

# MARKTGESTALTUNG UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER BESONDERHEITEN DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT

## Dissertation

eingereicht von

Dipl.-Ing. Wilhelm Süßenbacher

Erstbegutachter:

Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler

Zweitbegutachter:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

erstellt und eingereicht am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation  
der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
an der Technischen Universität Graz  
Inffeldgasse 18  
8010 Graz

Graz, Jänner 2011

## EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am.....

.....  
(Unterschrift)

Englische Fassung:

## STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

.....  
(date)

.....  
(signature)

“Those who believe an energy market can solve the adequacy problem have simply misunderstood the economic theory of optimal investment. In a competitive market, optimal investment has nothing to do with reliability.”

(Cramton und Stoft 2008, 195)

## Danksagung

Ein besonderer Dank gebührt meinem Doktorvater, Herrn Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr. Heinz Stigler, der die Zeichen der Zeit schon früh erkannte und so wesentlich zur Entstehung der vorliegenden Arbeit beitrug. Er verwies auf essenzielle Ansatzpunkte, gab mir den notwendigen Freiraum für die selbstständige Durchführung meiner Forschungsarbeiten und war mir stets ein Vorbild an persönlichem Einsatz und Fleiß.

Ebenfalls möchte ich Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Lothar Fickert für die Zweitbegutachtung meiner Arbeit danken.

Meinen Kollegen am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation gilt mein Dank für die zahlreichen fachlichen Diskussionen sowie den von mir im Rahmen dieser Arbeit betreuten Diplomanden Herrn Dipl.-Ing. Franz Tyma, Herrn Dipl.-Ing. Daniel Hütter und Herrn cand.-Ing. Michael Schwaiger für ihr Engagement.

Vor allem richtet sich meine Danksagung an meine Eltern Wilhelm und Aloisia, die es mir durch ihren Einsatz und ihre Unterstützung erst ermöglichten, den eingeschlagenen Weg zu verfolgen, als auch meinen Brüdern Michael und Gernot, die mir nicht nur Brüder, sondern stets Freunde im besten Sinne waren.

Nicht zuletzt gilt mein großer Dank meiner Lebensgefährtin Bettina. Sie unterstützte mich aufopferungsvoll und war mir in allen Phasen ein starker Rückhalt.

**Diese Arbeit ist meiner Familie gewidmet!**

## **Kurzfassung**

Seit der Liberalisierung des Elektrizitätssektors in Europa wird der Bereich der Erzeugung als Wettbewerbsmarkt betrachtet und elektrische Energie wie andere Commodities gehandelt. Die Elektrizitätswirtschaft unterscheidet sich aber auf Grund einiger wesentlicher Besonderheiten von anderen Wirtschaftszweigen. Diese gilt es in der Marktgestaltung entsprechend zu berücksichtigen, um langfristig eine ausreichende, sichere und kostengünstige Stromversorgung gewährleisten zu können.

In der vorliegenden Arbeit wird untersucht, welche konkreten Anforderungen an die Marktgestaltung sich aus den Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft ableiten und überprüft, ob die Strombörse als reiner Energiemarkt in der Lage ist, diese zu erfüllen. Es zeigt sich, dass dies nur unzureichend der Fall ist.

Im Anschluss wird ermittelt, inwiefern Kapazitätsmechanismen in der Lage sind, die identifizierten Mängel der Strombörse zu beheben und überprüft, ob diese auch die Gestaltungsempfehlungen der klassischen Theorie der Spitzenlastbepreisung berücksichtigen. Die Untersuchung kommt zu dem Ergebnis, dass die Konzepte der Kapazitätsbörse und -optionen die genannten Anforderungen am besten erfüllen. Für eine Implementierung in einem dezentral organisierten Strombörsenmarkt wären jedoch erhebliche Anpassungen der Marktgestaltung notwendig.

## **Abstract**

Since the liberalization of the electricity sector in Europe, the field of production is considered as a competitive market, and electricity is traded as other commodities. However due to some essential characteristics the electricity power industry is different than other sectors. This has to be considered appropriately in the market design in order to ensure an adequate, secure and cost-effective power supply in the long-term.

The present study examines which specific requirements for the market design result from the special characteristics of the electricity industry and revises whether a power exchange as a pure energy-only market considers them appropriately. It can be seen that this is warranted insufficiently.

Following it is determined if capacity mechanisms are able to solve the deficiencies of a power exchange and whether these mechanisms also take into account the design recommendations of the classical theory of peak load pricing. The extensive study concludes that capacity markets and reliability options are best suited to meet the defined criteria, but significant adjustments of the market design have to be made for their implementation in decentralized markets with power exchanges.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG.....</b>	<b>1</b>
1.1	Problemstellung.....	1
1.2	Ziel der Arbeit.....	2
1.3	Aufbau der Arbeit.....	3
<b>2</b>	<b>FORSCHUNGSFRAGEN UND ERGEBNISSE DER UNTERSUCHUNGEN .....</b>	<b>4</b>
2.1	Forschungsfrage 1: Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft und Marktgestaltung.....	4
2.2	Forschungsfrage 2: Strombörse und Anforderungen an die Marktgestaltung.....	5
2.3	Forschungsfrage 3: Spitzenlastbepreisung .....	9
2.4	Forschungsfrage 4: Kapazitätsmechanismen in Theorie und Praxis.....	10
<b>3</b>	<b>GRUNDLAGEN UND BEGRIFFSBESTIMMUNGEN.....</b>	<b>11</b>
3.1	Ökonomische Grundlagen.....	11
3.1.1	Gesamtkosten.....	11
3.1.2	Fixkosten und Sunk Costs .....	11
3.1.3	Variable Kosten.....	11
3.1.4	Grenzkosten .....	11
3.1.5	Opportunitätskosten .....	12
3.1.6	Vollkosten.....	13
3.1.7	Deckungsbeitrag.....	13
3.1.8	Reale und nominale Größen .....	13
3.1.9	Angebots-, Nachfragefunktion und Markträumungspreis.....	14
3.1.10	Konsumenten-, Produzentenrente und Wohlfahrt .....	16
3.1.11	Elastizität der Nachfrage .....	17
3.2	Begriffsbestimmungen .....	19
3.2.1	Kapazität .....	19
3.2.2	Unterscheidung kurz- und langfristige Versorgungssicherheit .....	19
3.2.3	Bewertungsmethoden langfristiger Versorgungssicherheit .....	20
3.3	Wahl der optimalen verfügbaren Kapazität in einem System .....	22
<b>4</b>	<b>MARKTSTRUKTUR UND BESONDERHEITEN AUSGEWÄHLTER STROMBÖRSEN IN EUROPA .</b>	<b>25</b>
4.1	Einleitung.....	25
4.2	EEX und EPEX.....	26
4.2.1	Day-Ahead Markt .....	27
4.2.2	Intraday Markt .....	28
4.2.3	Terminmarkt .....	29
4.2.4	Negative Börsenpreise .....	30
4.2.5	Berücksichtigung von Netzengpässen .....	33
4.3	Nord Pool.....	33
4.3.1	Day-Ahead Markt (Elspot).....	34
4.3.2	Intraday Markt (Elbas).....	35
4.3.3	Terminmarkt (Nord Pool ASA) .....	36
4.3.4	Market Splitting.....	37
4.4	MIBEL .....	38
4.4.1	Day-Ahead Markt .....	38
4.4.2	Intraday Markt .....	40
4.4.3	Terminmarkt .....	41
4.5	Zusammenhang von Preisen im Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Markt .....	42

4.6	Wirkung von Börsenpreisen auf den bilateralen Handel.....	42
4.7	Zusammenfassung .....	43
<b>5</b>	<b>PARADIGMEN DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT.....</b>	<b>45</b>
5.1	Einleitung.....	45
5.2	Mangelnde Speicherbarkeit.....	45
5.3	Kapitalintensität .....	46
5.4	Langlebigkeit .....	46
5.5	Lange Vorlaufzeiten.....	46
5.6	Dargebotsabhängigkeit .....	47
5.7	Netzgebundenheit.....	47
5.8	Essentielles Wirtschaftsgut.....	47
5.9	Zusammenfassung Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft und Marktgestaltung....	47
<b>6</b>	<b>STROMBÖRSE UND ANFORDERUNGEN AN DIE MARKTGESTALTUNG.....</b>	<b>49</b>
6.1	Einleitung.....	49
6.2	Thesendefinition .....	49
6.3	Simulationsmodell der Strombörse .....	51
6.3.1	Grundlegende Annahmen.....	51
6.3.2	Kraftwerkspark .....	55
6.3.3	Strombörse.....	56
6.3.4	Gewinn- und Verlustrechnung.....	56
6.3.5	Bilanz.....	58
6.3.6	Real- und nominalwirtschaftliche Berechnungsfaktoren .....	60
6.3.7	Erzeugungscharakteristika.....	60
6.3.8	Verbrauchscharakteristik.....	61
6.3.9	Energiedeckungsrechnung.....	62
6.3.10	Leistungsdeckungsrechnung.....	62
6.4	Strombörse und Vollkostendeckung.....	65
6.4.1	Szenariodefinition.....	65
6.4.2	Energie- und Leistungsdeckungsrechnung .....	69
6.4.3	Ergebnisse des Szenarios .....	70
6.4.4	Zusammenfassung Strombörse und Vollkostendeckung .....	89
6.5	Strombörse und langfristige Planungssicherheit .....	94
6.5.1	Einfluss der Brennstoffpreise.....	95
6.5.1.1	IEA Primärenergiepreisszenarien.....	95
6.5.1.1.1	Szenariodefinition .....	96
6.5.1.1.2	Ergebnisse der Szenarien .....	97
6.5.1.2	Variation des Ölpreises.....	103
6.5.1.2.1	Szenariodefinition .....	103
6.5.1.2.2	Ergebnisse des Szenarios.....	103
6.5.1.3	Variation des Gaspreises .....	104
6.5.1.3.1	Szenariodefinition .....	104
6.5.1.3.2	Ergebnisse des Szenarios.....	104
6.5.1.4	Variation des Kohlepreises .....	105
6.5.1.4.1	Szenariodefinition .....	105
6.5.1.4.2	Ergebnisse des Szenarios.....	105
6.5.1.5	Variation des Wechselkurses .....	107
6.5.1.5.1	Szenariodefinition .....	108

6.5.1.5.2	Ergebnisse des Szenarios.....	108
6.5.1.6	Zusammenfassung Einfluss von Brennstoffpreisen.....	110
6.5.2	Einfluss der Emissionszertifikate.....	112
6.5.2.1	Szenariodefinition .....	113
6.5.2.2	Ergebnisse des Szenarios.....	113
6.5.2.3	Zusammenfassung Einfluss der Emissionszertifikate .....	116
6.5.3	Einfluss der dargebotsabhängigen Energieerzeugung .....	118
6.5.3.1	Einfluss der Laufwasserkrafterzeugung.....	120
6.5.3.1.1	Szenariodefinition .....	120
6.5.3.1.2	Ergebnisse des Szenarios.....	120
6.5.3.2	Einfluss der Speicherkraftwerkserzeugung.....	122
6.5.3.2.1	Szenariodefinition .....	123
6.5.3.2.2	Ergebnisse des Szenarios.....	123
6.5.3.3	Einfluss der Windkrafterzeugung .....	126
6.5.3.3.1	Szenariodefinition .....	127
6.5.3.3.2	Ergebnisse des Szenarios.....	128
6.5.3.4	Zusammenfassung Einfluss dargebotsabhängiger Erzeugung.....	132
6.5.4	Zusammenfassung Strombörse und langfristige Planungssicherheit .....	133
6.6	Strombörse und zeitgerechte Investitionsanreize .....	136
6.6.1	Szenariodefinition .....	136
6.6.2	Ergebnisse der Szenarien.....	137
6.6.3	Zusammenfassung Strombörse und zeitgerechte Investitionsanreize .....	148
6.7	Strombörse und lokale Investitionsanreize.....	151
6.7.1	Modell.....	151
6.7.2	Referenzszenarien.....	152
6.7.3	Zusammenfassung Strombörse und lokale Investitionsanreize.....	158
6.8	Weitere Kritikpunkte des reinen Energiemarktes.....	159
6.8.1	Mangelnde Elastizität der Nachfrage .....	159
6.8.2	Versorgungssicherheit als öffentliches Gut .....	160
6.8.3	Knappheitspreise und Marktmacht .....	161
6.8.4	Risikoaverses Verhalten der Erzeuger.....	163
6.8.5	Investitionszyklen (Boom-Bust Cycle).....	165
6.9	Zusammenfassung Strombörse und Anforderungen an die Marktgestaltung.....	166
<b>7</b>	<b>SPITZENLASTBEPREISUNG.....</b>	<b>169</b>
7.1	Einleitung.....	169
7.2	Historischer Überblick.....	169
7.3	Spitzenlastbepreisung nach Boiteux.....	170
7.4	Zwei-Perioden-Modell von Steiner.....	174
7.5	Berücksichtigung von Erzeugungs- und Verbrauchsunsicherheit .....	178
7.6	Optimale Zuteilung knapper Kapazitäten.....	180
7.7	Eigenrationierung.....	181
7.8	Unterbrechbare Lieferung.....	182
7.9	Spot- oder Echtzeitbepreisung .....	182
7.10	Wohlfahrtsökonomie bei nicht optimaler Kapazität .....	184
7.11	Zusammenfassung Spitzenlastbepreisung und Empfehlungen für die Marktgestaltung.....	186

