie in System II zwar durchaus möglich, jedoch ebenfalls kritisch zu sehen sind. Zudem existieren auch Möglichkeiten, wie z.B. positive bzw. negative Einspeisegebühren, um lastnahe Erzeugung zusätzlich zu belohnen, ohne dass diese an Kapazitätszahlungen gebunden werden müssten.

Als Alternativen stehen einerseits die Erweiterung des bestehenden Marktes um ein Preisanreizsystem gemäß VoLL-Bepreisung und andererseits die Ausschreibung einer strategischen Reserve zur Verfügung. Bei beiden Varianten existiert die Möglichkeit, den Eingriff entweder minimalinvasiv, also möglichst marktlich, oder administrativ zu gestalten. Jedoch wird von den administrativen Varianten abgeraten, da selbst geringfügige Fehler in der Bestimmung wichtiger Marktparameter große Ineffizienzen zur Folge haben kann. Die beiden marktlichen Varianten der VoLL-Bepreisung und Kaltreserve sind im Vergleich zu einem vollständigen Kapazitätsmarkt im Aufwand sehr gering. Ein marktlicher VoLL ist hierbei die einfachste Variante und ist jetzt schon im Prinzip umgesetzt, da hierfür nur als Bedingung gelten muss, dass keine Preisobergrenze eingeführt wird.

Durch die VoLL-Bepreisung entstehen zwar hohe Kosten, die unter Umständen politisch unerwünscht sind. Dennoch ist dies im Vergleich zu Kapazitätszahlungen keine dauerhafte Belastung der Konsumenten, wie etwa im PJM Markt oder in Spanien. Außerdem werden durch die hohen Preise Signale an die Marktteilnehmer gesendet, so dass es beispielsweise zu freiwilligem Lastabwurf oder zum Angleichen des eigenen Verbrauchs an die Lastzeiten kommt. Sind Verbraucher direkt den Preisspitzen ausgesetzt, haben diese einen maximalen Anreiz ihren Verbrauch anzugleichen.

Das Halten von Reservekapazitäten stellt den zweiten Weg dar, die Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen sicherzustellen. Allerdings handelt es sich dabei nicht um eine rein marktliche Lösung. Zwar kann der Markt durch den Vergabemechanismus bestimmen, zu welchem Preis er bereit ist diese Reserve vorzuhalten und welche Kraftwerke diese Aufgabe am kostengünstigsten lösen. Die Entscheidung wie viel Reserve benötigt wird, ist aber rein administrativ.

Bis die europäischen Strommärkte ihre durch die EU zum Ziel gesetzte Marktintegration abgeschlossen haben, ist die marktliche Variante der strategischen Reserve zumindest als Übergangslösung eine schnell einführbare Alternative. Die zu tragenden Kosten für die Reserve sind zwar abhängig von der Art der Ausschreibung und dem Grad an Wettbewerb, jedoch dürften die Kosten zumindest geringer sein als die

einer Einführung eines vollständigen Kapazitätsmarktes. Derzeit ist eine Einführung für den deutschen Markt nicht notwendig und kann bei isolierter Einführung den effizienten Ablauf des europäischen Market Couplings gefährden.

5 Politökonomische Einschätzungen zur Veränderung des Marktsystems

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes, idealerweise auf europäischer Ebene, führt aus unserer Sicht im Hinblick auf die Implementierung und die praktische Umsetzung nach der Einführung zu vielfältigen Problemen, welche primär auf die Heterogenität der Mitgliedstaaten der EU sowie Differenzen zwischen der Kommission und den Mitgliedstaaten zurückzuführen sind. Zur Verdeutlichung der Problematik dienen die folgenden Thesen:

1) Die existierende ökonomische Regulierungsliteratur zeigt klar, dass „Regulierungsbehörden regulieren wollen“. Mit anderen Worten, es ist einfach, neue Regulierungskompetenzen zu schaffen, aber extrem schwierig Behörden, einmal eingeräumte Kompetenzen wieder wegzunehmen. Vor dem Hintergrund der ökonomischen Bürokratietheorie (Mueller, 2009: 363ff.) ist diese Feststellung auch aus theoretischer Sicht schlüssig, da Behörden in ihrer Zielfunktion regelmäßig die Ausdehnung ihrer Kompetenzen als wichtiges Element aufweisen. Dies erklärt sich durch die Abhängigkeit der Vergütung des Behördenleiters sowie der Führungskräfte in Relation zur Größe und Verantwortlichkeit der Behörde. Es ist somit unwahrscheinlich, dass eine Behörde Deregulierung propagieren wird und damit ihren eigenen Verantwortungsbereich schmälert (siehe dazu Baake et al, 2007: 80).

2) Darüber hinaus weisen zentrale Instanzen eine klare Tendenz auf Kompetenzen an sich ziehen zu wollen. Ein bekanntes Beispiel ist die Durchführung konkurrierender Gesetzgebung durch den Bund in Deutschland, welcher regelmäßig Kompetenzen von den Ländern an sich zieht. Die Abgabe von Kompetenzen geschieht hingegen äußerst selten. Dies wird in der Literatur auch als These der Anziehungskraft der zentralen Instanz bezeichnet. Ähnliche Entwicklungen sind auch innerhalb der EU bezüglich von der Kompetenzverteilung zwischen der Kommission und den Mitgliedsstaaten zu beobachten. Dies führt langfristig zu einer Aushöhlung des Subsidiaritätsprinzips, welches eigentlich ein Kernelement der Ausgestaltung der EU sein soll (siehe Baake et al., 2007: 80).

Insbesondere vor diesem Hintergrund sollte regelmäßig Vorsicht im Hinblick auf die Einführung neuer regulatorischer Maßnahmen geboten sein, da diese in der Regel nur sehr kompliziert rückgängig gemacht werden können. Es bedarf somit guter Gründe, regulatorische Maßnahmen einer Marktlösung vorzuziehen. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes stellt im Hinblick auf die oben skizzierten Probleme eine besondere Herausforderung dar, weil im Falle einer Einführung dies sinnvollerweise nur in einem europäischen Kontext geschehen sollte. Gerade die EU stellt aber das Subsidiaritätsprinzip als Grundlage ihres Handelns stark heraus, wenn auch der

Eindruck entsteht, dass dieses in den letzten Jahren keine so große Rolle mehr spielte.

In vielen marktwirtschaftlich organisierten Sektoren hat die Wahrung nationaler Interessen, abhängig von der ordnungspolitischen Grundausrichtung des jeweiligen Staates, oft zu Eingriffen geführt, sei es durch Einführung qualitativer Mindeststandards bei Produkten oder Marktzutrittsbeschränkungen. Im Stromsektor zeigen sich die Einflussmöglichkeiten durch die Politik besonders deutlich, z.B. beim Ausbau erneuerbarer Energien oder bei der Schaffung sogenannter „nationaler Champions“ (E.ON/Ruhrgas) wider wettbewerblicher Bedenken. Die Einführung des (europaweiten) Kapazitätsmarktes stellt in diesem Kontext einen sehr großen, wenn nicht sogar den bisher größten Eingriff in die nationale Energiepolitik und die Funktionsfähigkeit des europäischen Systems dar. Zuvor durch den Markt definierte Größen werden nun durch nationale Institutionen bzw. Regierungen oder die Kommission, abhängig von der endgültigen Allokation der Kompetenzen, administrativ festgelegt. Dies ermöglicht einen großen Spielraum zur Beeinflussung der Ausgestaltung des Marktdesigns an vielen kritischen Eckpfeilern des Systems, welche in Abb. 50 am Ende des Kapitels aufgelistet werden (siehe Anhang für Einflussmöglichkeiten in den alternativen Marktsystemen).

Würden etwa Kohlekraftwerke aus (umwelt-)politischen Gründen nicht am Markt zugelassen, hätte dies ebenso Konsequenzen für die Entwicklung des Kraftwerksparks in einigen Ländern wie auch die Kosten der Versorgung. Die regulatorische Festlegung der auszuschreibenden Kapazitätsmenge, des anzusetzenden Maximalpreises für Kapazitäten und des Ausübungspreises ist ebenfalls ein weiterer Schritt weg von der Marktwirtschaft. Es wird letztlich festgelegt, wie viel, wann und zu welchem maximalen Preis die Erzeugung zu erfolgen hat. Während die Bestimmung der Menge noch über die (europäischen) Netzbetreiber nach rein technisch-wirtschaftlichen Kriterien erfolgen kann, sind die Bestimmung des Ausübungspreises und des anfänglichen Kapazitätspreisniveaus wesentlich stärker dem politischen Einfluss ausgesetzt. Ein zu niedriger Ausübungspreis kann administrativ Anreize vernichten, wenn die im Gegenzug dafür notwendigen Kapazitätspreise durch eine maximale Begrenzung schlicht nicht erzielt werden können. Volkswirtschaftliche Ineffizienzen dieser Art sind im entgegengesetzten Fall durch eine zu hohe Ansetzung der beiden Preiskomponenten ebenfalls denkbar. Grundsätzliche Probleme bei der Implementierung eines neuen Handelssystems auf europäischer Ebene entstehen bei der länderweiten Harmonisierung technischer, rechtlicher und wirtschaftspolitischer Rahmenbedingungen. Die bereits genannten Einflussmöglichkeiten vergrößern sich in ihren Dimensionen, z.B. bei der Bestimmung des Marktbetreibers und der Erweiterung der Kompetenzen der europäischen Behörden bzw. die Schaffung einer neuen zuständigen Marktaufsichtsbehörde.

Die Entscheidung, in welcher Form die Aufsicht über den beziehungsweise die europäischen Energiemärkte künftig erfolgen soll, ist eine der wichtigsten Grundsatzentscheidungen, die im Rahmen der Einführung eines Kapazitätsmarktes getroffen werden müssen. Die bereits oben skizzierte Tendenz zur Ansiedlung von Kompetenzen auf höherer Ebene ist eine Beobachtung, welche aktuell insbesondere im Bereich

der Finanzmarktregulierung zu beobachten ist. Hier wird oftmals das Argument des systemischen Risikos vorgebracht, welches nicht an nationalen Grenzen haltmacht, sondern den gesamten gemeinsamen Markt betrifft (siehe dazu Haucap et al., 2011). Vor dem Hintergrund bisheriger nationaler Alleingänge im Bereich der Energiepolitik, könnte der Eindruck entstehen, dass hier eine europaweite Lösung sogar vorteilhaft sein könnte. Eindeutig ist diese Tendenz aber keinesfalls, weil die dem Subsidiaritätsprinzip zugrundeliegende Idee, dass gewisse Tätigkeiten auf einer vertikal tiefer angeordneten Ebene besser erledigt werden können, auch hier zutreffen könnte.

Mit der marktlichen Größe steigt auch die Anzahl der für Bestimmung der Marktrahmenbedingungen zuständigen Parteien, d.h. die nationalen Behörden und Parteien müssten, zusammen mit den europäischen Institutionen, einen gemeinsamen Konsens in der zukünftigen Ausrichtung der Energiewirtschaft erreichen, was einen komplexen und wahrscheinlich langen Prozess darstellt. Bei der Bestimmung der Teilnehmer ist vor allem ein Verbot gemäß technischer Kriterien schwierig, da der gesamteuropäische Kraftwerksmix sehr unterschiedlich ist, d.h. einige Länder sind sehr abhängig von Kernkraft während andere Staaten primär auf Kohle und Gas als Erzeugungsarten setzen. Ein europaweiter Ausstieg bzw. ein Verbot der Kernkraft ist somit zumindest in den nächsten Jahren nicht zu erwarten. Im Gegenteil, da ausländische Kernkraftwerke als Importkapazitäten im deutschen Gebiet zugelassen sind und mit ihrem Gebot akzeptiert werden können, hat dies zur Konsequenz, dass deutsche Steuerzahler letztlich erneut für Kernkraftwerke vollumfänglich bezahlen. Somit wäre der Atomausstieg möglicherweise konterkariert. Es müssten ebenfalls die verschiedenen nationalen Programme zum Ausbau der erneuerbaren Energien auf Kompatibilität untersucht werden und bei Bedarf ebenfalls angepasst werden.

Betrachtet man die entscheidenden regulatorischen Fragestellungen, die im Kontext der Einführung eines Kapazitätsmarktes getroffen werden müssen, stellt man fest, dass die Anzahl potenzieller Einfallstore für politische Einflussnahme sehr groß ist. Die Gefahr starker politischer Einflussnahme, verbunden mit der enormen Komplexität eines Kapazitätsmarktes, stellt die Handhabbarkeit eines solchen Projektes doch stark in Frage. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass speziell in Deutschland kein zwingender Bedarf für die Einführung eines Kapazitätsmarktes gegeben ist, implizieren die genannten Komplexitätsprobleme starke Zweifel, ob die Einführung eines Kapazitätsmarktes unter Umständen nicht zu kaum zu bewältigenden Problemen führt und aus diesem Grund sehr sorgfältig überdacht werden muss.

Abbildung 50: Einflussmöglichkeiten auf Marktsystemelemente und potenzielle Konsequenzen I

Marktsystem	Element	Beeinflussbare Größe	Auswirkungen	Institution
Kapazitätsmarkt	Marktabgrenzung	Europaweiter oder deutscher Kapazitätsmarkt.	Einführung eines ausschließlich deutschen Kapazitätsmarktes schädigt den Prozess europäischer Integration. Europaweite Einführung setzt Harmonisierung der Strommärkte in den beteiligten Ländern voraus.	Gesetzgeber (Deutsche Bundesregierung, EU)
	Bestimmung des Koordinators	Schaffung einer neuen Institution oder Übertragung auf Netzbetreiber oder bestehende Regulierungsbehörden.	Falsche Wahl kann Wettbewerb behindern und Ineffizienzen (erhöhte Transaktionskosten) verursachen.	Gesetzgeber+ Regulierungs- und Wettbewerbsbehörde+ Branchenverbände der Erzeugungs-, Netz- und Endkonsumentenebene
	Verpflichtung zur Teilnahme	Erzeugern und Nachfragern kann die Teilnahme am Kapazitätsmarkt freigestellt werden oder sie können dazu verpflichtet werden.	Erste Kernbedingung, die sämtliche weiteren Elemente entscheidend beeinflusst.	Gesetzgeber+ Regulierungs- und Wettbewerbsbehörde
	Teilnahmebedingungen für Erzeuger	Diskriminierung nach bestimmten Elementen: Standort, Technologie, Brennstoff, Umweltkriterien, Alter, Wettbewerblichen Elementen, Anteil an Lastdeckung.	Gefährdung des optimierten europäischen Stromnetzverbundes; Ausschluss ausl. Kapazitäten, vor allem Kernkraft, rechtlich unsicher; Ungleichgewicht im deutschen Kraftwerksportfolio und damit verbundene Kosten ausgelöst durch staatliche Verordnung.	Gesetzgeber
	Bestimmung der auszuschreibenden Kapazität	Bestimmung der notwendigen Reserve anhand Prognosen der Last und Verfügbarkeit konventioneller Erzeugung und FEE.	Administrativ bestimmtes Niveau an Versorgungssicherheit. Ein zu hohes Niveau bedingt hohe Kosten für die Endverbraucher, ein zu niedriges kann zu Stromausfällen führen.	Kapazitätsmarktbetreiber und Netzbetreiber
	Bestimmung des Kapazitätspreises	Bestimmung der Kosten des Referenzkraftwerkes (Spitzenlastkraftwerk vs. neu definierte Größe).	Eine Fehlberechnung kann zu Unter- oder Überdeckung führen. Der Markt kann nicht bestimmen, zu welchem Preis er bereit ist, die gewünschte Versorgungssicherheit bereitzustellen.	Gesetzgeber+Regulierungsbehörde
	Vergabemechanismus	Vergabemodell: Auktion, Bilateral usw.	Fehlerhafte Vergabemechanismen können zu suboptimalem Versorgungsniveau führen oder Möglichkeiten zur Marktmautausübung eröffnen.	Gesetzgeber+ Regulierungs- und Wettbewerbsbehörde
	Verknüpfung mit Energiemarkt	Art der Gewinnverrechnung aus Energie- und Kapazitätsmarkterlösen, Festlegung von Pönalen bei Nichteinhaltung der Anforderungen an Erzeuger, Einführung regulatorischer Hilfsmechanismen zur Abdämpfung von Marktmacht (z.B. zusätzliche Preisobergrenzen).	Mangelnde Verknüpfung der beiden Teilmärkte kann zu Überkompensation der Erzeuger führen, ohne dass die Versorgung der Verbraucher dadurch sichergestellt wird. Schaffung von Fehlanreizen bzw. gänzlicher Anreizausfall zur Einhaltung der Anforderungen.	Gesetzgeber+Regulierungsbehörde
	Schaffung von Aufsichtsbehörden	Kompetenzen der (zusätzlichen) Aufsichtsbehörde	Mangelndes Monitoring kann zu Missbrauch und Marktmautausübung führen. Nicht ausreichend spezifizierte Festlegung der Kompetenzen der existierenden Regulierungs- und Aufsichtsbehörden führt zu Ineffizienzen und Marktunsicherheit	Gesetzgeber

Quelle: Eigene Darstellung.

6 Fazit

Diese Studie befasst sich mit der Frage nach den Vor- und Nachteilen alternativer Marktdesigns in Deutschland. Im Rahmen unserer Analyse haben wir zunächst die Theorie der Energiemärkte dargestellt, bevor wir die Umsetzung unterschiedlicher Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen in ausgewählten Ländern im Detail analysiert haben. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse sind, soweit sie auch in Deutschland beziehungsweise Europa anwendbar sind, direkt in unseren Ausgestaltungsvorschlag eingeflossen.

In der ökonomischen Theorie lassen sich Großhandelsmärkte für Strom in zwei Marktsysteme unterteilen, einen reinen Energy-Only-Markt und ein kombiniertes Marktsystem aus Energie- und Kapazitätsmarkt, welcher als Zulassungsbarriere zum eigentlichen Energiemarkt betrachtet werden kann. Jedoch ist keines der beiden Systeme dem anderen grundsätzlich überlegen. Beide Ausgestaltungen können den Missbrauch von Marktmacht nicht vollständig vermeiden, und der Nachweis der Kosteneffizienz gestaltet sich in der Praxis als schwierig. Energiemärkte weisen hohe Preisvolatilitäten auf und können, besonders hervorgerufen durch Preisobergrenzen, zum Missing-Money-Problem führen. Das System kennt keine festgelegte langfristige Reservekapazität, diese wird durch marktliche Prozesse stets knapp gehalten. Kapazitätsmärkte leiden vor allem unter dem sehr hohen Komplexitätsgrad und dem hohen Maß an administrativen und regulatorischen Eingriffen. In einem Kapazitätsmarkt sind viele entscheidende Parameter, wie z.B. Bildung der Nachfragekurve oder Mechanismen zur Vermeidung von Überkompensation, nicht marktlicher Natur und können bei geringen Abweichungen zu enormen volkswirtschaftlichen Kosten führen.