---

<b>8</b>	<b>KAPAZITÄTSMECHANISMEN IN THEORIE UND PRAXIS.....</b>	<b>188</b>
8.1	Einleitung.....	188
8.2	Aufgabe der Kapazitätsmechanismen.....	189
8.3	Einteilung der Kapazitätsmechanismen.....	189
8.4	Bewertungskriterien .....	190
8.5	Administrative Kapazitätzahlungen.....	191
8.5.1	Theoretischer Ansatz .....	191
8.5.2	Praktische Umsetzung.....	192
8.5.2.1	Abgeltung über Anlagenverfügbarkeit.....	193
8.5.2.1.1	Anwendungsfall Chile (Pagos por potencia).....	193
8.5.2.1.2	Anwendungsfall Irland (Capacity Payment Mechanism) .....	197
8.5.2.1.3	Weitere Anwendungsfälle .....	198
8.5.2.2	Abgeltung über Kapazitätskurve.....	199
8.5.2.2.1	Anwendungsfall Spanien (Pagos por capacidad) .....	199
8.5.2.3	Abgeltung bei Anlageneinsatz .....	201
8.5.2.3.1	Anwendungsfall Argentinien.....	201
8.5.2.4	Kapazitätzahlungen auf Basis des VOLL.....	203
8.5.2.4.1	Anwendungsfall British Pool (Capacity payments).....	203
8.5.3	Bewertung des Ansatzes.....	205
8.6	Strategische Reserve .....	207
8.6.1	Theoretischer Ansatz .....	207
8.6.2	Praktische Umsetzung.....	209
8.6.2.1	Langfristverträge (long-term reserve contracting).....	210
8.6.2.1.1	Anwendungsfall Niederlande (The Dutch Safety Net).....	210
8.6.2.1.2	Anwendungsfall Schweden und Finnland (Peak Load Arrangements) ..	211
8.6.2.1.3	Anwendungsfall Neuseeland (Reserve Energy Scheme).....	214
8.6.2.2	Strategische Reserve des Systembetreibers (SO strategic reserve) .....	215
8.6.2.2.1	Anwendungsfall Schweden, Finnland und Norwegen (Fast disturbance reserve).....	215
8.6.2.3	Langzeitverträge mit Anlagen in engpassbehafteten Gebieten (long-term contracts of standing reserves for controlling congestion).....	216
8.6.2.3.1	Anwendungsfall Frankreich (PPI) .....	216
8.6.3	Bewertung des Ansatzes.....	217
8.7	Operative Reserve .....	220
8.7.1	Theoretischer Ansatz .....	220
8.7.2	Praktische Umsetzung.....	221
8.7.2.1	Anwendungsfall Norwegen (RKOM) .....	221
8.7.2.2	Anwendungsfall PJM (Day Ahead Scheduling Reserve Market).....	223
8.7.3	Bewertung des Ansatzes.....	224
8.8	Kapazitätsbörse mit künstlicher Nachfragekurve .....	226
8.8.1	Theoretischer Ansatz .....	226
8.8.2	Praktische Umsetzung.....	227
8.8.2.1	Anwendungsfall PJM (Reliability Pricing Model).....	228
8.8.2.2	Anwendungsfall New York ISO (ICAP Market) .....	239
8.8.2.3	Anwendungsfall WEM (Reserve Capacity Mechanism) .....	244
8.8.3	Bewertung des Ansatzes.....	247
8.9	Kapazitätsoptionen .....	250
8.9.1	Theoretischer Ansatz .....	250

---

8.9.2	Praktische Umsetzung.....	252
8.9.2.1	Anwendungsfall ISO New England (Forward Capacity Market) .....	252
8.9.2.2	Anwendungsfall Kolumbien (Obligaciones de Energía Firme, OEF).....	256
8.9.2.3	Anwendungsfall Brasilien .....	259
8.9.2.4	Anwendungsfall Griechenland (Capacity Assurance Mechanism) .....	262
8.9.3	Bewertung des Ansatzes.....	265
8.10	Zusammenfassung und Beurteilung der Kapazitätsmechanismen .....	269
<b>9</b>	<b>SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK .....</b>	<b>272</b>
<b>10</b>	<b>VERZEICHNISSE.....</b>	<b>274</b>
10.1	Abkürzungsverzeichnis .....	274
10.2	Abbildungsverzeichnis .....	278
10.3	Tabellenverzeichnis.....	278
10.4	Literatur- und Quellenverzeichnis .....	290
<b>11</b>	<b>ANHANG .....</b>	<b>314</b>
11.1	Marktstruktur und Besonderheiten ausgewählter Strommärkte in Europa.....	314
11.1.1	Intraday Handel MIBEL .....	314
11.2	Strombörsen und Anforderungen an die Marktgestaltung .....	314
11.2.1	Allgemeine Simulationsparameter .....	314
11.2.2	Kraftwerkspark der Erzeugungsunternehmen.....	316
11.2.2.1	Unternehmen 1 .....	316
11.2.2.2	Unternehmen 2 .....	317
11.2.2.3	Unternehmen 3 .....	318
11.2.2.4	Unternehmen 4 .....	319
11.2.2.5	Restunternehmen .....	319
11.2.3	Leistungsdeckung mittels „Adequacy Index“ .....	320
11.3	Prüfung These 2.....	321
11.3.1	Variation des Ölpreises.....	321
11.3.2	Variation des Gaspreises .....	323
11.3.3	Variation des Kohlepreises .....	325
11.3.4	Variation des Wechselkurses.....	327
11.3.5	Variation des Emissionspreises .....	328
11.4	Kapazitätsmechanismen .....	330
11.4.1	Zuteilungsmechanismus Kapazitätzahlungen im irischen CPM.....	330
11.4.2	Alternativer Ansatz: Kapazitätsbezugsrechte auf Endkundenebene .....	331
11.4.2.1	Theoretischer Ansatz .....	331
11.4.2.2	Praktische Erfahrungen .....	332

# 1 EINLEITUNG

## 1.1 Problemstellung

Die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes auf gesamteuropäischer Ebene begann im Jahr 1996 mit dem Beschluss der ersten Binnenmarkttrichtlinie 96/92/EG. Darin wurde den Mitgliedsstaaten die Verpflichtung auferlegt, die vormals vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs) in die Teilbereiche Erzeugung/Handel, Übertragung und Verteilung aufzugliedern und deren Gebietsmonopole stufenweise für alle zugelassenen Kunden zu öffnen. Während man den Bereich des Netzes weiterhin als natürliches Monopol betrachtete, führte man den Erzeugungsbereich in einen wettbewerblichen Markt über. Das Hauptaugenmerk während dieser Phase der Liberalisierung lag vor allem in der Erhöhung der kurzfristigen Effizienz und der Schaffung von mehr Wettbewerb. Hierzu wurden in den meisten europäischen Ländern, nach dem Vorbild anderer Commodity-Märkte, zentrale Stromhandelsbörsen eingerichtet, die für mehr Liquidität sorgen und dem Markt ein eindeutiges Referenzpreissignal bereitstellen sollten.

Der Bereich der Elektrizitätswirtschaft unterscheidet sich aber auf Grund einiger wesentlicher Besonderheiten von anderen Gütermärkten. Hervorzuheben ist hier vor allem die mangelnde Speicherbarkeit elektrischer Energie. Während die meisten herkömmlichen Güter vorrätig produziert, auf Lager gelegt und bei Bedarf von dort bezogen werden können, ist es im Bereich der Elektrizitätswirtschaft notwendig, die Erzeugung in jedem Zeitpunkt dem Verbrauch anzupassen. Dies bedingt, dass der Kraftwerkspark auf den maximalen Bedarf eines Jahres ausgelegt wird und zusätzlich ausreichende Reserven vorhanden sind, um etwaige Systemausfälle kompensieren zu können. Im Rahmen der Neuordnung der Elektrizitätswirtschaft wurde die Aufgabe ausreichende Kraftwerkskapazitäten bereitzustellen dem wettbewerblichen Erzeugungsmarkt übertragen. Dieser sollte durch ein entsprechendes Preissignal notwendige Investitionen frühzeitig anzeigen und so zu einer zeitgerechten Erweiterung des Systems, in ausreichendem Maße und in der notwendigen Form, führen. Nach dem es seit Beginn der Liberalisierung zu einem rasanten Abbau bestehender Überkapazitäten kam und neu errichtete Anlagen sich zumeist auf GuD- und Windkraftanlagen beschränkten, werden bereits vielfach Bedenken geäußert, ob der wettbewerbliche Markt in der Lage ist, diese Aufgabe zu erfüllen<sup>1</sup>. Diese Fragestellung gewinnt vor allem vor dem Hintergrund, dass in Europa in den kommenden Jahren erhebliche Ersatzinvestitionen notwendig sind, an Bedeutung<sup>2</sup>. In einigen bereits seit längerer Zeit liberalisierten Märkten außerhalb Europas zeigte sich, dass die Investitionsanreize zum Teil unzureichend sind. So kam es beispielsweise im Strommarkt Kaliforniens in den Jahren 2000 und 2001, bedingt durch einen hohen Verbrauchsanstieg und gleichzeitig ausbleibende Investitionen, zu einer folgenschweren Strompreiskrise mit flächenweisen Lastabschaltungen, die nur durch staatliche Eingriffe bewältigt werden konnte. Der entstandene volkswirtschaftliche Schaden betrug nach konservativen Schätzungen zwischen 40 und 45 Mrd. US-Dollar (Weare 2003, 4).

---

<sup>1</sup> vgl. (Joskow 2006, 1-5), (Ockenfels 2008, 11), (Finon und Pignon 2008, 143-145) et al.

<sup>2</sup> Ockenfels (2008, 11) geht von einem gesamteuropäischen Investitionsvolumen von ca. 300 Mrd. € bis zum Jahr 2020 aus. A.T. Kearney (2009, 27) gibt für denselben Zeitraum ein Volumen zwischen 400 und 500 Mrd. € an.

Die hohe volkswirtschaftliche Bedeutung einer sicheren Energieversorgung und der umfangreiche Investitionsbedarf innerhalb Europas in den kommenden Jahren (siehe Abbildung 1) haben die Problematik der Marktgestaltung und die Frage ausreichender Investitionsanreize auch auf gesamteuropäischer Ebene zu einem Thema oberster Priorität erhoben, wie umfangreiche Beratungsprozesse der Kommission der europäischen Regulatoren CEER (2009) oder des britischen Regulators OFGEM (2010) belegen. Die vorliegende Arbeit befasst sich daher detailliert mit dieser Thematik und versucht Antworten auf relevante Fragestellungen der Marktgestaltung zu geben.

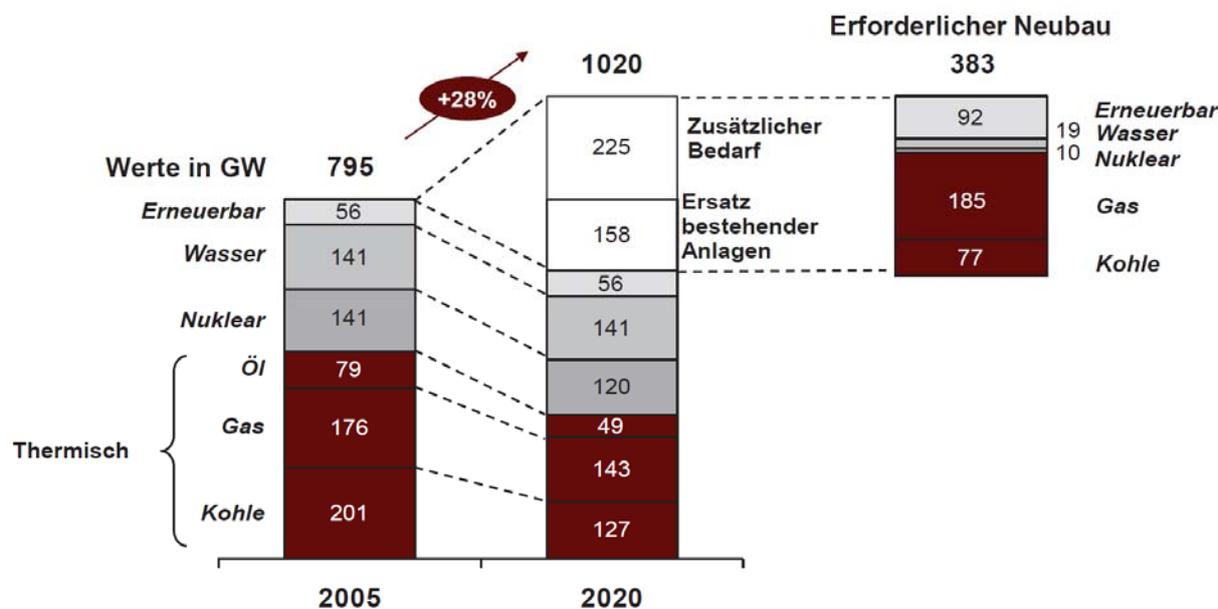


Abbildung 1: Erforderlicher Kraftwerksneubau der EU-27 bis zum Jahr 2020, Quelle (A.T. Kearney 2009, 27)

## 1.2 Ziel der Arbeit

Im ersten Teil der Arbeit soll geklärt werden, ob das Modell der Strombörse<sup>3</sup> die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft in ausreichendem Maße berücksichtigt. Hierfür werden aus den Paradigmen konkrete Anforderungen an die Marktgestaltung abgeleitet und mittels eines gesamtsystemischen Simulationsmodells untersucht, ob die Strombörse in der Lage ist, diese zu erfüllen. Dabei wird auch auf aktuelle Entwicklungen im europäischen Markt, wie den forcierten Ausbau von GuD- und Windkraftwerken, eingegangen und die langfristige Wirkungsweise einer solchen Entwicklung auf den Marktpreis und die Vollkostendeckung der Erzeugungsunternehmen dargestellt.

Im zweiten Teil der Arbeit wird untersucht, welche alternativen Möglichkeiten der Marktgestaltung, durch entsprechende Investitionsanreize, langfristig ausreichende Erzeugungskapazitäten sicherstellen können. Dafür werden die in Betracht gezogenen Konzepte kategorisiert, theoretisch erläutert und konkrete Anwendungsfälle detailliert untersucht. Im Anschluss erfolgt eine umfassende qualitative Analyse dieser Ansätze, in der vor allem die aus der praktischen Umsetzung gewonnenen Erkenntnisse einfließen. Ziel ist es, zu ermitteln, ob diese Mechanismen in der Lage sind, die identifizierten Mängel der Strombörse zu beheben, diese auch die Gestaltungsempfehlungen der klassischen Theorie der Spitzenlastbepreisung berücksichtigen und eine Implementierung im derzeitigen europäischen Marktumfeld möglich ist.

<sup>3</sup> in der Form des reinen Energiemarktes (energy-only market)

### 1.3 Aufbau der Arbeit

Im Folgenden werden die Struktur der Arbeit und der Inhalt der einzelnen Kapitel kurz beschrieben.

**Kapitel 3** befasst sich mit den volks- und betriebswirtschaftlichen Grundlagen der Arbeit sowie notwendigen Begriffsbestimmungen, um das Kerngebiet der Untersuchung thematisch zuordnen zu können. Zudem werden die in Europa angewendeten Methoden zur Beurteilung der langfristigen Versorgungssicherheit erläutert und mathematisch dargestellt, wie die Erzeugungskapazität in einem System aus volkswirtschaftlicher Sicht optimal zu wählen ist.

**Kapitel 4** stellt die Funktionsweise, Handelsvolumina und Marktpreise der wichtigsten Strombörsen in den Marktgebieten Zentral- und Westeuropa (EPEX Spot, EEX), Skandinavien (Nord Pool Spot, Nord Pool ASA) und der iberischen Halbinsel (OMEL, OMIP) dar. Dabei wird auch auf Besonderheiten der Marktgestaltung, wie der Möglichkeit negativer Börsenpreise oder der impliziten Versteigerung von Übertragungsrechten, eingegangen. Ziel ist es, einen Überblick über die Makrostruktur der wichtigsten Strombörsen und deren Bedeutsamkeit für die lokale Preisbildung zu geben.

In **Kapitel 5** werden die Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft detailliert dargestellt, deren Relevanz für den wettbewerblichen Erzeugungsmarkt erläutert und konkrete Anforderungen an die Marktgestaltung abgeleitet. Die ermittelten Anforderungen stellen die Grundlage für die Untersuchungen in Kapitel 6 dar.

In **Kapitel 6** wird mittels eines real- und nominalwirtschaftlichen Simulationsmodells bzw. auch unter Anwendung eines einfachen qualitativen Modells mit Angebots- und Nachfragefunktion untersucht, ob die Strombörse in der Lage ist, die aus den Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft abgeleiteten Anforderungen an die Marktgestaltung zu erfüllen. Dazu werden Thesen formuliert und diese auf ihre Haltbarkeit überprüft. Zusätzlich werden in der Literatur angeführte Kritikpunkte am Modell des reinen Energiemarktes dargestellt.

**Kapitel 7** beschäftigt sich mit der Thematik der Spitzenlastbepreisung. Diese wurde entwickelt, um eine volkswirtschaftlich optimale Nutzung nicht speicherbarer Güter zu gewährleisten. Die meisten theoretischen Ansätze stammen aus einem monopolistischen Umfeld, können aber auch heute noch wichtige Erkenntnisse für eine sinnvolle Ausgestaltung des Marktes liefern. Daher wird untersucht, welche Empfehlungen an die wettbewerbliche Marktgestaltung sich aus der klassischen Theorie der Spitzenlastbepreisung ableiten lassen.

**Kapitel 8** beinhaltet eine umfassende Analyse alternativer Möglichkeiten der Marktgestaltung. Dabei werden verschiedene in Verwendung befindliche Mechanismen zur Aufrechterhaltung der langfristigen Versorgungssicherheit (Kapazitätsmechanismen) kategorisiert, detailliert beschrieben und bisherige Ergebnisse darstellt. Anschließend wird auf Basis der praktischen Erfahrungen eine qualitative Analyse durchgeführt und untersucht, ob die einzelnen Mechanismen in der Lage sind, die ermittelten Mängel der Strombörse zu beheben bzw. ob diese auch die Empfehlungen der Spitzenlastbereisung berücksichtigen und in einem dezentral organisierten Börsenmarkt umgesetzt werden können.

In **Kapitel 9** werden die Schlussfolgerungen aus den Untersuchungsergebnissen gezogen und ein Ausblick auf zukünftige Herausforderungen des Forschungsgebietes gegeben.

## 2 FORSCHUNGSFRAGEN UND ERGEBNISSE DER UNTERSUCHUNGEN

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich eingehend mit der Thematik der Marktgestaltung unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft. Dabei wurden die folgenden vier Forschungsfragen geklärt:

1. Welche Anforderungen an die wettbewerbliche Marktgestaltung lassen sich aus den Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft ableiten?
2. Ist das derzeitige Modell der Strombörse in der Lage, diese Anforderungen zu erfüllen?
3. Welche Gestaltungsempfehlungen für einen wettbewerblichen Markt ergeben sich aus der klassischen Theorie der Spitzenlastbepreisung?
4. Welcher Kapazitätsmechanismus ist am besten geeignet, die identifizierten Mängel des reinen Energiemarktes zu beheben?

Einzelne Teilergebnisse der Arbeit wurden bereits im Rahmen verschiedener wissenschaftlicher Tagungen präsentiert [siehe (Redl, Süßenbacher, et al. 2008), (Süßenbacher, Schwaiger und Stigler 2010), (Süßenbacher, Tyma, et al. 2010)] und fanden die Anerkennung führender europäischer Elektrizitätsunternehmen, die sich intensiv mit der Thematik der Marktgestaltung auseinandersetzen. Im Folgenden werden die wesentlichen Erkenntnisse der Arbeit zusammengefasst und kompakt dargestellt.

### 2.1 Forschungsfrage 1: Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft und Marktgestaltung

Zur Klärung der ersten Forschungsfrage wurden die Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft detailliert untersucht und konkrete Anforderungen an die Marktgestaltung abgeleitet. Für den wettbewerblichen Erzeugungsbereich ergaben sich dabei folgende Kriterien:

- Bedingt durch die mangelnde Speicherbarkeit elektrischer Energie und den hohen Anspruch an die Versorgungssicherheit muss ein sinnvoll gestalteter Markt in der Lage sein, kurz- und langfristig ausreichende Erzeugungskapazitäten zur Verfügung zu stellen, sodass der Bedarf jederzeit sicher gedeckt werden kann.
- Infolge der hohen Kapitalintensität der Anlagen ist es notwendig, den Erzeugungsunternehmen eine sichere Erwirtschaftung ihres eingesetzten Kapitals, sprich eine Deckung ihrer Vollkosten, zu gewährleisten.
- Erzeugungsanlagen zeichnen sich durch äußerst lange Nutzungsdauern und Zeiträume der Kapitalwiedergewinnung aus. Die Aufgabe eines sinnvoll gestalteten Marktes ist es daher, den Investoren, trotz veränderlicher Einflussfaktoren, wie Brennstoffpreise oder der stochastischen Erzeugung dargebotsabhängige Technologien, langfristige Planungssicherheit zu gewährleisten.
- Die langen Vorlaufzeiten der Anlagenerrichtung bedingen, dass Erzeugungseingpässe frühzeitig aufgezeigt werden, damit Investitionen zeitgerecht erfolgen können.
- Auf Grund der Netzgebundenheit elektrischer Energie und möglicher Engpässe im Übertragungssystem ist es zudem notwendig, lokale Investitionsanreize zur Verfügung zu stellen.

## 2.2 Forschungsfrage 2: Strombörse und Anforderungen an die Marktgestaltung

Im Rahmen der zweiten Forschungsfrage wurde untersucht, ob die derzeitige Ausgestaltung der Strombörse diese Anforderungen in ausreichendem Maße berücksichtigt. Als Referenzmodell diente der reine Energiemarkt<sup>4</sup>. Zur Klärung der Fragestellung wurden aus den ermittelten Kriterien vier Thesen formuliert und diese mittels eines real- und nominalwirtschaftlichen Simulationsmodells der Strombörse bzw. einem einfachen mikroökonomischen Modell mit Angebots- und Nachfragekurve, auf ihre Haltbarkeit überprüft.

**These 1:** Das Modell der Strombörse ist in der Lage, Erzeugungsunternehmen die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten sicher zu gewährleisten.

Die Untersuchung von These 1 zeigte, dass unter Einhaltung der von ENTSO-E geforderten Reservekapazität im System, nicht alle Erzeugungsunternehmen in der Lage sind, ihre Vollkosten zu verdienen. Speziell der Ersatz kapitalintensiver Erzeugungsanlagen und der Betrieb von Spitzenlastkraftwerken sind in diesem Marktumfeld problematisch. Erstere verursachen einen langfristigen Anstieg der Fixkosten eines Unternehmens, wobei nicht sichergestellt ist, dass diese durch die Erlöse der Strombörse gedeckt werden können. Letztere kommen nur selten zum Einsatz und erwirtschaften in den wenigen Betriebsstunden, auf Grund ihrer hohen kurzfristigen Grenzkosten, nur geringe Deckungsbeiträge. Diese Aspekte werden in der derzeitigen Marktgestaltung unzureichend berücksichtigt.

Die Erzeugungsstruktur im Szenario wurde an jene des spanischen Marktes angelehnt. Dabei zeigte sich, dass ein forcierter Zubau von GuD- und Windkraftanlagen, wie er derzeit auch in vielen anderen Märkten Europas zu beobachten ist, die Problematik der Vollkostendeckung noch weiter verschärfen kann. Durch den steigenden Anteil gasbefuerter Kraftwerke im Markt setzen diese immer öfter den Börsenpreis, mit der Folge real sinkender Deckungsbeiträge (vgl. Abbildung 2 und Abbildung 3).

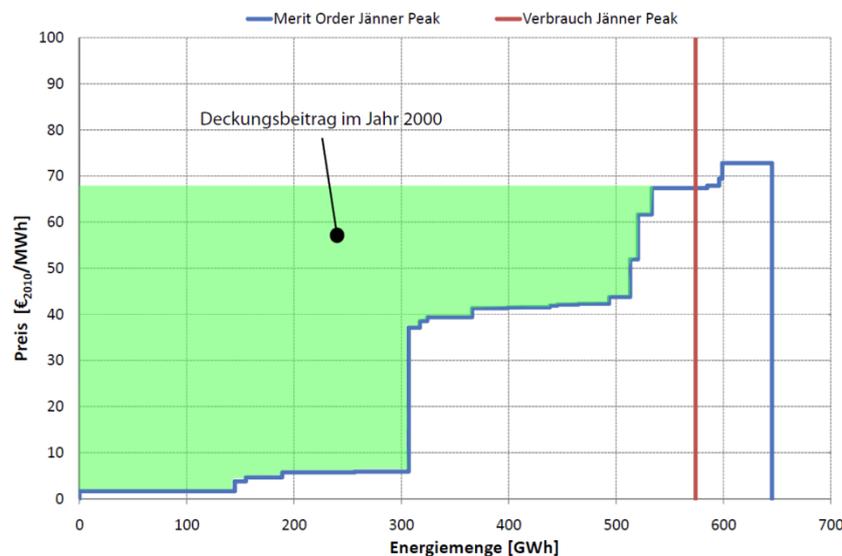


Abbildung 2: Merit Order und Deckungsbeitrag des Szenarios Spanien im Jänner 2000 (reale Werte, Basisjahr 2010)

<sup>4</sup> In diesem werden die Erzeuger nur für die ihnen produzierte Energie entlohnt. Es gibt keine zusätzlichen Mechanismen zur Gewährleistung einer langfristigen Versorgungssicherheit im System (Doorman 2000, 154).