Um einen Überblick über die zahlreichen in der Praxis realisierten Varianten dieser beiden Systeme zu geben, ist eine Länderstudie durchgeführt worden. Hierbei sind fünf voneinander verschiedene Marktsysteme auf Versorgungssicherheit, Wettbewerb und die Einbindung erneuerbarer Energien untersucht worden. Das schwedische sowie das australische System zeigt Schwächen in der Ausgestaltung von Notreservekapazitäten als Komplementär zum Energy-Only-System, während das PJM-Modell eines Kapazitätsmarktes eine sehr hohe Komplexität aufweist und der Nachweis der Kosteneffizienz fraglich ist. Jedoch hat das Marktsystem, seiner Ursprungsidee entsprechend, zu stets ausreichenden Kapazitäten geführt. Für das weniger komplexe spanische Marktsystem mit administrativer Kapazitätszahlung lassen sich ähnliche Schlüsse ziehen. Neben dem ebenfalls hohen Grad des staatlichen Eingriffs ist vor allem die Höhe und Berechnungsgrundlage der Kapazitätszahlung diskussionswürdig. Das Ergebnis der Länderanalyse bestätigt die ungeklärte Frage der Superiorität der Marktsysteme, als dass kein Modell als vollständig ineffizient abgelehnt oder als Paradebeispiel dienen kann. Jedoch wird dringend empfohlen, falls in Deutschland eine Änderung des Marktsystems erwünscht ist, die Probleme und Erfahrungen der diversifizierten Marktsysteme zu beobachten und in das potenzielle deutsche Markt-design einfließen zu lassen.

Aus unserer Sicht ist die Notwendigkeit der Einführung eines Kapazitätsmarktes

in Deutschland zurzeit nicht erkennbar, was allerdings nicht unbedingt auch in der langen Frist Bestand haben muss. Unabhängig von dieser Erkenntnis wird eine mögliche Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland diskutiert. Obwohl die Marktabgrenzung im Hinblick auf den Markt für Stromgroßhandel eine eindeutige Integration nur für Deutschland und Österreich ergibt, erscheint es aus unserer Sicht aufgrund des dennoch unverkennbar vorhandenen Integrationsprozesses ohne Alternative einen Kapazitätsmarkt nur in einem europäischen Kontext einzuführen. Basierend auf einer Analyse der historischen Entwicklung des deutschen Energiemarktes sowie seiner aktuellen Struktur, stellen wir sowohl Möglichkeiten zur Implementierung eines lokalen Kapazitätsmarktes sowie die präferierte Lösung eines europäischen Modells vor. Es werden die Teilnahmebedingungen, das Handelssystem sowie der Preismechanismus im Detail diskutiert. Neben der Marktabgrenzung gilt es auch zu klären, ob das System auf Freiwilligkeit, d.h. freien Handel, beruht oder eine Teilnahmeverpflichtung eingeführt werden soll. Abhängig von dieser Entscheidung ergeben sich zwei Vorschläge zur Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes:

Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes

Elemente	System I	System II
Teilnahmepflicht	Nein	Ja
Teilnehmer	Alle außer flukt. EE	Alle außer flukt. EE
Handelssystem	Indiv. Auktion	Descending-Clock-Auktion
Energiemarkt	Indiv. Ausübungspreis	Var. Ausübungspreis
Engpassaufschlag	Nein	Möglich
Einführung	Kurzfristig	Langfristig

Quelle: Eigene Darstellung.

Zur Abrundung der Analyse gehen wir auch auf alternative Marktsysteme wie beispielsweise VoLL-Bepreisung und strategische Reservekapazitäten ein. Ein sinnvoller Vorschlag zur Implementierung eines Kapazitätsmarktes in einem europäischen Kontext ist ohne eine Betrachtung politökonomischer Aspekte einer solchen Einführung sowie des Betriebs nicht denkbar. Im Vergleich zum Status quo eines Energy-Only-Marktes vergrößert die Einführung eines Kapazitätsmarktes die Komplexität der Marktabläufe wesentlich. Neben der gestiegenen Komplexität ist aus ökonomischer Sicht insbesondere kritisch zu beurteilen, dass politischer Einflussnahme wesentlich mehr Einfallstore geöffnet werden, als dies im vergleichsweise einfacher strukturierten Energy-Only-Markt der Fall war. Die tabellarische Auflistung potenzieller Stellschrauben regulatorischer Maßnahmen zeigt deutlich, dass es sehr schwer werden wird, politische Einflussnahme von regulatorischen Entscheidungen fernzuhalten. Dies gilt insbesondere aufgrund sehr heterogener politischer Ziele im Hinblick auf die künftige Ausgestaltung nationaler Energiemärkte. Solche Differenzen zeigen sich bereits bei der Betrachtung der Nachbarländer Deutschland und Frankreich. Hier gab es bereits in früheren Zeiten große Unterschiede, aber durch die „Energie-wende“ in Deutschland und die Forcierung der Erhöhung der Erzeugungskapazitäten in erneuerbaren Energien, zeigen sich die Unterschiede künftig noch ausgeprägter.

Üblicherweise wird im Falle divergierender nationaler Interessen eine Lösung auf europäischer Ebene, somit auf der Ebene der EU Kommission, vorgezogen. Dies entspricht, wie wir bereits gezeigt haben, aber keineswegs immer dem Subsidiaritätsgedanken, der eigentlich konstituierend für die EU ist. Stattdessen sollte eine zentrale Lösung eigentlich der Ausnahmefall sein, wogegen lokale Lösungen aufgrund von Informationsvorteilen im Sinne von Hayek „Anmaßung von Wissen“ bevorzugt werden sollten (siehe Hayek, 1945). Welche Lösung für einen Kapazitätsmarkt und die damit verbundenen regulatorischen Maßnahmen optimal ist, soll und kann hier nicht entschieden werden. Stattdessen ist es unsere Absicht die Komplexität künftiger regulatorischer Herausforderungen herauszuarbeiten und vor allzu einfachen Lösungen zu warnen.

Abschließend sei nochmals darauf hingewiesen, dass in der momentanen Situation aufgrund der nicht eindeutig geklärten Notwendigkeit eines Kapazitätsmarktes in Deutschland und der fortschreitenden Integration des Marktes in Europa darüber nachgedacht werden sollte, ob eine Einführung zum jetzigen Zeitpunkt bereits sinnvoll ist. Im Vergleich zum Status quo wird das Marktdesign deutlich komplizierter und man muss sich darüber im Klaren sein, dass ein solches System nicht kurzfristig wieder abgeschafft werden kann. Im Gegenteil, die Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen deutlich, dass eine Einführung nur dann sinnvoll sein kann, wenn lange Laufzeiten in Betracht gezogen werden können. Ein sinnvolles Instrument für kurzfristige Engpasslösungen kann ein Kapazitätsmarkt nicht sein. Aufgrund dessen sollte eine Einführung wohlüberlegt werden und unter Beteiligung aller Marktparteien und übrigen Interessensgruppen erfolgen. Die Einführung von Kapazitätsmärkten in anderen Ländern, wie z.B. PJM zeigt, dass das „optimale“ Marktdesign noch nicht gefunden wurde, was sich insbesondere in den ständigen Detailänderungen zeigt, die dort notwendig wurden.

Darüber hinaus sind die Kosten umfassender Änderungen am Marktdesign nicht zu unterschätzen. Die Umstellung von einem Kapazitätsmarkt auf einen Energy-Only-Markt in Großbritannien verursachte Einführungs- und Betriebskosten von circa 700 Millionen britischen Pfund in den ersten sechs Jahren sowie operative Kosten von 30 Millionen in den kommenden Jahren. Andere Studien gehen von teilweise noch höheren Werten aus (siehe dazu Offer, 1999: 14; Newbery, 2006: 131). Geht man vom umgekehrten Fall einer Einführung des komplizierteren Kapazitätsmarktes ausgehend von einem Energy-Only-Markt aus, werden die daraus resultierenden Kosten sicherlich deutlich höher werden, zumal man in diesem Fall von einer europäischen Lösung ausgehen muss. Bis es zu einer Lösung im europäischen Rahmen kommen kann, ist es womöglich sinnvoll, das „Ende“ des europäischen Integrationsprozesses, beziehungsweise einen stärker abgeschlossenen Integrationsgrad abzuwarten und danach auf der Basis einer zuverlässigen Marktabgrenzung die Implementierung eines Kapazitätsmarktes zu beginnen.