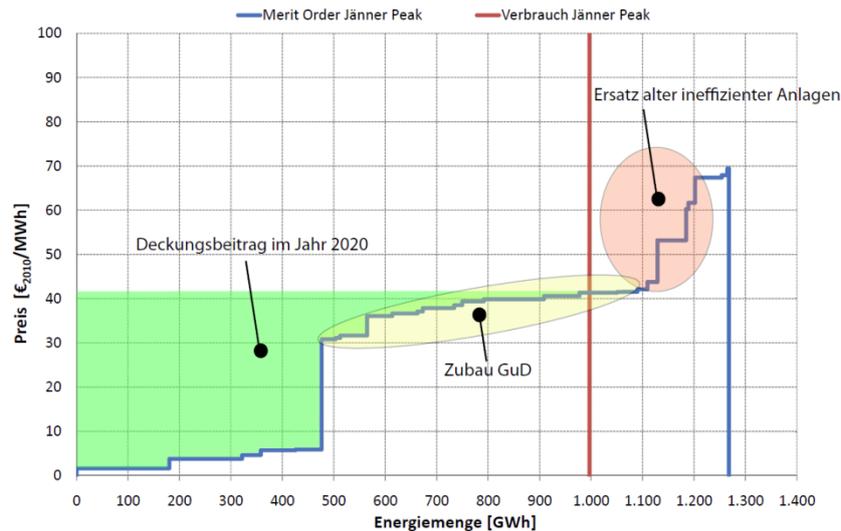


Abbildung 3: Merit Order und Deckungsbeitrag des Szenarios Spanien im Jänner 2020  
(reale Werte, Basisjahr 2010)

Der verstärkte Windkraftausbau führt, unter Berücksichtigung der Leistungsdeckung, zu einem deutlichen Energieüberschuss im System. Grund hierfür ist der Umstand, dass nur ca. 10 % der installierten Windkraftleistung als gesichert betrachtet werden können, im Durchschnitt jedoch eine deutlich höhere Leistung zur Energieproduktion zur Verfügung steht. In Folge dieses Effektes werden konventionelle Erzeugungsanlagen aus dem Markt gedrängt, der Börsenpreis im System sinkt und die Problematik der Vollkostendeckung wird noch zusätzlich verschärft.

Da sich Termingeschäfte an den zukünftig zu erwartenden Spotmarktpreisen orientieren, stellen auch diese keine ausreichende Absicherung gegen das hier beschriebene Problem dar. In einem realen Marktumfeld kann eine mangelnde Vollkostendeckung langfristig zum Ausbleiben notwendiger Investitionen und damit zu einer Verringerung der Versorgungssicherheit im System führen.

Auf Grund der Ergebnisse der Untersuchung konnte These 1 nicht bestätigt werden.

**These 2:** Das Modell der Strombörse gewährleistet Erzeugungsunternehmen, trotz veränderlicher Brennstoffpreise und schwankender dargebotsabhängiger Erzeugung, langfristige Planungssicherheit.

Die Untersuchung von These 2 zeigte eine hohe Abhängigkeit der Börsenpreise und Betriebsergebnisse gegenüber der Brennstoffpreisentwicklung der zumeist preissetzenden Technologie<sup>5</sup>. Je nach hinterlegtem Szenario war es möglich, dass Erzeugungsunternehmen langfristig Gewinne oder Verluste erwirtschafteten. Gleichzeitig besteht das Problem, dass selbst renommierte Institutionen nicht in der Lage sind, zuverlässige Primärenergiepreisprognosen abzugeben (vgl. Abbildung 4). Diese Unsicherheit überträgt sich auch auf den Elektrizitätsmarkt, wodurch eine langfristige Planungssicherheit nicht gewährleistet werden kann.

<sup>5</sup> Im untersuchten spanischen Markt war dies der Gaspreis.

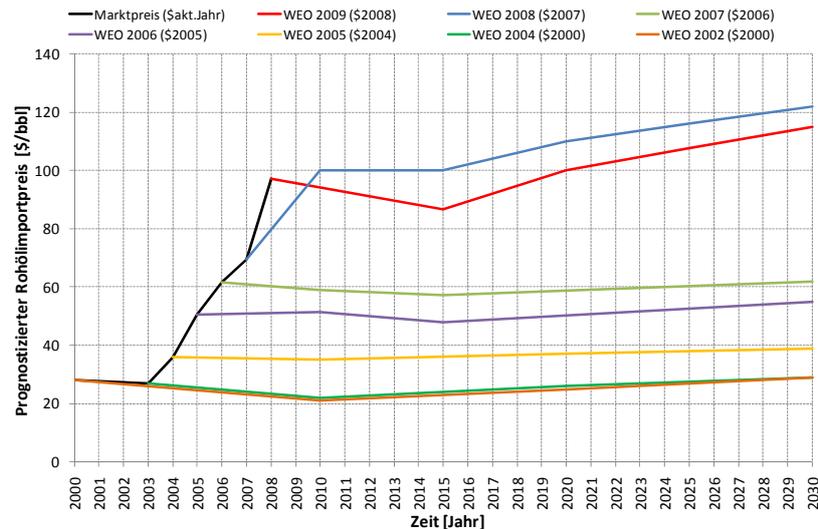


Abbildung 4: Prognose des Rohölimportpreises bis 2030 durch die IEA im Rahmen des „World Energy Outlook“, Quelle („World Energy Outlook“ des jeweiligen Jahres)

Die schwankende dargebotsabhängige Erzeugung im Modell beeinflusste die Börsenpreise vor allem in der Peak Periode. In diesem Zeitraum schneidet die Nachfragekurve die Merit Order im steilen Bereich und bereits kleine Änderungen der Erzeugungsmenge führen zu großen Preissprüngen. Im untersuchten spanischen Markt zeigte die Variation der Speichereinsatzzeiten die größte Wirkung auf den Börsenpreis, gefolgt von der Erzeugungscharakteristik und den Vollaststunden der Windkraftanlagen. Die Laufwasserkrafterzeugung spielt in Spanien, auf Grund ihres geringen Anteils an der der gesamt installierten Leistung, nur eine untergeordnete Rolle. In Märkten mit einem höheren Anteil, wie z.B. dem Börsegebiet Deutschland/Österreich, kann eine veränderliche Laufwasserkrafterzeugung eine deutlich größere Wirkung zeigen.

Da unter Annahme realistischer Brennstoffpreisentwicklungen und Erzeugungsfälle dargebotsabhängiger Erzeugungstechnologien große Schwankungsbreiten des Börsenpreises zu beobachten waren und Erzeugungsunternehmen je nach Szenario, Gewinne oder Verluste erwirtschafteten, ist eine langfristige Planbarkeit nicht sicher gewährleistet. These 2 wurde daher verworfen.

**These 3:** Das Modell der Strombörse ist in der Lage, notwendige Systemerweiterungen frühzeitig anzuzeigen.

Die Prüfung von These 3 führte zu dem Ergebnis, dass es wesentlich von der Form der Merit Order, dem Brennstoffpreisniveau und der Bedarfssteigerungsrate abhängt, ob die Strombörse in der Lage ist, frühzeitig einen Anreiz zur Anlagenerrichtung bereitzustellen. Verfügt der Markt nur über einen geringen Anteil hochpreisiger Spitzenlastkraftwerke, so kommt es erst nach unterschreiten der geforderten Kraftwerksreserve zur Ausbildung von Preisspitzen, welche die Knappheit der Erzeugung anzeigen sollten. Ist der Anteil teurer Spitzenlastkraftwerke hingegen groß, so stellt der Markt bereits frühzeitig einen Anreiz zur Anlagenerrichtung bereit. Die Höhe der auftretenden Preissprünge hängt wesentlich vom jeweiligen Brennstoffpreisniveau ab. Dieses stellt daher einen wichtigen Einflussfaktor für die Rentabilität von Neuanlagen dar.

Die Bedarfssteigerungsrate ist von Bedeutung, da sie bestimmt, wie schnell die noch verfügbare Kraftwerksreserve aufgebraucht wird. Steigt der Verbrauch rasch an, so ist es möglich,

dass Erzeugungsunternehmen nicht zeitgerecht auf das Preissignale reagieren können und notwendige Investitionen ausbleiben (Abbildung 5).

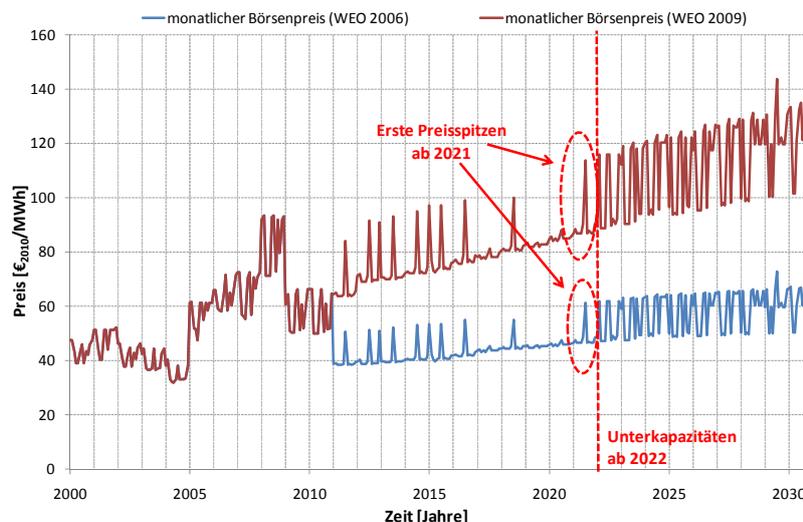


Abbildung 5: Preisspitzen im Modell bei einer erhöhten Verbrauchssteigerungsrate von 3,5 % p.a. ab 2020 (reale Preise, Basisjahr 2010)

Wie bereits in der Zusammenfassung von These 1 erwähnt, stellt die Rentabilität von Spitzenlastkraftwerken in einem reinen Energiemarkt ein Problem dar. Diese sind einerseits essentiell, um einen Investitionsanreiz für Grund- und Mittellastkraftwerke bereitzustellen, kommen selbst jedoch nur für wenige Stunden zum Einsatz und erwirtschaften dabei, auf Grund ihrer hohen Brennstoffkosten, geringe Deckungsbeiträge. Der ökonomische Ansatz des reinen Energiemarktes geht daher davon aus, dass der Marktpreis in Knappheitssituationen über die kurzfristigen Grenzkosten der letzten Erzeugungseinheit ansteigen muss, damit auch diese ihre Vollkosten erwirtschaften kann. Knappheitssituationen mit Rationierungsmaßnahmen sind daher für die einwandfreie Funktion des theoretischen Modells der Strombörse eine unabdingbare Voraussetzung. Dies ist jedoch in Anbetracht der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft, wie dem hohen Anspruch an die Versorgungssicherheit oder den langen Vorlaufzeiten der Anlagenerrichtung, eine nicht gangbare Lösung. Zudem steht der Ansatz in grobem Widerspruch mit den Zielen der Elektrizitätsmarktliberalisierung, welche eigentlich zu einer weiteren Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen sollte (siehe RL 2009/72/EG).

Dass die hier dargestellte Problematik nicht nur von theoretischer Natur ist, zeigte sich am Beispiel des kalifornischen Strommarktes. Dort kam es in den Jahren 2000 und 2001, bedingt durch hohe Verbrauchszuwachsraten bei gleichzeitig ausbleibenden Investitionen, zu flächenweisen Lastabschaltungen mit enormen volkswirtschaftlichen Verlusten.

Auf Grund der Ergebnisse der Untersuchung und den beobachteten Problemen des kalifornischen Strommarktes konnte auch These 3 nicht bestätigt werden.

**These 4:** Das Modell der Strombörse ist in der Lage, Investitionen am richtigen Standort zu fördern.

Gemäß den Ergebnissen der Untersuchung liefert eine Strombörse stets ökonomisch korrekte Preissignale. Das bedeutet, diese fördert die Errichtung von Neuanlagen in Gebieten mit hohen Marktpreisen oder teurer Erzeugungsstruktur. Ein wesentliches Manko ist jedoch, dass dabei die noch verfügbare Reservekapazität außer Acht gelassen wird. Spiegelt sich die

Knappheit der Erzeugung nicht adäquat im Preissignal wider, so ist es möglich, dass die Rentabilität einer Neuanlagen in einem Gebiet mit höherer Kraftwerksreserve vorteilhafter erscheint. Es besteht somit eine Diskrepanz zwischen dem Kriterium der ökonomischen Effizienz und der technisch relevanten Versorgungssicherheit. Idealerweise sollten beide Aspekte gemeinsam optimiert werden. Der Fokus des reinen Energiemarktes liegt jedoch ausschließlich in der Erhöhung der ökonomischen Effizienz.

Ein weiteres Problem besteht, wenn Übertragungsengpässe innerhalb der kleinsten Gebotszone der Strombörse auftreten. Dieser Effekt ist z.B. im EPEX Marktgebiet Deutschland/Österreich, auf Grund des verstärkten Windkraftausbaus, immer öfters zu beobachten. In diesem Fall ist der Markt nicht in der Lage, lokale Engpässe aufzuzeigen und einen örtlichen Investitionsanreiz bereitzustellen. Aus diesem Grund muss auch These 4 verworfen werden. Eine mögliche Lösung des Problems stellt das sogenannte „Nodal Pricing“ Konzept dar. Dabei wird jedem Netzknoten im System ein eigener Energiepreis zugewiesen.

Zusätzlich zu den identifizierten Mängeln der Strombörse werden in der Literatur noch weitere Kritikpunkte, wie eine mangelnde Elastizität der Nachfrage oder das Problem Knappheitspreise von marktmachtindizierten Preisen zu unterscheiden, angeführt. Zusammenfassend musste daher die Forschungsfrage 2, ob das derzeitige Modell der Strombörse die Anforderungen an die Marktgestaltung ausreichend berücksichtigt, mit nein beantwortet werden.

### 2.3 Forschungsfrage 3: Spitzenlastbepreisung

Im Rahmen der Forschungsfrage 3 wurde ermittelt, welche Empfehlungen an die Marktgestaltung sich aus der Theorie der Spitzenlastbepreisung ableiten lassen.

Das derzeit in den meisten liberalisierten Elektrizitätsmärkten angewendete Konzept des „Spot- oder Real-time Pricing“<sup>6</sup> orientiert sich an den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung „b“. Dies kann auf Grund der identifizierten Mängel der Marktgestaltung dazu führen, dass Erzeugungsunternehmen langfristig nicht in der Lage sind, ihre Vollkosten zu erwirtschaften. Wie die umfassende Untersuchung der klassischen Ansätze von Boiteux et al. zeigte, sollte die Preisbildung optimalerweise auf Basis der langfristigen Grenzkosten „ $b + \beta$ “ erfolgen, um den Erzeugungsunternehmen den Erhalt ihrer Eigenwirtschaftlichkeit sicher zu gewährleisten.

Auf Grund des asymmetrischen Verlaufs der wohlfahrtsökonomischen Kosten sollte ein Elektrizitätsmarkt zudem ein bestimmtes Maß an Überkapazitäten besitzen. Diese können mittels Kapazitätsmechanismen, welche Erzeugern zusätzliche Erlöse bereitstellen und eventuell eine bestimmte Reservekapazität im System vorschreiben, sichergestellt werden. Orientieren sich die Erlöse an den Kapazitätskosten „ $\beta$ “, so stehen diese Mechanismen im Einklang mit der klassischen Theorie der Spitzenlastbepreisung. Tatsächlich begründen sich einige der bereits umgesetzten Modelle, wie z.B. das Konzept der administrativ bestimmten Kapazitätszahlungen, auf den Ansätzen von Boiteux et al.

Ein wesentliches Prinzip der Spitzenlastbepreisung ist die verursachungsgerechte Verrechnung der Kapazitätskosten „ $\beta$ “. Dies bedeutet, wer eine Erweiterung des bestehenden Systems er-

---

<sup>6</sup> Das an den Strombörsen angewendete Modell des reinen Energiemarktes leitet sich aus dem Konzept des „Spot- oder Real-time Pricing“ ab.

forderlich macht, sollte auch die dadurch entstehenden Folgekosten tragen. Wie Steiner (1957) nachweist, entspricht dies auch der volkswirtschaftlich optimalen Lösung. Ein sinnvoll gestalteter Markt sollte daher eine verursachungsgerechte Kostenverrechnung gewährleisten.

Unter Beibehaltung des „Spot Pricing“ Konzeptes ist es notwendig, Maßnahmen zur Förderung der Nachfrageelastizität zu implementieren. Diese sollten Verbrauchern einen entsprechenden Anreiz geben, ihren Bedarf an die momentane Erzeugungssituation anzupassen. Die Implementierung von intelligenten Zählern mit zeitveränderlichen Preisen sowie die Förderung von Power Demand Side Management (PDSM) im Industriebereich stellen in diesem Zusammenhang sinnvolle Maßnahmen dar. Es ist jedoch zu erwähnen, dass die dem theoretischen Konzept des „Real-time Pricing“ hinterlegte Forderung, alle Endkunden zu Echtzeitpreisen zu verrechnen, wenig sinnvoll erscheint. Wie Untersuchungen zeigen, können speziell im Haushaltsbereich einfachere Bepreisungskonzepte, wie „Time-of-Use“ (TOU) oder „Critical Peak Pricing“ (CPP) deutliche größere Lastreduktionen erzielen.

#### **2.4 Forschungsfrage 4: Kapazitätsmechanismen in Theorie und Praxis**

In Forschungsfrage 4 wurde ermittelt, welche der momentan umgesetzten Kapazitätsmechanismen am besten geeignet sind, die identifizierten Mängel der Strombörse zu beheben bzw. ob diese auch die Gestaltungsempfehlungen der klassischen Theorie der Spitzenlastbepreisung berücksichtigen. Hierfür wurden die einzelnen Mechanismen zuerst kategorisiert und theoretisch erläutert, danach deren praktischen Anwendungsfälle und bisherigen Ergebnisse untersucht und schließlich eine qualitative Analyse auf Basis definierter Kriterien durchgeführt.

Die Untersuchung zeigte, dass von den bisher in Anwendung befindlichen Mechanismen, jene mit separaten Kapazitätszahlungen am besten geeignet sind, die Mängel des reinen Energiemarktes zu beheben. Durch die separate Fixkostenabgeltung erhöht sich die langfristige Planungssicherheit der Erzeuger und zudem sollte es bei sinnvoller Ausgestaltung auch ohne Knappheitssituationen möglich sein, eine Vollkostendeckung zu gewährleisten. Solange ein Großteil der Verbraucher zu Durchschnittspreisen verrechnet wird und nicht adäquat auf das Preissignal der Strombörse reagieren kann, erscheint es zudem sinnvoll, eine bestimmte Erzeugungskapazität im System vorzuschreiben, so wie dies im Mechanismus der Kapazitätsbörse bzw. der Kapazitätsoptionen der Fall ist. Auf Grund der deutlich längeren Vorlauf- und Vergütungszeiträume in den untersuchten Anwendungsfällen, ist dem Modell der Kapazitätsoptionen der Vorzug zu geben. Ein wesentliches Manko der beiden Ansätze besteht darin, dass diese für einen zentral organisierten Markt entwickelt wurden und keine praktischen Erfahrungen bezüglich deren Anwendung in Börsenmärkten vorhanden sind. Die Untersuchung zeigte, dass für eine Umsetzung in einem dezentral organisierten Markt erhebliche Anpassungen in der Marktgestaltung notwendig wären. Bevor dies geschieht, sollten jedoch konkrete Untersuchungen mit Hilfe realitätsgetreuer Simulationsmodelle durchgeführt werden, um mögliche Folgewirkungen der Mechanismen abschätzen zu können. Dies sind die großen Herausforderungen, die es auf dem Gebiet der Marktgestaltung zukünftig zu bewältigen gilt.

### 3 GRUNDLAGEN UND BEGRIFFSBESTIMMUNGEN

Im folgenden Kapitel werden die ökonomischen und technischen Grundlagen sowie wesentlichen Begriffsbestimmungen, welche für die Untersuchungen der Arbeit notwendig sind, erläutert.

#### 3.1 Ökonomische Grundlagen

##### 3.1.1 Gesamtkosten

Die Gesamtkosten (Total Costs, TC) können in fixe Kosten (Fix Costs, FC) und variable Kosten (Variable Costs, VC) unterteilt werden.

$$TC(q) = FC + VC(q) \quad (3-1)$$

mit:

TC(q) .....	Gesamtkosten	FC.....	Fixkosten
VC(q) .....	variable Kosten	q.....	Erzeugungsmenge

##### 3.1.2 Fixkosten und Sunk Costs

Fixkosten (Fix Costs, FC) sind per Definition Kosten, die unabhängig von der Ausbringungsmenge entstehen. Sie werden in der Praxis häufig mit den sogenannten Sunk Costs gleichgesetzt. Dies sind entstandene Kosten, die nicht mehr rückgängig zu machen sind und in Folge dessen keine Opportunitätskosten besitzen. Sie werden daher in zukünftigen Unternehmensentscheidungen nicht mehr berücksichtigt. Dies ist der Grund, warum aus theoretischer Sicht die Fixkosten der Erzeugung in der Angebotslegung der Strombörse keine Relevanz besitzen. Die Fixkosten eines Erzeugungsunternehmens setzen sich hauptsächlich aus den Kosten für Abschreibungen (Abschreibung für Abnutzung, AfA), Fremd- und Eigenkapitalzinsen, Kosten für Löhne und Gehälter der Belegschaft, Versicherungen, Steuern auf Einrichtungen und Lizenzgebühren zusammen (L. Müller 1998, 104).

##### 3.1.3 Variable Kosten

Variable Kosten (Variable Costs, VC) ändern sich mit der Ausbringungsmenge (q). Sie steigen bei höherem und sinken bei niedrigerem Output. Im Erzeugungsbereich werden die variablen Kosten hauptsächlich durch die Brennstoffe der Anlagen, die Wartungs- und Instandhaltungskosten bzw. andere variable Kosten der Produktionsfaktoren bestimmt.

##### 3.1.4 Grenzkosten

Grenzkosten (Marginal Cost, MC)<sup>7</sup> sind die Kosten, die bei Produktion einer zusätzlichen Outputereinheit q entstehen. Genauer entsprechen die Grenzkosten dem Anstieg der Gesamtkosten bei der Produktion einer weiteren Outputereinheit bzw. dem Anstieg der variablen Kosten, da sich die Fixkosten mit der Ausbringungsmenge nicht ändern.

$$MC = \frac{dTC}{dq} = \frac{dVC}{dq} \quad (3-2)$$

---

<sup>7</sup> manchmal auch als "incremental costs" bezeichnet (Pindyck und Rubinfeld 2005, 218).

mit:

TC(q) .....	Gesamtkosten	FC .....	Fixkosten
VC(q) .....	variable Kosten	q .....	Erzeugungsmenge

Es ist des Weiteren auf Grund des jeweiligen Betrachtungszeitraums zwischen kurz- und langfristigen Grenzkosten zu unterscheiden.

### Kurzfristige Grenzkosten<sup>8</sup>

Da sich die Produktionsstruktur eines Marktes nicht schnell genug an den Bedarf anpassen kann, werden die meisten Kostenfaktoren in der kurzen Frist als fix betrachtet. Dieser kurzfristige Zeitraum kann sich je nach Branche unterscheiden. Im Bereich der Elektrizitätswirtschaft ist es möglich, neue Kraftwerke innerhalb von ca. drei Jahren zu errichten und dadurch die Produktionsstruktur dem Bedarf anzupassen. Der Begriff der Kurzfristigkeit umfasst hier somit bereits eine Zeitspanne von mehreren Jahren. Für die Angebotslegung an der Strombörse sind die kurzfristigen Grenzkosten (Short Run Marginal Cost, SRMC,  $b^9$ ) relevant. Dies sind jene Kosten, die sich im Falle einer Steigerung der Ausbringungsmenge um eine Einheit in der kurzen Frist ändern. Im Bereich der Erzeugung werden die kurzfristigen Grenzkosten hauptsächlich durch die Kosten für Brennstoffe, sonstige variable Erzeugungskosten und mögliche Opportunitätskosten bestimmt (Ockenfels, Grimm und Zoetl 2008, 65). Die Fixkosten der Anlagen werden in diesem Zeitraum nicht durch die Ausbringungsmenge beeinflusst und sind daher nicht angebotsrelevant.

### Langfristige Grenzkosten

Langfristig sind alle Kosten der Produktion variabel. Erzeugungsanlagen können in Betrieb genommen oder stillgelegt werden, wodurch sich die Fixkosten bzw. auch Sunk Costs von getroffenen Investitionsentscheidungen verändern. Die langfristigen Grenzkosten (Long Run Marginal Cost, LRMC) geben an, wie sich die Produktionskosten in der langen Frist bei einer Erhöhung der Ausbringungsmenge um eine Einheit ändern. Sie setzen sich aus den kurzfristigen Grenzkosten ( $b$ ) und den Kapazitätserweiterungskosten ( $\beta$ )<sup>9</sup> zusammen. Die Kapazitätserweiterungskosten entsprechen dabei der Änderung der Investitionskosten mit der Ausbringungsmenge und sind auf Grund der Kapitalintensität der Anlagen im Erzeugungsbereich die bestimmende Komponente der langfristigen Grenzkosten. Diese Größe ist deshalb von Bedeutung, da Unternehmen zur Sicherung ihres Fortbestandes nicht nur in der Lage sein müssen ihre kurz-, sondern auch ihre langfristigen Grenzkosten zu decken.

#### 3.1.5 Opportunitätskosten

Opportunitätskosten entstehen durch versäumte Möglichkeiten der Ressourcennutzung, wenn Güter oder Dienstleistungen nicht dem Gebrauch mit dem höchsten Wert zugeführt werden. In Strommärkten stellt beispielsweise der Emissionshandel eine Opportunität dar. Werden Emissionszertifikate für die Energieerzeugung eingesetzt, so können sie nicht mehr am Markt veräußert werden. Die nicht genutzte Verkaufsmöglichkeit verursacht dem Anlagenbetreiber

---

<sup>8</sup> vgl. Tyma (2009, 12-15)

<sup>9</sup> In der klassischen Theorie der Spitzenlastbepreisung werden die kurzfristigen Grenzkosten zumeist mit dem Formelbuchstaben „ $b$ “ und die Kapazitätserweiterungskosten mit „ $\beta$ “ bezeichnet, siehe (Steiner 1957), (Crew und Kleindorfer 1986) et al.

Opportunitätskosten in der Höhe des Emissionshandelspreises. Diese werden in den variablen Erzeugungskosten mit berücksichtigt und sind daher grenzkostenrelevant.

### 3.1.6 Vollkosten

Vollkosten sind ein Begriff der betriebswirtschaftlichen Kostenrechnung. Diese berücksichtigen alle in einer Periode anfallenden Kosten der Leistungserstellung und entsprechen in Summe den Gesamtkosten eines Unternehmens. Das Vollkostenprinzip besagt, dass Unternehmen langfristig ihre Vollkosten decken müssen, um den Fortbestand des Unternehmens zu gewährleisten. Auf den Erzeugungsbereich der Elektrizitätswirtschaft umgelegt bedeutet dies, dass Kraftwerksbetreiber langfristig alle entstehenden fixen und variablen Kosten der Produktion decken können müssen.