Literatur

- [1] 50 Hertz Transmission GmbH (2011a): Regionenmodell
http://www.50hertz-transmission.net/en/file/090901_Regionenmodell_Stromtransport_2013.pdf, (abgerufen am 20.08.2011).
- [2] 50 Hertz Transmission GmbH (2011b),
<http://www.50hertz-transmission.net/de/1983.htm>.
- [3] AG Energiebilanzen (2011): <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63>, (abgerufen am 22.09.2011).
- [4] Aghion, Philippe und Rachel Griffith (2005): „Competition and Growth, Reconciling Theory and Evidence“, MIT Press, Cambridge: MA.
- [5] Australian Energy Market Commission (2011a): *Review of the Reliability and Emergency Reserve Trader 2011*.
- [6] Australian Energy Market Commission (2011b): *Consultation Paper: National Electricity Amendment (Potential Generator Market Power in the NEM) Rule 2011*.
- [7] Australian Energy Market Commission (2010): *Annual Market Performance Review 2010*.
- [8] Australian Energy Market Commission (2009a): *Annual Market Performance Review 2008/09*.
- [9] Australian Energy Market Commission (2009b): *Review of VoLL 2009*.
- [10] Australian Energy Market Commission (2009c): *National Electricity Amendment (NEM reliability Settings: VoLL, CPT and Future Reliability Review) Rule 2009 No. 13*.
- [11] Australien Energy Market Commission (2007): *AEMC Reliability Panel: Comprehensive Reliability Review 2007*.
- [12] Australian Energy Market Operator (2011a),
<http://www.aemo.com.au/electricityops/awefs.html> (abgerufen am 06.05.2011).
- [13] Australian Energy Market Operator (2010a): *An Introduction to Australia's National Electricity Market*.
- [14] Australian Energy Regulator (2011a)
<http://www.aer.gov.au/content/index.phtml/tag/MarketSnapshotLongTermAnalysis/fromItemId/722740>, (abgerufen am 25.04.2011).
- [15] Australian Energy Regulator (2011b)
<http://www.aer.gov.au/content/index.phtml/itemId/714860>, (abgerufen am 06.05.2011).
- [16] Australian Energy Regulator (2010): „State of the Energy market 2010“.

- [17] Australian Energy Regulator (2010): „State of the Energy market 2009“.
- [18] Australian Energy Regulator (2008): „State of the Energy market 2008“.
- [19] Australian Energy Regulator (2007): „State of the Energy market 2007“.
- [20] Amprion (2011): <http://www.amprion.net/netzkennzahlen> (abgerufen am 10.08.2011).
- [21] Amundsen, E. S., L. Bergman, und N. M. Von der Fehr (2006): The Nordic Electricity Market: Robust by Design?, in: *Electricity Market Reform: An International Perspective*, Sioshansi and Pfaffenberger (Hrsg.), Elsevier: Oxford, 145-170.
- [22] Baake, Pio, Justus Haucap, Jürgen Kühling, Sascha Loetz und Christian Wey (2007): „Efiziente Regulierung in dynamischen Märkten“, Nomos: Baden-Baden.
- [23] Barrera, Fernando, Matthias Janssen und Christoph Riechmann (2011): Kapazitätsmärkte: Aus der internationalen Praxis lernen?, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* Vol. 61 (9): 8-12.
- [24] Batlle, Carlos and Pablo Rodilla (2010): A critical assesment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply, in: *Energy Policy*, Vol. 38: 7169-7179.
- [25] Batlle, Carlos und Ignacio J. Pérez-Arriaga (2008): Design Criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets, in: *Utilites Policy*, Vol. 16 : 184-193.
- [26] Batlle, Carlos, Carlos Solé and Michel Rivier,(2008): A new security of supply mechanism for the Iberian Market, in: *The Electricity Journal*, Vol. 21 (2): 63-73.
- [27] Batlle, Carlos., Vázquez, C., Rivier, M. and Ignacio.J. Pèrez-Arriaga (2007): Enhancing power supply adequacy in Spain: migrating from capacity payments to reliability options, in: *Energy Policy* Vol. 35 (9): 4545-4554.
- [28] Beenstock, M., E. Goldin und Y. Haitovsky (1998): Response bias in a conjoint analysis of power outages, in: *Energy Economics* Vol.20: 135-156.
- [29] BET (2011): „Kapazitätsmarkt: Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung“, Aachen.
- [30] Bhavaraju, Murty P., Benjamin Hobbs und Ming-Che Hu (2007): PJM Reliability Pricing Model- A Summary and Dynamic Analysis, in: textitPower Engineering Society Geneal Meeting 2007 IEEE: 1-3.
- [31] Böckers, Veit and Ulrich Heimeshoff (2011): *Pitfalls in Empirical Spatial Market Delineation: Impact of false estimation on Market Power in European Power Markets*, Working Paper.
- [32] Boiteux, Marcel (1960): Peak Load Pricing, in: *Journal of Business*, Vol.33: 157-179.

- [33] Bowring, Joseph E. (2008): The Evolution of PJM's Capacity Market, in: *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation and Performance*, Sioshansi (Hrsg.), Elsevier: Amsterdam, 363-386.
- [34] Brunekreeft, Gert und Dierk Bauknecht (2006): Energy Policy and Investment in the German Power Market, in: *Electricity Market Reform: An International Perspective*, Sioshansi and Pfaffenberger (Hrsg.), Elsevier: Oxford, 235-263.
- [35] Bundeskartellamt (2011): „Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel“, Bonn.
- [36] Bundeskartellamt (2007): „RWE AG/Saar Ferngas AG“, Beschluss vom 12.03.2007. Az. B8-62/06, Bonn.
- [37] Bundeskartellamt (2003): „EAM Energie AG/ Stadtwerke Eschwege Beschluss vom 12.03.2003. Az. B8-21/03“, Bonn.
- [38] Bundesnetzagentur (2011a): „Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit-Aktualisierung“, Bonn.
- [39] Bundesnetzagentur (2011b): „Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit“, Bonn.
- [40] Bundesnetzagentur (2011c): „Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit“, Bonn.
- [41] Bundesnetzagentur (2010): „Monitoringbericht 2010“, Bonn.
- [42] Bundesnetzagentur (2008): „Monitoringbericht 2008“, Bonn.
- [43] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011): http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/doc/47469.php.
- [44] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2011): „Stromzahlen 2011: Der deutsche Strommarkt auf einen Blick“, Berlin.
- [45] Büdenbender, Martin, Matthias Janssen und Magnus Wobben (2009): Versorgungssicherheit auf Elektrizitätsmärkten- Investitionsdilemma durch ineffizientes Marktdesign?, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Vol. 33 (1): 49-61.
- [46] Cailliau, Marcel (2011): *RES Integration and Market Design: are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy?*, Working Paper.
- [47] Council of European Energy Regulators (2006): *Survey of Capacity Support Mechanisms in the Energy Community*, Brüssel.
- [48] Chandley, John (2008): „PJM's Reliability Pricing Mechanism: (Why It's Needed and How It Works)“.
- [49] Consentec/ EWI/ IEAE (2008): „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung: Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie“.

- [50] Consentec/ Frontier Economics (2008): „Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke: Ein Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie“.
- [51] Crampes, Claude und Fabra, Natalia, (2004): *The Spanish Electricity Industry: Plus ça change...*, IDEI Working Papers 317, Institut d'Économie Industrielle (IDEI), Toulouse.
- [52] Cramton, Peter und Steven Stoft (2008): Forward Reliability Markets: Less Risk, Less Market Power, More Efficiency, in: *Utilities Policy*, Vol.16 (3): 194-201.
- [53] Cramton, Peter und Steven Stoft (2006): *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem: A White Paper for the Electricity Oversight Board*.
- [54] Cramton, Peter und Steven Stoft (2005): A Capacity Market that Makes Sense, in: *The Electricity Journal*, Vol.18 (7): 43-54.
- [55] Cramton, Peter (2003): Electricity Market Design: The Good, the Bad, and the Ugly, in: *Proceedings of the 36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, Vol (2).
- [56] Cramton Steven und J. Lien (2000): *The Value of Lost Load*, Working Paper.
- [57] De Nooij, M., C. Koopmans und C. Bijvoet (2007): The value of supply security: The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investment in networks, in: *Energy Economics* Vol.29: 277-295.
- [58] Department of Energy & Climate Change (2010a), Digest of United Kingdom Energy Statistics 2010: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/publications/dukes/348-dukes-2010-printed.pdf>, (abgerufen am 19.05.2011).
- [59] Department of Energy & Climate Change (2010b), Electricity Market Reform - Consultation Document: <http://www.tsoshop.co.uk>, (abgerufen am 03.05.2011).
- [60] Department of Energy & Climate Change (2006), Digest of United Kingdom Energy Statistics 2006: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/publications/dukes/dukes06.pdf>, (abgerufen am 19.05.2011).
- [61] De Vries, Laurens J. (2007): Generation adequacy: Helping the market do its job, in: *Utilities Policy*, Vol.(15): 20-35.
- [62] Dewenter, Ralf, Justus Haucap und Ulrich Heimeshoff (2009): Regulatorische Risiken in Telekommunikationsmärkten aus institutionenökonomischer Perspektive, in: *Regulatorische Risiken, Das Ergebnis staatlicher Anmaßung oder ökonomisch notwendiger Intervention*, Ulrich Blum (Hrsg.), Nomos, Baden Baden: 59-98.

- [63] EEG/KWK, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2011): <http://www.eeg-kwk.net/de/index.htm> (abgerufen am 10.08.2011).
- [64] European Energy Exchange (2011): <http://www.eex.com/de/EEX/EEX-AG/Aktionäre>, (abgerufen am 30.08.2011). (Zugriffsdatum: 17.06.2009).
- [65] Ehrenmann, Andreas und Yves Smeers (2008): *Energy only, capacity market and security of supply. A stochastic equilibrium analysis*, CORE Discussion Paper 2008/7.
- [66] EMCC (2011a): <http://www.marketcoupling.com/market-coupling/european-market>, (abgerufen am 30.08.2011).
- [67] EMCC (2011b): http://www.marketcoupling.com/assets/images/map-fp/map_bg_c.png, (abgerufen am 07.09.2011).
- [68] Energy Market Inspectorate (2010): *The Swedish Electricity and Natural Gas Markets 2009*.
- [69] EnBW Transportnetze AG (2011): <http://www.enbw-transportnetze.de/kennzahlen/>, (abgerufen am 10.08.2011).
- [70] Energy Market Inspectorate (2010): „The Swedish Electricity and Natural Gas Market 2009“, Eskilstuna.
- [71] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2011a): „Scenario Outlook & System Adequacy Forecast (SOAF) 2011-2025“.
- [72] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2011b): Country Packages, <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/country-packages/> (abgerufen am 18.04.2011).
- [73] EWI, GWS und Prognos (2010): „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“, Basel/Köln/Osnabrück.
- [74] E.ON (2011) <http://www.eon.com/de/corporate/4155.jsp> (abgerufen 01.07.2011).
- [75] EPRI/Pier (2003): *Pushing Capacity Payments Forward: Agent-Based Simulation of an Available Capacity Market*.
- [76] Federal Energy Regulatory Commission (2010): <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/pjm/2010/05-2010-elec-pjm-archive.pdf>, (abgerufen am 25.08.2011).
- [77] Federico, Gulio (2011), The Spanish Gas and Electricity Sector: Regulation, Markets and Environmental Policies, IESE Business School University of Navarra.