### 3.1.7 Deckungsbeitrag

Auch der Deckungsbeitrag ist ein Begriff der Kostenrechnung. Er bezeichnet die Differenz zwischen den Erlösen und den variablen Kosten verkaufter Güter oder Dienstleistungen. Dieser Betrag wird normalerweise zur Deckung der anfallenden Fixkosten herangezogen.

$$DB(q) = E(q) - VC(q) = db * q \quad (3-3)$$

mit:

DB.....	Deckungsbeitrag	E(q) .....	Erlöse
VC(q) .....	variable Kosten	db .....	Deckungsbeitrag pro Menge
q .....	Erzeugungsmenge (Absatzmenge)		

In der Volkswirtschaftslehre wird dieser Beitrag zur Vollkostendeckung als „inframarginale Rente“ bezeichnet (Ockenfels 2007, 58). Diese entspricht der Differenz zwischen den Erlösen des Marktes und den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung.

### 3.1.8 Reale und nominale Größen

Nominale Größen stellen den aktuellen Wert eines Produktes oder einer Dienstleistung zum jeweiligen Zeitpunkt dar. Sie geben den Geldbetrag an, der für das Produkt zu zahlen ist. So betrug beispielweise im Jahr 1970 der nominale Wert einer Kilowattstunde Haushaltsstrom ca. 6 Cent. Im Jahr 2010 besitzt dieselbe Liefermenge einen nominalen Wert von ca. 20 Cent. Betrachtet man jedoch die Vorteilhaftigkeit von Investitionsprojekten oder die Entwicklung von Marktpreisen über einen längeren Zeitraum hinweg, so werden im Allgemeinen reale Größen verwendet. Diese stellen die um den Einfluss der Inflation bereinigten Geldwerte dar. Nominale Geldwerte können über die folgende Formel in reale Werte umgerechnet werden<sup>10</sup>:

$$P_t \text{ in Werten von } x = \frac{P_t \text{ nominal}}{(1+\pi)^{(t-x)}} \quad (3-4)$$

mit:

$P_t$ in Werten von $x$ .....	realer Preis zum Zeitpunkt $t$ in Werten von $x$
$P_t$ nominal .....	nominaler Preis zum Zeitpunkt $t$
$\pi$ .....	Inflationsrate

<sup>10</sup> vgl. (Pindyck und Rubinfeld 2005, 36)

Geht man beispielsweise von einer durchschnittlichen Inflation von 2 % p.a. seit den Siebzigerjahren aus, so ergibt sich im Jahr 2010 ein realer Haushaltsstrompreis von ca. 9 Cent/kWh in den Geldwerten von 1970. Dies bedeutet, der Strompreis ist real geringfügiger gestiegen, als dies der nominale Wert zum Ausdruck bringt.

$$P_{2010 \text{ in Werten von } 1970} = \frac{20 \text{ Cent/kWh}}{(1 + 0,02)^{(2010 - 1970)}} = 9,05 \text{ Cent}_{1970}/\text{kWh} \quad (3-5)$$

Die Untersuchung mittels realen Geldwerten ist deshalb von Bedeutung, da sie Auskunft über die Kaufkraft der finanziellen Mittel gibt. Es ist z.B. möglich, dass die Preise in einem Markt nominal steigen, aber bedingt durch die Inflation real sinken. Die Unternehmen im Markt erwirtschaften unter der Annahme gleichbleibender Ausbringungsmengen real fallende Erlöse und verlieren an Kaufkraft. Diese Tendenz könnte langfristig zu Investitionsproblemen im Erzeugungsbereich führen.

### 3.1.9 Angebots-, Nachfragefunktion und Markträumungspreis

Die Angebotsfunktion in einem Markt gibt Auskunft darüber, zu welchen Preisen die Anbieter bereit sind, ihre Ware zu verkaufen (Abbildung 6). Die Reihung der Einzelgebote nach steigenden Preisen wird als „Merit Order“ bezeichnet. Unter der Annahme von Überkapazitäten im Markt erfolgt die Angebotslegung auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten (b).

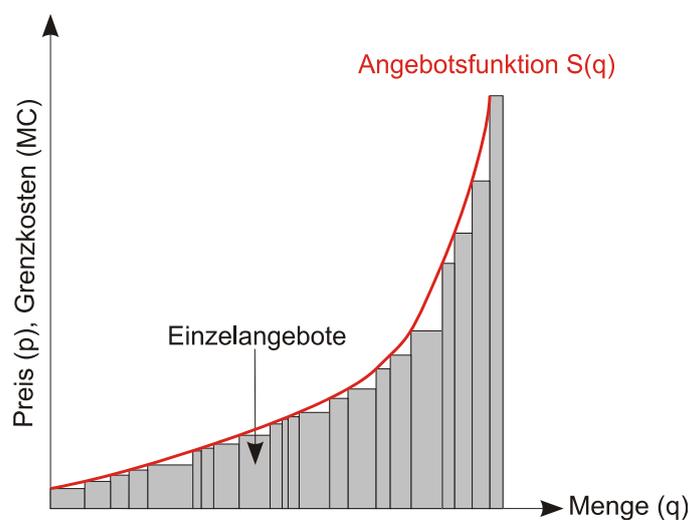


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Angebotsfunktion (Merit Order) in einem Markt

Abbildung 7 zeigt die typische Merit Order einer Strombörse. Auf Grund der äußerst heterogenen Erzeugungsstruktur in der Elektrizitätswirtschaft, unterscheiden sich die kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke wesentlich. Während Grundlastkraftwerke, welche die meiste Zeit des Jahres in Betrieb sind, nur sehr geringe kurzfristige Grenzkosten (b) aufweisen, besitzen Spitzenlastkraftwerke sehr hohe Grenzkosten. Die Angebotskurve steigt daher in der Nähe der Kapazitätsgrenze stark an.

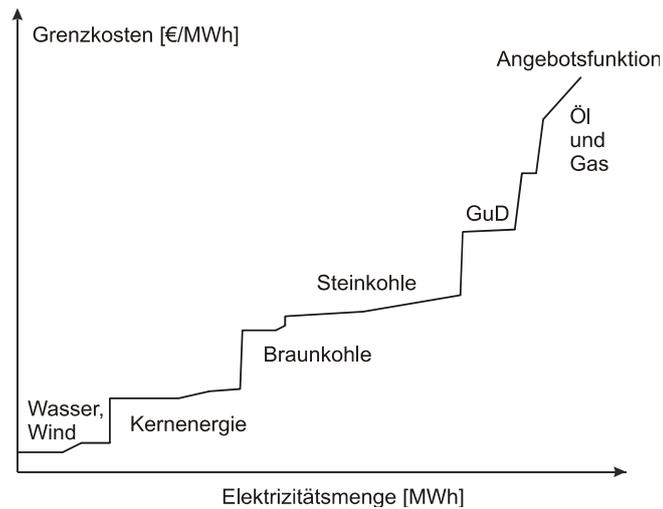


Abbildung 7: Typische Angebotsfunktion (Merit Order) der Strombörse, in Anlehnung an (Erdmann und Zweifel 2008, 304)

Bei Betrachtung der Kapazitätserweiterungskosten ( $\beta$ ) dreht sich dieses Verhältnis um. Hier besitzen Grundlastkraftwerke hohe und Spitzenlastkraftwerke geringe Kosten. Je nach Einsatzzeit erweist sich eine andere Kombination aus kurzfristigen Grenzkosten und Kapazitätserweiterungskosten und damit ein anderer Kraftwerkstyp als effizient. Auf Grund der schwankenden Nachfrage und der mangelnden Speicherbarkeit elektrischer Energie stellt ein Kraftwerkspark mit heterogener Kostenstruktur die effizienteste Möglichkeit dar, den Bedarf zu decken (siehe Abbildung 8).

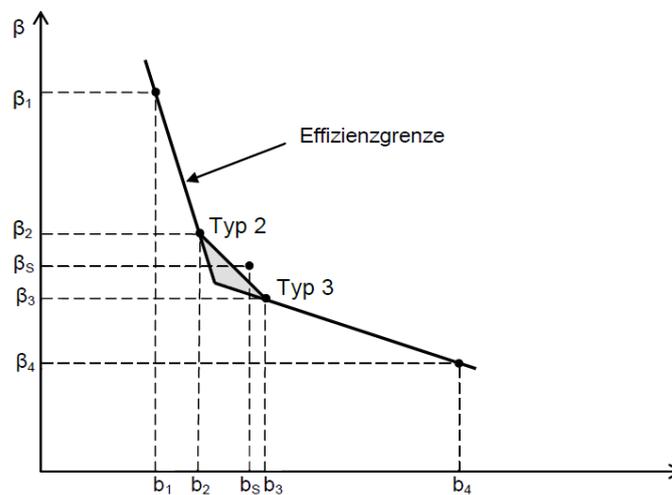


Abbildung 8: Effiziente Einsatzreihenfolge von Kraftwerken auf Grund deren Kostenstruktur, Quelle (Crew und Kleindorfer 1986, 46)

Die Nachfragefunktion spiegelt den Grenznutzen der Kunden wider. Diese geben einzelne Kaufgebote ab, die zur Nachfragefunktion des Marktes aggregiert werden (Abbildung 9).

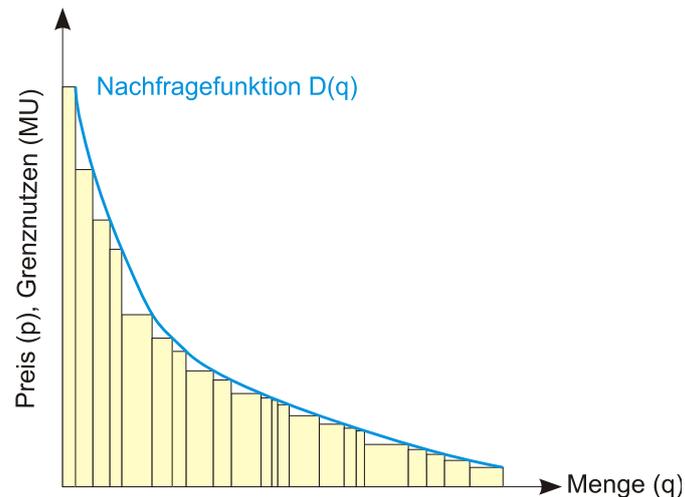


Abbildung 9: Schematische Darstellung der Nachfragefunktion in einem Markt

Werden Angebots- und Nachfragefunktion zusammengeführt, so bildet sich ein Marktträumungspreis (Market Clearing Price, MCP) und eine Marktträumungsmenge  $q^*$  (Abbildung 10). Alle Angebots- und Nachfragebote links des Schnittpunkts der beiden Kurven werden ausgeführt. Die Kunden zahlen den MCP für den Konsum des Gutes und die Erzeuger erhalten diesen für die Bereitstellung des Gutes. Angebot und Nachfrage rechts des Schnittpunkts werden nicht bedient.

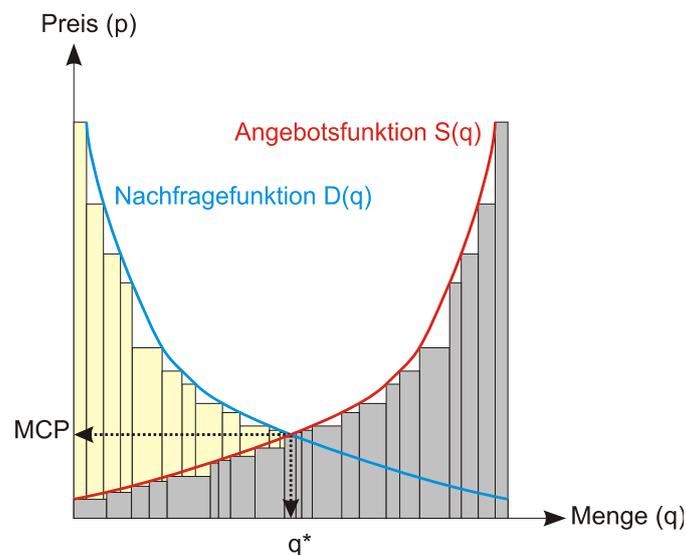


Abbildung 10: Schematische Darstellung der Preisbildung in einem Markt

### 3.1.10 Konsumenten-, Produzentenrente und Wohlfahrt

Auf Grund des Tauschgeschäftes profitieren sowohl die Konsumenten, die bereit gewesen wären, einen höheren Betrag für das Gut zu bezahlen, als auch die Produzenten, welche das Gut zu einem günstigeren Preis verkauft hätten. Die Differenz zwischen der Zahlungsbereitschaft der Kunden  $D(q)$  und dem Marktträumungspreis (MCP) wird als Konsumentenrente (KR) bezeichnet und errechnet sich wie folgt:

$$KR = \int_0^{q^*} D(q) dq - MCP * q^* \tag{3-6}$$

mit:

KR .....	Konsumentenrente	D(q).....	Nachfragefunktion
MCP.....	Markträumungspreis	q* .....	Markträumungsmenge

Der Vorteil der den Erzeugern durch den Handel am Markt entsteht, wird als Produzentenrente (PR) bezeichnet und errechnet sich aus der Differenz von Markträumungspreis (MCP) und Angebotskosten S(q):

$$PR = MCP * q^* - \int_0^{q^*} S(q) dq \tag{3-7}$$

mit:

PR.....	Produzentenrente	S(q) .....	Angebotsfunktion
MCP.....	Markträumungspreis	q* .....	Markträumungsmenge

Diese beiden Komponenten sind in Abbildung 11 dargestellt. Die Wohlfahrt (W) stellt die Summe aus Produzenten- und Konsumentenrente dar und beschreibt, welcher Gesamtvorteil der Volkswirtschaft durch dieses Tauschgeschäft entsteht.