- [78] Federico, Gulio (2010), The Spanish Gas and Electricity Sector: Regulation, Markets and Environmental Policies, IESE Business School University of Navarra.
- [79] Federico, Gulio und Xavier Vives (2008), Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Markets, IESE Business School University of Navarra.
- [80] Fraser, Hamish und Amparo D. Nieto (2007): Locational Electricity Capacity Markets: Alternatives to Restore the Missing Signals, in: *The Electricity Journal*, 20(2): 10-26.
- [81] Frontier Economics (2008): „Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen“, Köln.
- [82] Gottstein, Meg und Lisa Schwartz (2010): „The Role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources: Experience and Prospects“.
- [83] Grimm, Veronika, Axel Ockenfels und Gregor Zoetl (2008): „Strommarktdesign: Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX: Ein Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG“, .
- [84] Haucap, Justus, Ulrich Heimeshoff und André Uhde (2011): Zur Regulierung des Bankensektors nach der Finanzkrise: Bewertung der Reformvorhaben der EU aus ordnungspolitischer Sicht, in: *Die aktuelle Finanzkrise: Bestandsaufnahme und Lehren für die Zukunft*, Albrecht F. Michler und Heinz-Dieter Smeets (Hrsg.), Lucius& Lucius Verlags-GmbH: Stuttgart.
- [85] Hayek, Friedrich August von (1945): The Use of Knowledge in Society, in: *American Economic Review*, Vol.35: 519-530.
- [86] Hogan, William W. (2005): *On an Energy Only Electricity Market Design For Resource Adequacy*, Working Paper.
- [87] IEA International Energy Agency (2009), Energy Policies of IEA Countries: Spain. http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2136 (abgerufen 01.06.2011).
- [88] International Energy Agency and Nuclear Energy Agency (2010): „Projected Costs of Generating Electricity“, Paris.
- [89] Jevons, William S. (1888): *The Theory of Political Economy*, 3. Auflage, London: Macmillan.
- [90] Joskow, Paul (2008): Capacity Payments In Imperfect Electricity Markets: Need And Design, in: *Utilities Policy*, Vol.16 (3): 159-170.

- [91] Joskow, Paul (2007): Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, in: *The New Energy Paradigm*, 1. Auflage, Hrsg. Dieter Helm:76-121, Oxford: Oxford University Press.
- [92] Joskow, Paul and Jean Tirole, (2007): Reliability and competitive electricity markets, in: *Rand Journal of Economics*, Vol.38 (1): 60-84.
- [93] Klemperer, Paul (2004): Auctions: Theory and Practise, 1. Auflage, Princeton University Press: Princenton, NJ.
- [94] Krishna Vijay (2009): Auction Theory, 2. Auflage, Academic Press: San Diego.
- [95] Konstantin, Panos (2009): „Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt“, 2. Auflage, Berlin-Heidelberg: Springer.
- [96] Konstantin, Panos (2007): „Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt“, 1. Auflage, Berlin-Heidelberg: Springer.
- [97] LBD (2010): „Deutsche Netz-AG unter Beteiligung des Bundes, Präsentation für die Deutsche Umwelthilfe at the "Kongress zum sozial- und naturverträglichen Umbau der Stromnetze“.
- [98] Leahy, E. und R. Tol (2011): An estimate of the value of lost load for Ireland, in: *Energy Policy* Vol.39: 1514-1520.
- [99] Monitoring Analytics (2011): „2010 State of the market Report: Market Monitoring Unit“.
- [100] Monitoring Analytics (2009): „2008 State of the market Report: Market Monitoring Unit“.
- [101] Monitoring Analytics (2008): „2007 State of the market Report: Market Monitoring Unit“.
- [102] Monopolkommission (2011): „Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten: Sondergutachten 59“, Bonn.
- [103] Monopolkommission (2007): „Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung: Sondergutachten 49“, Wiesbaden: Nomos-Verlag.
- [104] Moran, Alan (2008): The Emergence of Australia’s Electricity Market, in: *International Journal of Global Energy Issues*, Vol.29 (1/2): 88-108.
- [105] Moran, Alan and Ben Skinner (2008): Resource Adequacy and Efficient Infrastructure Investment, in: *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation and Performance*, Sioshansi (Hrsg.), Elsevier: Amsterdam, 386-416.

- [106] Moran, Alan (2006): The Electricity Industry in Australia: Problems Along the Way to a National Electricity Market, in: *Electricity Market Reform: an international perspective*, Sioshansi und Pfaffenberger (Hrsg.), Elsevier: Oxford, 173-202.
- [107] Mueller, Dennis C. (2009): „Public Choice III“, 9. Auflage, Cambridge University Press: New York.
- [108] Newbery, David (2006): Electricity Liberalization in Britain and the Evolution of Market Design, in: *Electricity Market Reform: an international perspective*, Sioshansi und Pfaffenberger (Hrsg.), Elsevier: Oxford, 109-143.
- [109] National Electricity Market Management Company (2011), <http://www.nemmco.com.au/> (abgerufen am 27.04.2011).
- [110] Nitsche, Rainer, Axel Ockenfels, Lars-Hendrik Röller and Lars Wiethaus (2010): The Electricity Wholesale Sector- Market Integration and Market Power", White-Paper.
- [111] Nordel Balance Group (2005): „Power and Energy Balances Forecast 2008“.
- [112] Nordel Balance Group (2006): „Energy Balances 2009 and Power Balances 2009/2010“.
- [113] Nordel Balance Group (2007): „Energy Balances 2010 and Power Balances 2010/2011“.
- [114] Nordel Balance Group (2008): „Energy Balances 2011 and Power Balances 2011/2012“.
- [115] Nordel Balance Group (2009): „Energy Balances 2012 and Power Balances 2012/2013“.
- [116] Nord Pool Spot (2011): <http://www.nordpoolspot.com>, (abgerufen am 01.06.2011).
- [117] Nordic Energy Regulators (2011): „NordREG report on the price peaks in the Nordic wholesale market during winter 2009-2010“, Kopenhagen.
- [118] Nordic Energy Regulators (2009): „Peak Load Arrangements: Assessment of Nordel Guidelines“, Oslo.
- [119] Offer Office of Electricity Regulation (1999): *The New Electricity Trading Arrangements*, Vol.1, Birmingham.
- [120] Ofgem (2010), Ofgem 2010 National Report to the European Commission: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202010, (abgerufen am 18.05.2011).

- [121] Ofgem (2009), Ofgem 2009 National Report to the European Commission: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202009, (abgerufen am 18.05.2011).
- [122] Ofgem (2008), Ofgem 2008 National Report to the European Commission: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20reporting%202008, (abgerufen am 18.05.2011).
- [123] Ofgem (2007), Ofgem 2007 National Report to the European Commission: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/NR_2007, (abgerufen am 18.05.2011).
- [124] Ofgem (2002), Ofgem Factsheet 22: <http://www.uol.co.uk/Data%20Sheets/1%20Factsheet.pdf>, (abgerufen am 29.09.2011).
- [125] OMI-POLO ESPAÑOL, S.A.U. (OMIE) (2011a): Information on the company <http://www.omel.es/en/home/information-company>, (abgerufen am 01.08.2011).
- [126] OMI-POLO ESPAÑOL, S.A.U. (OMIE) (2011b): Resultados Mercados <http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>, (abgerufen am 20.05.2011).
- [127] Oren, Shmuel S. (2003): *Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets* <http://www.ieor.berkeley.edu/~oren/workingp/adequacy.pdf> (Zugriffsdatum: 25.05.2009).
- [128] Pfeifenberger, Johannes, Kathleen Spees und Adam Schumacher (2009): „Comparison of PJM’s RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs“.
- [129] Platts (2011): Power Vision.
- [130] PJM Interconnection (2011a), Annual Report 2010: <http://pjm.com/about-pjm/who-we-are/annual-report.aspx>, (abgerufen am 05.09.2011).
- [131] PJM Interconnection(2011b), PJM Manual 18 PJM Capacity Market: <http://pjm.com/media/documents/manuals/m18.ashx>, (abgerufen am 04.09.2011).
- [132] PJM Interconnection(2011c), PJM Open Access Transmission Tariff: <http://www.pjm.com/media/documents/agreements/tariff.ashx>, (abgerufen am 09.09.2011).

- [133] PJM Interconnection(2011d), Environmental Information Services: <http://www.pjm-eis.com/media/pjm-eis/documents/rps-comparison.ashx> (abgerufen am 27.10.2011).
- [134] PJM (2007): <http://pjm.com/markets-and-operations/media/markets-ops/rpm/20071212-rpm-optimization-formulation.ashx>, (abgerufen am 02.08.2011).
- [135] Prognos (2010): „Investitionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland“, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V., der Agentur für Erneuerbare Energien und der HANNOVER MESSE, Berlin.
- [136] Red Eléctrica de España (2010): *El sistema eléctrico español 2010*.
- [137] Red Eléctrica de España (2009): *El sistema eléctrico español 2009*.
- [138] Roth, Alvin E. and Axel Ockenfels (2002): Last-Minute Bidding and the Rules for Ending Second-Price Auctions: Evidence from eBay and Amazon Auctions on the Internet, in: *American Economics Review*, Vol.92: 1093-1103.
- [139] Schiffer (2011): Anteil der Großen wird kleiner: Wettbewerbssituation auf dem Stromerzeugungsmarkt, in: *Magazin für Energiewirtschaft*, Heft 17-18: 20-22.
- [140] Simshauser, Paul (2010a): Resource Adequacy, capital adequacy and investment uncertainty in the Australian power market, in: *Electricity Journal* Vol. 23 (1): 67-84.
- [141] Simshauser, Paul (2010b): Vertical Integration, credit ratings and retail price settings in energy-only markets: Navigating the Resource Adequacy problem, in: *Energy Policy* Vol. 38: 7427-7441.
- [142] Simshauser, Paul (2008): The dynamic efficiency gains from introducing capacity payments in the national electricity market, in: *Australian Economic Review* Vol. 41 (4): 349-370.
- [143] Sioshansi, Fereidoon P. (2008): „Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance“, Elsevier: Oxford.
- [144] Sioshansi, Fereidoon P. and Wolfgang Pfaffenberger (2006): „Electricity Market Reform: an international perspective“, Elsevier: Oxford.
- [145] Statistisches Bundesamt Deutschland (2011): <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Publikationen/Fachveroeffentlichungen/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnungen/Inlandsprodukt/InlandsproduktsberechnungEndgueltig,templateId=renderPrint.psml>, abgerufen am (22.09.2011).
- [146] Stoft, Steven (2002): „Power System Economics“, IEEE Press: New York.
- [147] Süßenbacher, Wilhelm, Michael Schwaiger und Heinz Stigler (2010): *PJM Kapazitätsbörse- reliability Pricing Model (RPM)*, 11. Symposium Energieinnovation 2010.

- [148] Svenska Kraftnät (2011a),
<http://www.svk.se/Start/English/Energy-Market/Electricity/National-Grid/Charges/> (abgerufen am 01.07.2011).
- [149] Svenska Kraftnät (2011b),
<http://www.svk.se/Energimarknaden/El/Statistik/Rad2/> (abgerufen am 01.07.2011).
- [150] Schwedisches Umweltministerium (2006): „Government Bill 2005/2006: 154“,
<http://www.regeringen.se/content/1/c6/06/47/22/2c000830.pdf> (abgerufen am 31.08.2011).
- [151] Swedenenergy (2010): „The Electricity Year 2009“, Stockholm.
- [152] Swedish Energy Agency (2008): <http://www.energimyndigheten.se/en/Press/Press-releases/127-TWh-of-renewable-electricity-through-the-electricity-certificate-system-in-2007-/> (abgerufen am 06.09.2011).
- [153] Tennet TSO GmbH (2011): http://www.tennettso.de/pages/tennettso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Uebersicht/index.htm. (abgerufen am 10.08.2011).
- [154] Tol, Richard (2007): *The Value of Lost Load*, ESRI Working Paper No. 214.
- [155] Wilson, James F. (2008): *Raising the Stakes on Capacity Incentives: PJM's Reliability Pricing Model (RPM): Prepared for the American Public Power Association*.
- [156] Wilson, Robert (2002): Architecture of Power Markets, in: *Econometrica* 70 (4): 1299-1340.
- [157] Wolak, Frank (2004): *What's wrong with capacity markets?*,
<http://stoft.com/metaPage/lib/WolaK-2004-06-contract-adequacy.pdf>
 (Zugriffssdatum 18.05.2009).
- [158] Wolak, Frank (2003): *Testimony of Frank Wolak on Behalf of Old Dominion Electric Cooperative*, Docket No. PA03-12-000.

A Anhang

Tabelle 35: Privatisierung der Erzeugungs- und Versorgungsebene in Australien direkt nach Liberalisierung

Major Generators	Ownership	State of Operations
Macquarie	NSW government	NSW
Delta	NSW government	NSW
Snowy	NSW, Vic federal governments	NSW, Vic
Eraring	NSW government	NSW
Tru Energy	CLP	Vic, SA
CS energy	Qld government	Qld
Loy Yang	AGL, Tokyo electric and more	Vic
Intergen	International consortium	Qld
Tarong	Qld government	Qld
NRG flinders	NRG	SA
International Power	International Power	SA, Vic
Stanwell	Qld government	Qld
Origin	Australian private	Vic, SA, Qld
Ecogen	International consortium	Vic
NRG Gladstone	NRG, Comalco	Qld
Hydro Tasmania	Tas government	Tas
Southern Hydro	Meridian energy	Vic
Enertrade	Qld government	Qld
Major Retailers	Owership	State of Operations
AGL	Australian private	Vic, SA
Aurora	Tas government	Tas
energy Australia	NSW government	NSW
Integral energy	NSW government	NSW
Country	NSW government	NSW
Energex	Qld government	Qld
Ergon	Qld governemnt	Qld
Origin	Australian private	SA, Vic
TRUenergy	CLP	Vic, SA

Übertragungsnetz- und Verteilnetzebene wurden aus der Betrachtung ausgeschlossen. Aktivitäten der Unternehmen in Western Australia werden nicht angezeigt. Quelle: Moran, 2006: 179.

Tabelle 36: Gesamte Nachfrage in TWh

Jahr	QLD	NSW	SNOWY	VIC	SA	TAS	Total
2009-10	53,2	78,1	-	51,2	13,3	10,0	206,0
2008-09	52,6	79,5	-	52,0	13,4	10,1	207,9
2007-08	51,5	78,8	1,6	52,3	13,3	10,3	208,0
2006-07	51,4	78,5	1,2	51,5	13,3	10,2	206,3
2005-06	51,3	77,3	0,5	50,8	12,9	1,0*	202,8
2004-05	50,3	74,8	0,6	49,8	12,9		189,7
2003-04	48,9	74,0	0,7	49,4	13,0		185,3
2002-03	46,3	71,6	0,2	48,2	13,0		179,3
2001-02	45,2	70,2	0,3	46,8	12,5		145,0
2000-01	43,0	69,4	0,3	46,9	13,0		172,5
1999-00	41,0	67,6	0,2	45,8	12,4		167,1
1998-99	21,7	36,1	0,1	21,8	6,7		86,4

Quelle: AER, 2011a ONLINE, *Nur sechs Monate gemessen, TAS in diesem Jahr der NEM beigetreten.

Tabelle 37: Anzahl der Stunden mit Preisen über 5.000 AU\$/MWh

Jahr	NSW	Qld	SA	Tas	Vic
2002	5	8	0	-	0
2003	7	5	0	-	2
2004	13	5	4	-	0
2005	16	4	1	40	0
2006	7	6	1	1	5
2007	19	17	3	0	6
2008	8	18	52	0	3
2009	20	5	50	16	12
2010	4	4	24	7	17

Quelle: AEMO, 2011.

Tabelle 38: Preis-Perzentile in AU\$/MWh für Queensland

Jahr	1%	25%	50%	75%	90%	95%	99%	∅
1999	12,85	15,9	19	30,82	55,27	97,79	375,72	41,73
2000	15,37	18,1	24,35	39,82	75,57	127,11	357,07	50,39
2001	14,25	20,87	26,24	35,25	46,85	60,19	193,9	34,96
2002	11,53	19,57	25,14	33,99	45,23	67,02	299,5	47,81
2003	8,97	13,98	16,28	19,05	25,01	33,91	61,56	22,52
2004	11,69	17,98	23,25	30,66	41,12	54,18	115,2	34,50
2005	11,23	15,98	18,54	22,29	30,17	37,43	69,99	25,16
2006	11,26	16,05	18,67	22,56	30,68	41,89	87,53	25,97
2007	14,05	27,68	40,98	62,53	95,3	137,53	295,93	66,83
2008	11,2	21,41	28,05	36,78	50,42	63,59	103,08	43,87
2009	10,75	20,46	23,46	29,95	40	54,82	124,72	34,12
2010	7,73	18,36	20,8	23,77	28,23	33,30	66,79	25,53

Eigene Berechnung, Quelle: AEMO, 2011.

Tabelle 39: Preis-Perzentile in AU\$/MWh für South Australia

Jahr	1%	25%	50%	75%	90%	95%	99%	∅
1999	9,7	23,71	36,85	50,54	75,78	117,88	160,93	54,46
2000	9,55	25,38	37,25	52,11	78,73	104,44	190,99	56,93
2001	10,29	23,83	27,74	36,31	44,54	54,99	139,44	42,15
2002	9,28	21,67	27,26	34,5	43,61	55	129,07	35,32
2003	8,21	17,23	22,84	27,3	34,5	44,39	129,98	26,65
2004	12,52	22,15	29,49	37,96	48,76	66,1	204,72	41,60
2005	11,4	20,29	27,3	32,79	42,53	53,66	148,55	33,60
2006	11,33	20,48	29,74	36,29	49,12	65,43	173,83	38,68
2007	13,66	31,20	43,44	62,2	94,6	126,58	250,46	57,49
2008	10,14	24,52	35,12	44,32	57,57	74,27	113,88	66,37
2009	5,06	20,35	26,59	35,42	45,65	58,95	229,68	60,47
2010	3,2	19,64	24,36	29,72	36,54	42,2	94,13	40,27

Eigene Berechnung, Quelle: AEMO, 2011.