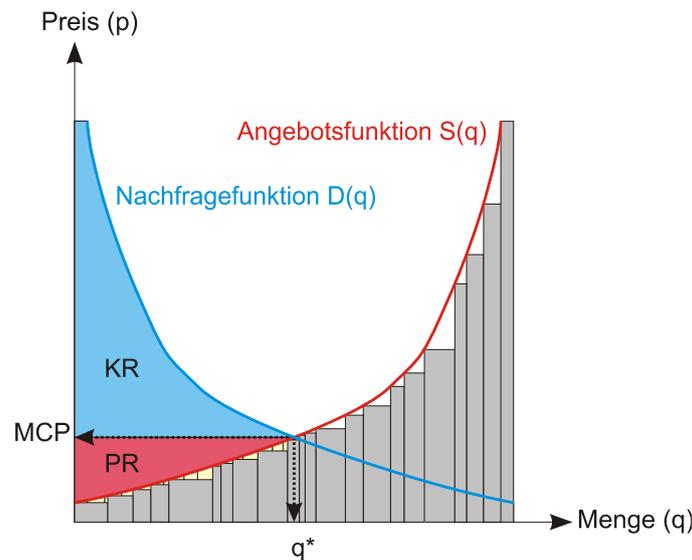


Abbildung 11: Schematische Darstellung von Konsumenten- und Produzentenrente in einem Markt

### 3.1.11 Elastizität der Nachfrage

Die Elastizität der Nachfrage gibt an, wie sehr die Kunden auf eine Änderung des Marktpreises mit einer Änderung ihres Konsumverhaltens reagieren. Dieser Schachverhalt lässt sich mathematisch folgendermaßen beschreiben:

$$\varepsilon = \frac{\text{prozentuelle \u00c4nderung der Nachfragemenge}}{\text{prozentuelle \u00c4nderung des Preises}} = \frac{\frac{\delta q}{q}}{\frac{\delta p}{p}} \quad (3-8)$$

mit:

$\varepsilon$  ..... Preiselastizit\u00e4t der Nachfrage       $q$  ..... Nachfragemenge  
 $p$  ..... Marktpreis

Die Preiselastizit\u00e4t der Nachfrage kann Werte zwischen -1 und +1 annehmen und wird entsprechend kategorisiert in:

Preiselastische Nachfrage  $|\varepsilon| < 1$ : Eine preiselastische Nachfrage liegt vor, wenn eine Preis\u00e4nderung von 1 % eine Nachfragemengen\u00e4nderung gr\u00f6\u00dfer 1 % bewirkt. Einen Sonderfall stellt die sogenannte „vollkommen elastische Nachfrage“ dar, bei der eine Preis\u00e4nderung von 1 % eine unendliche Mengen\u00e4nderung bewirkt.

Preisunelastische Nachfrage  $|\varepsilon| > 1$ : Eine preisunelastische Nachfrage liegt vor, wenn eine Preis\u00e4nderung von 1 % eine Nachfragemengen\u00e4nderung kleiner 1 % bewirkt. Im Sonderfall der „vollkommen unelastische Nachfrage“ f\u00fchrt eine Preis\u00e4nderung von 1 % zu keiner Nachfragemengen\u00e4nderung.

Sonderfall Preiselastizit\u00e4t  $|\varepsilon| = 1$ : Bei einer Preiselastizit\u00e4t von 1 bewirkt eine Preis\u00e4nderung von 1 % eine Mengen\u00e4nderung von genau 1 %. Das Produkt aus Preis ( $p$ ) und Menge ( $q$ ) bleibt auf dieser Geraden konstant (Abbildung 12).

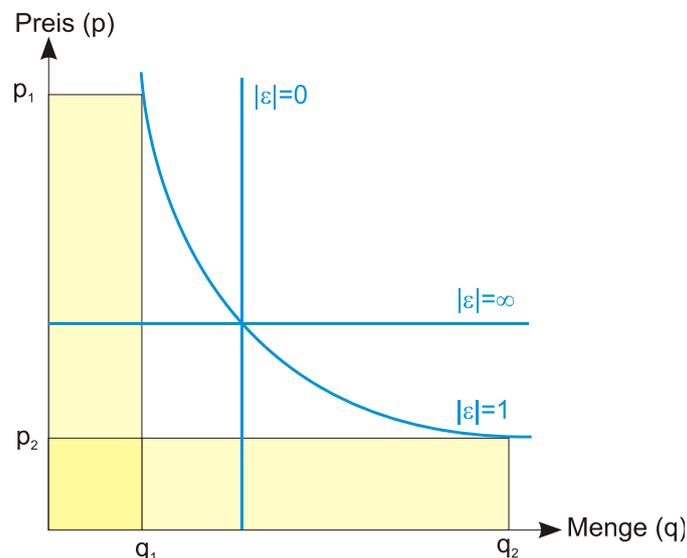


Abbildung 12: Schematische Darstellung unterschiedlicher F\u00e4lle der Nachfragepreiselastizit\u00e4t

Bei der Betrachtung der Nachfragefunktion in der Elektrizit\u00e4tswirtschaft muss zwischen jener der Endkunden beim Versorgungsunternehmen und jener der Versorgungsunternehmen an der Stromb\u00f6rse unterschieden werden.

Die Nachfrage der Endkunden besitzt im Allgemeinen eine \u00e4u\u00dferst geringe Elastizit\u00e4t, da diese von ihrem Energieversorger zumeist zu Durchschnittspreisen verrechnet werden und

daher nicht direkt an die schwankenden Preise der Strombörse gekoppelt sind. Für Haushaltskunden mit Durchschnittspreisen ist es irrelevant, ob der Strom zum Zeitpunkt der Sommerniedriglast konsumiert wird oder während der Winterspitze. Sie bezahlen unter derzeitigen Marktbedingungen immer den gleichen Preis, obwohl sich die Produktionskosten wesentlich unterscheiden. Damit besteht kein Anreiz, den Konsum an die Erzeugungssituation im System anzupassen. Durch die Einführung von intelligenten Zählern, die in der Lage sind, zeitveränderliche Strompreise an die Endkunden weiterzugeben, könnte das Verbraucherverhalten in Zukunft wieder volkswirtschaftlich positiv beeinflusst werden. Diesen Zweck hatte vor der Liberalisierung des Marktes die mehrgliedrige Struktur der Endkundertarife<sup>11</sup>. Nachfrager die derzeit bereits eine erhöhte Elastizität ausweisen, sind Industriebetriebe die zu Großhandelspreisen verrechnet werden und über die Möglichkeit von Power Demand Side Managements (PDSM) verfügen. Diese Verbraucher können bei entsprechenden Marktpreisen ihren Konsum reduzieren oder abgeschaltet werden und somit ihr Verhalten der Marktsituation anpassen.

Die Nachfragefunktion der Energieversorger an der Strombörse wird durch die Merit Order der eingesetzten Kraftwerke bestimmt. Zur Minimierung ihrer Erzeugungskosten fragen die Stromversorger die eingesetzten Anlagen in umgekehrter Reihenfolge an der Strombörse nach, um diese gegen eventuell günstigere am Markt verfügbare Kapazitäten zu ersetzen. Diese Nachfrage weist eine wesentlich höhere Elastizität auf und ist durch den maximalen Gebotspreis der Strombörse beschränkt.

## 3.2 Begriffsbestimmungen

### 3.2.1 Kapazität

Kapazität (Capacity) ist laut Definition die Fähigkeit der Erzeugung, der Übertragung und anderer elektrischer Einrichtungen, Last durchgehend zu versorgen und wird in Werten der Wirkleistung (MW) oder der Scheinleistung (MVA) ausgedrückt.

*“CAPACITY is the rated continuous load-carrying ability of generation, transmission, or other electrical equipment, expressed in megawatts (MW) for ACTIVE POWER or megavolt-amperes (MVA) for APPARENT POWER.”*

(UCTE 2004, G-4)

Der Fokus dieser Arbeit liegt im Bereich der Erzeugung. Infolge dessen beschreibt der Begriff Kapazität in der vorliegenden Arbeit die Fähigkeit der Erzeugung, Kunden durchgehend zu versorgen und wird in Werten der Wirkleistung (MW) angegeben.

### 3.2.2 Unterscheidung kurz- und langfristige Versorgungssicherheit

Zuverlässigkeit (Reliability) ist ein Sammelbegriff und beschreibt alle Maßnahmen die getroffen werden, um elektrische Energie, unter akzeptablen Standards und in der gewünschten Menge, an allen Orten des Bedarfs zur Verfügung zu stellen. Dieser Begriff kann in “Adequacy” und “Security” unterteilt werden.

*“Reliability – a general term encompassing all the measures of the ability of the system, generally given as numerical indices, to deliver electricity to all points of utilization within ac-*

---

<sup>11</sup> Auf Großhandelsebene der Verbundtarif.

*ceptable standards and in the amounts desired. Power system reliability (comprising generation and transmission facilities) can be described by two basic and functional attributes: adequacy and security.”*

(UCTE 2008, 12)

Unter den Begriff „Security“ fallen alle Maßnahmen die ergriffen werden, um kurzfristige Störungen, wie Kurzschlüsse, unerwartete Anlagenausfälle oder Lastsituationen zu beherrschen. Zusätzlich beinhaltet die Definition auch die Aufrechterhaltung des Verbundbetriebs. „Security“ kann am ehesten als kurzfristige Versorgungssicherheit übersetzt werden.

*“Security: A measure of a power system’s ability to withstand sudden disturbances, such as electric short circuits or unanticipated losses of system components or load conditions together with operating constraints. Another aspect of security is system integrity, which is the ability to maintain interconnected operations. Integrity relates to the preservation of interconnected system operation, or the avoidance of uncontrolled separation, in the presence of specified severe disturbances.”*

(ENTSO-E 2010f, 5)

„Adequacy“ beschäftigt sich mit dem Aspekt der langfristigen Versorgungssicherheit und unterscheidet dabei „Generation Adequacy“ und „Transmission Adequacy“. Diese Arbeit beschäftigt sich in weiten Teilen mit dem Thema „Generation Adequacy“ und untersucht Methoden, wie die langfristige Versorgungssicherheit unter Marktbedingungen aufrecht erhalten werden kann, sprich wie ausreichende Investitionen im Erzeugungsbereich sicherzustellen sind.

*“Generation Adequacy: An assessment of the ability of the generation on the power system to match the Load on the power system.”*

(ENTSO-E 2010f, 3)

### **3.2.3 Bewertungsmethoden langfristiger Versorgungssicherheit**

Vor der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte erfolgte der Systemausbau auf Basis konkreter Erweiterungspläne, welche ausreichende Kapazitäten vorsahen, um ein bestimmtes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Heute gibt es keine Koordinierung zwischen den einzelnen Erzeugungsunternehmen, alleine der Marktpreis muss für ausreichende Investitionen sorgen. Die Bewertung dieser langfristigen Versorgungssicherheit erfolgt hauptsächlich auf Basis zweier Methoden. Dies ist erstens der deterministische Ansatz und zweitens der probabilistische Ansatz.

#### **Deterministische Methode**

Die deterministische Methode stellt das typische Kriterium für die Bewertung der langfristigen Versorgungssicherheit dar. Dabei wird untersucht, ob die Erzeugungskapazität im System ausreicht, um die Spitzenlast inklusive einer geforderten Reserve decken zu können. Ein wesentlicher Nachteil dieser Methode ist, dass die Stochastik von Erzeugung und Verbrauch nicht berücksichtigt wird (EC 2009b, 57).

#### **Probabilistische Methode**

Probabilistische Ansätze liefern ein aussagekräftigeres Bild bezüglich der stochastischen Einflüsse auf Erzeugung und Verbrauch. Dabei werden zumeist die beiden Kriterien „Loss of

Load Expectation“ (LOLE) und „Loss of Load Probability“ (LOLP) angewendet (EC 2009b, 57). Die LOLE gibt an wie viele Stunden pro Jahr die Kapazität im System erwartungsgemäß nicht ausreicht, um den Bedarf zu decken. Die Angabe erfolgt dabei in Stunden pro Jahr (hours/year). Die LOLP ist ein dimensionsloser Wert und gibt die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls während eines Versorgungsjahres an<sup>12</sup> (W. Hogan 2005, 11).

### Angewendete Konzepte in Westeuropa

Derzeit wird in den meisten europäischen Ländern der deterministische Ansatz verwendet, um die langfristige Versorgungssicherheit zu bewerten. Dabei untersucht der Übertragungsnetzbetreiber (Transmission System Operator, TSO), ob die installierte Leistung im System ausreicht, um den Bedarf inklusive einer geforderten Reserve decken zu können und veröffentlicht die Ergebnisse in entsprechenden Berichten. Diese besitzen zumeist rein informativen Charakter und sind nicht mit einer bestimmten Ausbaustrategie verbunden. Eine Ausnahme bildet der Markt Frankreichs, in dem es regelmäßig zur Abhaltung von Ausschreibungsverfahren kommt, um gezielte Systemerweiterungsstrategien umzusetzen (siehe Kapitel 8.6.2.3.1). Zur Überprüfung der langfristigen Versorgungssicherheit kommen in Europa drei verschiedene Konzepte zum Einsatz.