Tabelle 40: Preis-Perzentile in AU\$/MWh für Tasmania

Jahr	1%	25%	50%	75%	90%	95%	99%	∅
2005	29	56,52	66	78,5	114,6	122,85	211,88	94,11
2006	14,39	27,44	31,01	37,3	45,90	53,94	82,78	36,43
2007	1,23	39,08	52,41	65,23	92,94	113,37	215,41	56,85
2008	3,13	33,3	48,3	63,28	77,34	90,42	106,33	49,72
2009	-0,08	24,1	29,9	44,3	67,3	90,43	227,28	50,19
2010	3,79	19,55	22,9	27,63	34,96	38,58	76,45	30,89

Eigene Berechnung, Quelle: AEMO, 2011.

Tabelle 41: Preis-Perzentile in AU\$/MWh für Victoria

Jahr	1%	25%	50%	75%	90%	95%	99%	∅
1999	8,19	14,32	18,89	25,95	34,4	43,52	60,8	22,54
2000	7,34	16,02	27,53	41,34	63,72	78,34	120,07	38,22
2001	8,22	21,07	26,11	33,91	41,64	51,26	108,76	36,00
2002	7,54	18,86	25,63	33,16	42,26	51,19	97,65	33,15
2003	5,35	14,93	18,58	23,82	29,99	39,14	70,89	23,10
2004	4,33	17,05	25,21	33,15	42,53	56,14	93	30,03
2005	8,25	17	21,3	27,95	37,01	43,52	85,15	26,28
2006	10,33	17,46	24,21	32,62	43,50	55,90	105,94	34,12
2007	13,57	30,1	44,81	63,94	94,42	126,43	276,35	63,40
2008	10,93	23,42	34,01	45,14	62,49	78,73	106,36	40,23
2009	9,23	19,53	24,93	33,48	44,92	58,56	105,91	36,48
2010	9,17	18,73	22,94	27,25	34,5	40,10	82,92	34,44

Eigene Berechnung, Quelle: AEMO, 2011.

Tabelle 42: RPM Einnahmen nach Kraftwerkstyp in Millionen US \$

	2007/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	Summe
<u>DR*</u>	5,54	35,35	65,76	60,24	54,95	262,11	540,28	1024,22
<u>EE*</u>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,16	18,32	29,48
<u>Import</u>	22,23	60,92	56,52	106,05	185,36	13,12	31,19	475,38
<u>Kohle</u>								
Bestand	1022,99	1845,82	2420,48	2662,43	1595,48	1015,78	1720,75	12283,74
neu/reakt. .	0,00	0,00	1,85	3,17	28,33	7,41	12,49	53,26
<u>Gas</u>								
Bestand	1476,35	1970,65	2379,14	2684,80	1658,45	1148,40	1944,55	13262,34
neu/reakt.	3,47	9,75	30,17	58,07	98,12	75,95	165,43	440,95
<u>Wasser</u>	209,49	287,85	364,74	442,43	278,44	178,87	308,35	2070,17
<u>Kernkraft</u>	996,09	1322,60	1517,72	1799,26	1079,38	761,84	1341,58	8818,48
<u>Öl</u>								
Bestand	485,75	511,43	610,54	570,68	316,09	353,42	559,80	3407,69
neu/reakt.	0,00	4,84	5,68	4,34	0,93	2,77	5,67	24,23
<u>Solid Waste</u>								
Bestand	29,96	33,84	41,24	40,73	25,61	26,84	43,61	241,83
neu/reakt.	0,00	0,00	0,52	0,41	0,26	0,47	2,41	4,08
<u>Solar</u>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,94	0,95	1,94
<u>Wind</u>								
Bestand	0,43	1,18	2,01	1,82	1,07	0,78	1,32	8,61
neu/reakt.	0,00	2,92	6,84	15,23	9,73	3,77	11,86	50,35
<u>Gesamt</u>	4252,29	6087,15	7503,22	8449,65	5332,24	3863,63	6708,57	42196,74

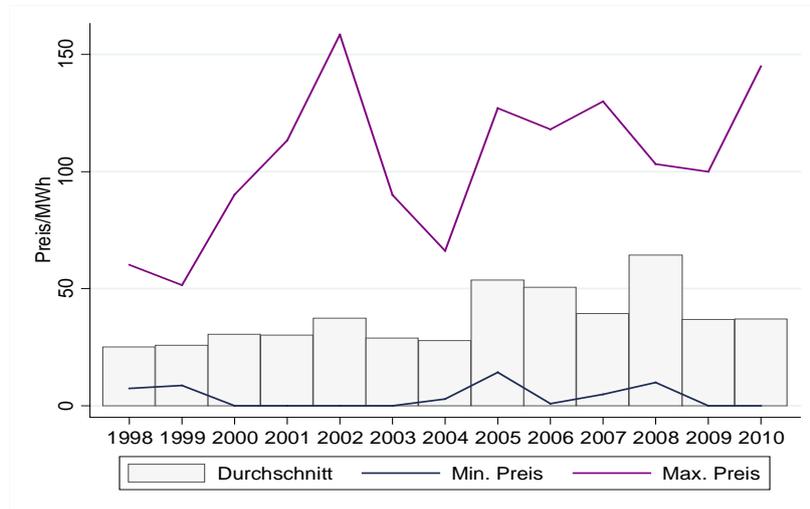
*DR=Demand Response, EE=Energy Efficiency. Quelle: Monitoring Analytics, 2011.

Tabelle 43: Marktanteile an Nettostromerzeugung, Deutschland

Unternehmen	BKartella			Schiffer		
	2007	2008	2009	2007	2008	2009
EnBW	12%	11%	14%	k.A.	14%	15%
E.ON	23%	22%	21%	25%	25%	25%
RWE	35%	36%	31%	36%	37%	33%
Vattenfall	17%	15%	16%	15%	16%	15%
Summe	86%	84%	82%	76%*	91%	88%

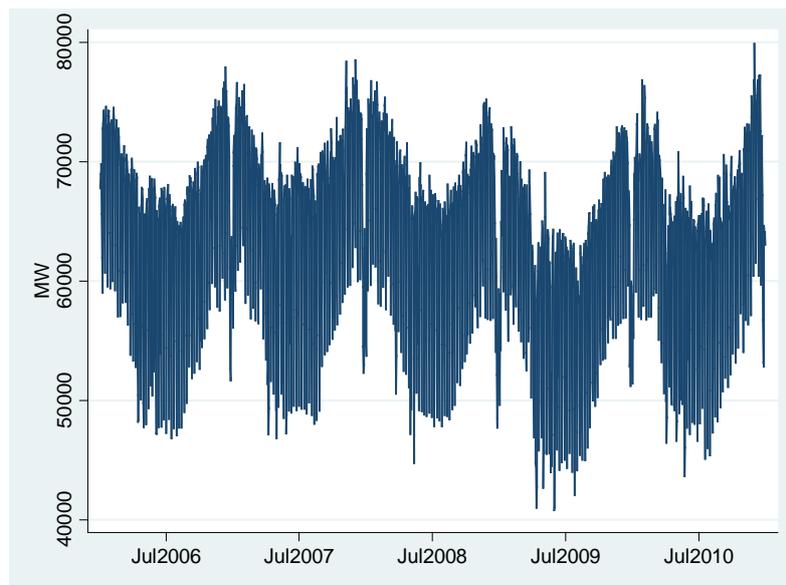
Quelle: eigene Berechnung BKartella, 2011 und Schiffer, 2011. Ohne von Dritten betriebene EEG-Anlagen und industrieeigene Erzeugung. *Ohne EnBW

Abbildung 51: Großhandelspreise Day-Ahead 1998-2010, Spanien



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von OMIE, 2011.

Abbildung 52: Entwicklung der Tageshöchstlast 2006-2010, Deutschland



Eigene Berechnung. Quelle: ENTSO-E, 2011.

Tabelle 44: Mittelwerte der 100-Tage-rollierenden Korrelation mit Deutschland

Test	Peak	Offpeak
Belgien	0,6623	0,5980
Niederlande	0,7072	0,7547
Schweiz	0,6043	0,4704
Österreich	0,8374	0,7441
Tschechische Republik	0,6637	0,5589
Polen	0,2971	0,3032
Dänemark Ost	0,4706	0,6091
Dänemark West	0,5564	0,4470
Schweden	0,3226	0,3677
Nordic System	0,3343	0,3433

Quelle: Böckers & Heimeshoff, 2011.

Tabelle 45: Verteilung der Preisdifferenzen

Test	KS-Test	\emptyset /Varianz Sample 1	\emptyset /Varianz Sample 2
<u>Peak</u>			
Belgien	-	-	-1,17/410,56
Niederlande	0,1701*	-0,38/554,01	0,28/216,20
Schweiz	-	-	-1,12/230,69
Österreich	0,0485	0,05/199,65	-0,04/79,46
Tschsechische Republik	0,2000*	0,55/445,34	-0,41/90,60
Polen	0,0354	0,98/655,71	-0,73/276,69
Dänemark Ost	0,2084*	-0,37/593,84	0,28/914,53
Dänemark West	0,124*	0,04/576	-0,03/206,41
Schweden	0,2206*	-0,68/717,27	0,51/917,24
Nordic System	0,1782*	-0,92/709,57	0,68/346,85
<u>Offpeak</u>			
Belgien	-	-	0,5980/91,41
Niederlande	0,1040*	-0,08/14,38	0,06/41,14
Schweiz	-	-	-0,69/105,41
Österreich	0,1535*	0,06/15,69	-0,04/65,24
Tschechische Republik	0,1338*	0,23/81,01	-0,17/49,35
Polen	0,0585**	0,62/76,56	-0,46/92,41
Dänemark Ost	0,1272*	-0,5/93,56	0,38/150,47
Dänemark West	0,0592*	-0,16/46,60	0,12/43,64
Schweden	0,1580*	-1,07/134,50	0,80/177,60
Nordic System	0,1496*	-1,29/139,97	0,96/136,98

Nullhypothese der Gleichverteilung ist abgelehnt auf 1%, 5%, 10% Niveau. Quelle: Böckers & Heimeshoff, 2011.

Tabelle 46: Stationarität der Preisdifferenzen

Test	ADF-Wert Sample 1	ADF-Wert Sample 2
<u>Peak</u>		
Belgium	-	-10,50*
Netherlands	-15,506*	-16,555*
Switzerland	-	4,581*
Austria	-13,683*	-10,611*
Czech Republic	-6,562*	-3,822*
Poland	-6,225*	-6,785*
Denmark East	-7,637*	-7,971*
Denmark West	-7,019*	-4,663*
Sweden	-5,693*	-7,590*
Nordic System	-6,103*	-2,680***
<u>Offpeak</u>		
Belgium	-	-8,554*
Netherlands	-16,760*	-15,851*
Switzerland	-	-7,479*
Austria	-5,773*	-9,523
Czech Republic	-9,825*	-15,051*
Poland	-4,274*	-7,922*
Denmark East	-4,102*	-6,758*
Denmark West	-5,132*	-10,056*
Sweden	-3,197**	-5,709*
Nordic System	-3,108**	-4,932*

Nullhypothese der Nichtstationarität ist abgelehnt auf 1%, 5%, 10% Niveau. Quelle: Böckers & Heimeshoff, 2011.

Tabelle 47: Betriebsdaten hypothetischer Kraftwerke für 2007 und 2009 nach Panos Konstantin

Position	Einheit	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Gasturbine
Konstantin/ZuG 2009					
Elektrische Leistung					
Brutto	MW	1100	700	400	150
Stromeigenbedarf	%	5,5	7,4	1,5	1
Netto	MW	1040	648	394	149
Volllaststunden	h	8250	7500	7500	1000
Bauzeit	Monate	48	36	24	12
Stromgestehungskosten					
Fixkosten	Mio. €/Jahr	204,2	103,0	27,1	7,1
variable Kosten	€/MWh	22,65	27,92	48,18	100,23
Konstantin 2007					
Elektrische Leistung					
Brutto	MW	1100	600	400	150
Stromeigenbedarf	%	5,5	7,4	1,5	1
Netto	MW	1040	556	394	149
Volllaststunden	h	7500	5500	5000	1250
Bauzeit	Monate	48	36	24	12
Stromgestehungskosten					
Fixkosten	Mio. €/Jahr	151,9	69,6	23,5	5,4
variable Kosten	€/MWh	16,07	24,47	40,57	74,46

Die Werte der Volllaststunden bei Konstantin 2009 basieren auf dem Zuteilungsgesetz 2012. Quelle: Konstantin, 2009: 292f.; Konstantin, 2007: 236f.; (ZuG)Zuteilungsgesetz 2012 Anhang 4.

Tabelle 48: Stromverbrauch in Deutschland in TWh

Branche	2005	2006	2007	2008	2075
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	1925	1939	1975	2360	2075
Ernährung und Tabak	16916	17096	17069	17859	17668
Papiergewerbe	21838	21528	22368	20939	20803
Grundstoffchemie + Sonstige chemische Industrie	52101	48344	52511	50792	43836
Gummi- u. Kunststoffwaren	12896	13655	14093	14150	12649
Glas u. Keramik + Verarbeitung v. Steine u. Erden	12466	12777	14163	12788	26374
Metallerzeugung,-bearbeitung	33424	35460	36049	36353	29308
Maschinenbau	9956	10292	10734	11748	9883
Fahrzeugbau	19523	19224	19654	18503	15815
Schienenverkehr	16212	16300	16413	16500	15900
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u. übrige Verbraucher	131791	136776	133360	135677	140258
Gesamtsumme	518075	523615	5265072	524302	495178

Eigene Zusammenfassung der Branchen. Übrige Branchen werden aufgrund fehlender BWS-Werte oder Verbrauchszahlen nicht in die Berechnung einbezogen. Quelle: AG Energiebilanzen, 2011.

Tabelle 49: Bruttowertschöpfung in Deutschland in Mrd. €

Branche	2005	2006	2007	2008
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	4,06	5,06	6,63	5,23
Ernährung und Tabak	37,32	37,74	37,98	37,77
Papiergewerbe	26,45	27,13	27,28	25,73
Grundstoffchemie + Sonstige chemische Industrie	47,05	48,95	52,20	53,66
Gummi- u. Kunststoffwaren	21,84	30,98	32,55	32,26
Glas u. Keramik + Verarbeitung v. Steine u. Erden	13,74	19,56	19,70	19,70
Metallerzeugung,-bearbeitung	20,723	20,36	26,14	25,77
Maschinenbau	66,66	72,01	79,64	83,04
Fahrzeugbau	68,71	76,18	82,07	71,96
Schienenverkehr	31,84	34,41	35,14	36,01
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u. übrige Verbraucher	1108,47	1137,20	1209,36	1223,20
Gesamtsumme	2224,40	2313,90	2428,50	2473,80

Eigene Zusammenfassung der Branchen. Übrige Branchen werden aufgrund fehlender BWS-Werte oder Verbrauchszahlen nicht in die Berechnung einbezogen. Quelle: Statistisches Bundesamt, 2011.

Abbildung 53: Einflussmöglichkeiten auf Marktsystemelemente und potentielle Konsequenzen II

Marktsystem	Element	Beeinflussbare Größe	Auswirkungen	Institution
VoLL	VoLL-Höhe	Festlegung der Preisobergrenze, bzw. Bestimmung der Höhe des VoLL-Preises in Knappheitssituationen.	Über-/Unterkompensation der Kraftwerke und damit Über- oder Unterversorgung plus zusätzlich hohe soziale Kosten.	Gesetzgeber+ Regulierungsbehörde
	Bestimmung des VoLL-Einsatzes	Auslösung der VoLL-Zahlung durch marktliche oder administrative Kräfte	Preise erreichen nicht oft genug (unzureichende Versorgung) oder zu oft das VoLL-Niveau (übermäßige Kompensation). Hohe Kosten für die Endverbraucher. Schaffung von Marktunsicherheit aufgrund unklarer Definitionen. Anreize zur künstlichen Herbeiführung von Knappheitssituationen.	Gesetzgeber+ Regulierungsbehörde
	Wettbewerbliche Untersuchung	Definition der Kriterien, die zwecks Einleitung einer Untersuchung erfüllt sein müssen.	Problematische Unterscheidung zwischen Knappheitspreisen und hohen Preisen aufgrund von missbräuchlich ausgeübter Marktmacht.	Wettbewerbsbehörde+ Gesetzgeber+ Branchenverbände der Erzeugungs-, Netz- und Endkonsumentenebene
Reserve- mechanismus	Institution und Reserveniveau	Bestimmung der ausschreibenden Institution und die Berechnungsgrundlage des Reserveniveaus.	Zu wenig Kaltreserve könnte die Versorgungssicherheit in kritischen Situationen gefährden. Zu viel Kaltreserve den Marktmechanismus und Investitionsanreize beeinflussen.	Gesetzgeber+ Regulierungsbehörde
	Teilnahmebedingung	Diskriminierung nach bestimmten Elementen: Technologie, Brennstoff, Alter, Umweltfaktoren.	Bestimmte Kraftwerkstypen könnten aus (umwelt-) politischen Gründen von der Teilnahme an der Vergabeauktion ausgeschlossen werden. Dadurch wird u.U. nicht die kostengünstigste Alternative gewählt.	Gesetzgeber+ Regulierungsbehörde
	Vergabemechanismus	Auktionsverfahren, Bilateraler Handel.	Fehlerhafte Vergabemechanismen können zu suboptimalen Ergebnissen führen oder Möglichkeiten zur Marktmautausübung eröffnen.	Gesetzgeber+ Regulierungs- und Wettbewerbsbehörde
	Vergütung der Kaltreserve	Vergütungssystem nach Marktpreis, variablen Kosten oder administrativ fixer Preisgrenze (z.B. VoLL-Preis).	Eine Überkompensation der Kaltreserve könnte zu 'windfall' Gewinnen bei den Kaltreservebetreibern führen, welche vom Endverbraucher getragen werden. Andererseits entsteht dadurch Wettbewerb um die Kaltreserve, wodurch der Auktionspreis sinkt.	Gesetzgeber+ Regulierungsbehörde
	Einsatz der Reserve	Definition des Einsatzzeitpunktes: Lastniveau, Reserveniveau, permanente Inbetriebnahme zu bestimmter Zeit (z.B. Jahreszeit).	Bei einem zu frühen Einsatz können marktliche Kräfte in Knappheitssituationen beeinträchtigt und so Investitionsanreize vernichtet werden.	Gesetzgeber+ Regulierungsbehörde

Quelle: Eigene Darstellung.