Untersuchung der Kapazitätsgrenze: Im ersten Konzept wird der Verbrauch unter realistischen Szenarien in die Zukunft prognostiziert und untersucht, ob der Kraftwerkspark zum Zeitpunkt der Winterspitze oder der Sommer und Winterspitze in der Lage ist, diesen Bedarf sicher zu decken. Dieser Ansatz wird in Großbritannien, Spanien, den Niederlanden, Deutschland, Österreich, Italien und den skandinavischen Ländern angewendet. Die konkrete Ausgestaltung, Terminologie und die Methoden zur Berechnung der Spitzenlast können sich in den einzelnen Anwendungsfällen unterscheiden (EC 2009b, 58). Die im „System Adequacy Forecast“ von ENTSO-E angewendete Methode zur Bestimmung der langfristigen Versorgungssicherheit fällt in diese Kategorie. Diese kommt auch im verwendeten Simulationsmodell der vorliegenden Arbeit zum Einsatz und wird in Kapitel 6.3.10 detailliert beschrieben.

Untersuchung der Energiebilanz: Bei der Untersuchung der Energiebilanz wird überprüft, ob der Kraftwerkspark eines Systems in der Lage ist, den Energiebedarf sicher zu decken. Dieser Ansatz wird zusätzlich zur Untersuchung der Kapazitätsgrenze in Frankreich, Spanien, den Niederlanden, Italien und Skandinavien verwendet. Auch dieses Kriterium wird im entwickelten Simulationsmodell überprüft.

Untersuchung der Loss of Load Expectation (LOLE): Die LOLE gibt, wie bereits erwähnt, die Dauer möglicher Versorgungsunterbrechungen an. Zur Berechnung dieses Kennwertes werden vom TSO zahlreiche realistische Erzeugungs- und Lastfälle simuliert und die wahrscheinliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung ermittelt. Dieser Ansatz wird auf Grund seiner Komplexität bisher nur in den Ländern Frankreich, Belgien und den Niederlanden angewendet (Pignon, et al. 2007, 9-11).

---

<sup>12</sup> Eine LOLP von 0,001 entspricht einer LOLE von 8,76 Stunden pro Jahr (Pignon, et al. 2007, 13)

	Untersuchung Kapazitätsgrenze	Untersuchung Energiebilanz	Untersuchung LOLE
Frankreich		x	x
Großbritannien	x		
Spanien	x	x	
Belgien			x
Niederlande	x	x	x
Deutschland	x		
Österreich	x		
Schweiz	x	x	
Italien	x	x	
Skandinavien	x	x	

Tabelle 1: Verwendete Methoden in den nationalen Versorgungssicherheitsreports,  
Quelle (Pignon, et al. 2007, 11)

### 3.3 Wahl der optimalen verfügbaren Kapazität in einem System<sup>13</sup>

Die Bestimmung der volkswirtschaftlich optimalen Erzeugungskapazität ist für die langfristige Systemplanung von wesentlicher Bedeutung. Diese sollte laut Theorie so gewählt werden, dass die Kosten der Kapazitätserweiterung den durch diese Anlagen vermiedenen Ausfallkosten entsprechen (Crew, Fernando und Kleindorfer 1995, 229). Ziel ist es, die ökonomische Wohlfahrt zu maximieren. Unter Berücksichtigung von Erzeugungs- und Verbrauchsunsicherheit errechnet sich die ökonomische Wohlfahrt folgendermaßen:

$$W(q) = Z(q) - K_A(q) - K_E(q) \quad (3-9)$$

mit:

$W(q)$  ..... ökonomische Wohlfahrt                       $Z(q)$  ..... Zahlungsbereitschaft der Kunden  
 $K_A(q)$  ..... Ausfallkosten                                       $K_E(q)$  ..... Erzeugungskosten  
 $q$  ..... verfügbare Kapazität

Die Ausfallkosten im System  $K_A(q)$  ergeben sich aus dem Value of Lost Load (VOLL) und der Menge der nicht versorgten Energie  $E_{NV}(q)$ .

$$K_A(q) = \text{VOLL} * E_{NV}(q) \quad (3-10)$$

mit:

$K_A(q)$  ..... Ausfallkosten                                      VOLL ..... Value of Lost Load  
 $E_{NV}(q)$  ..... Energiemenge nicht versorgt                       $q$  ..... verfügbare Kapazität

Zur Ermittlung der optimalen Kapazität im System muss ökonomische Wohlfahrt  $W(q)$  zuerst nach der Erzeugungskapazität  $q$  abgeleitet werden. Dabei wird vereinfachend eine vollkommen unelastische Nachfrage unterstellt, wodurch die Zahlungsbereitschaft der Kunden  $Z(q)$  unabhängig von  $q$  wird. Es gilt somit:

$$\frac{\delta W(q)}{\delta q} = -\text{VOLL} * \frac{\delta E_{NV}(q)}{\delta q} - \frac{\delta K_E(q)}{\delta q} \quad (3-11)$$

<sup>13</sup> siehe (L. de Vries 2004, 80-84).

mit:

$\frac{\delta W(q)}{\delta q}$  ..... marginale ökonomische Wohlfahrt

VOLL..... Value of Lost Load

$\frac{\delta E_{NV}(q)}{\delta q}$  ..... Grenzkosten nichtversorgte Energie

$\frac{\delta K_E(q)}{\delta q}$  ..... Grenzkosten der Erzeugung

Nahe der optimalen Kapazität, bei welcher  $q$  nur geringfügig von der Bedarfsspitze abweicht, werden die Grenzkosten der Erzeugung  $\frac{\delta K_E(q)}{\delta q}$  hauptsächlich durch die Fixkosten der Spitzenlastkraftwerke  $K_F$  bestimmt (Stoft 2002, 138). Daher kann man den letzten Term der Gleichung (3-11) durch  $K_F$  ersetzen. Zur Bestimmung der optimalen Kapazität wird  $\frac{\delta W(q)}{\delta q}$  anschließend Nullgesetzt und die Grenzkosten der nichtversorgten Energie in diesem optimalen Punkt bestimmt.

$$\frac{\delta W(q)}{\delta q} = - VOLL * \frac{\delta E_{NV}(q)}{\delta q} - K_F = 0 \tag{3-12}$$

$$\frac{\delta E_{NV}(q)}{\delta q} = - \frac{K_F}{VOLL} \tag{3-13}$$

Über den Verlauf der Dauerlinie in einem System kann ein Zusammenhang zwischen der nicht versorgten Energie  $E_{NV}(q)$  und der verfügbaren Kapazität hergestellt werden. Idealerweise wird hierzu die inverse Dauerlinie  $f_D(q)$  verwendet (Abbildung 13).

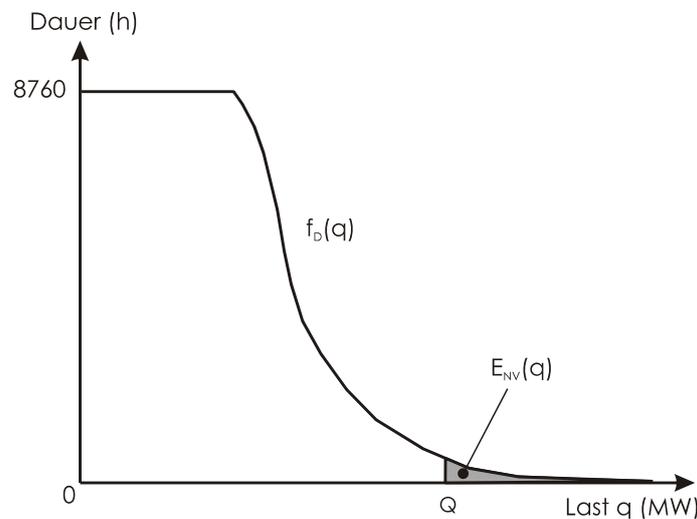


Abbildung 13: Ermittlung der volkswirtschaftlich optimalen Kapazität, in Anlehnung an (L. de Vries 2004, 82)

Setzt man die verfügbare Kapazität gleich  $Q$ , so gilt:

$$E_{NV}(q) = \int_Q^\infty f_D(q) \delta q \tag{3-14}$$

mit:

$E_{NV}(q)$  ..... nicht versorgte Energie

$Q$ ..... verfügbare Kapazität

$f_D(q)$  ..... inverse Dauerlinie

Die Dauerlinie gibt an, wie viele Stunden pro Jahr der Leistungsbedarf unter der verfügbaren Kapazität  $Q$  liegt. Es kann damit aber auch gleichzeitig ermittelt werden, für welche Zeit die Kapazität nicht ausreicht, um den Leistungsbedarf zu decken. Dieser Wert entspricht der „Loss of Load Expectation“ (LOLE) im System. Um die optimale LOLE zu ermitteln, wird Gleichung (3-14) nach  $Q$  abgeleitet.

$$\frac{\delta E_{NV}(Q)}{\delta Q} = \frac{\delta}{\delta Q} \left[ \int_Q^\infty f_D(q) \delta q \right] \quad (3-15)$$

Wird angenommen, dass  $F_D(q)$  die Stammfunktion von  $f_D(q)$  darstellt, so kann die rechte Seite der Gleichung (3-15) umformuliert werden:

$$\frac{\delta E_{NV}(Q)}{\delta Q} = \frac{\delta}{\delta Q} [F_D(q)]_Q^\infty = \frac{\delta}{\delta Q} [F_D(\infty) - F_D(Q)] = -\frac{\delta}{\delta Q} F_D(Q) = -f_D(Q) \quad (3-16)$$

Unter Berücksichtigung von Gleichung (3-13) kann ein Zusammenhang zwischen der optimalen LOLE  $f_D(q)^*$ , den langfristigen Grenzkosten der Erzeugung  $K_F$  und dem VOLL der Verbraucher hergestellt werden:

$$f_D(q)^* = -\frac{\delta E_{NV}(q)}{\delta q} = \frac{K_F}{VOLL} \quad (3-17)$$

An Hand des Verlaufs der Dauerlinie und der optimalen LOLE  $f_D(q)^*$  kann nun auf die optimale verfügbare Kapazität  $q^*$  geschlossen werden. Generell gilt, je höher die Fixkosten der Spitzenlasterzeugung und je geringer der VOLL der Endkunden, desto höher ist die volkswirtschaftlich optimale Nichtverfügbarkeitszeit in einem System. Der Wert des VOLL ist jedoch in der Realität schwer zu bestimmen, da erstens Endkunden in Industrieländern wenig Erfahrung mit Stromausfällen besitzen und einer sicheren Versorgung daher keinen genauen Wert beimessen können, zweitens der Wert sich je nach Kundengruppe unterscheidet und drittens auch die Ausfallsdauer entscheidend ist. Es ist daher nur möglich, Richtwerte für den VOLL zu ermitteln. Die Schätzungen diverser Studien liegen bei einem durchschnittlichen Wert von ca. 8.000 €/MWh<sup>14</sup>. Die Fixkosten von Spitzenlastkraftwerken liegen je Typ und Alter in der Größenordnung zwischen 10.000 und 100.000 €/MWa. Daraus würde sich eine volkswirtschaftlich optimale LOLE zwischen 1,25 und 12,5 h/a ergeben. Dies ist jedoch nicht gleichbedeutend damit, dass jeder Kunde mit jährlichen Ausfällen in diesem Ausmaß zu rechnen hat. Vielmehr müssten zufällige Lastabschaltungen vorgenommen werden, die in den einzelnen Fällen unterschiedliche Kunden treffen würden. Geht man von den erwähnten LOLE Werten aus und nimmt an, dass während dieser Zeit 2 % der Last reduziert werden müsste<sup>15</sup>, so würde sich für den einzelnen Verbraucher eine Ausfallszeit zwischen 1,5 und 15 min./a ergeben.

---

<sup>14</sup> Durchschnittlicher VOLL der Studien in Tabelle 17

<sup>15</sup> Dies war die Lastreduktion die während der Strompreiskrise in Kalifornien vorgenommen wurde.

## 4 MARKTSTRUKTUR UND BESONDERHEITEN AUSGEWÄHLTER STROMBÖRSEN IN EUROPA

*Die meisten liberalisierten Elektrizitätsmärkte in Europa organisieren ihren Großhandelsmarkt über eine Strombörse. Die dort ermittelten Preise dienen sowohl dem langfristigen Terminmarkt als auch dem kurzfristigen bilateralen Handel als Referenz. Eine sinnvolle Ausgestaltung dieses Handelsplatzes ist daher von wesentlicher Bedeutung. Derzeit besitzen drei Strombörsen in Europa besondere Relevanz, da diese den Referenzpreis für einen großen Marktbereich bereitstellen. Dies sind die Strombörse EEX bzw. EPEX für den Bereich Zentraleuropas, MIBEL für die iberische Halbinsel und Nord Pool für den Bereich Skandinaviens. Im Folgenden wird deren konkrete Funktionsweise, die bisherigen Marktergebnisse und Besonderheiten der Marktgestaltung detailliert dargestellt und untersucht.*

### 4.1 Einleitung

Ausgehend von der Liberalisierung der chilenischen Elektrizitätswirtschaft im Jahr 1982 wurden Elektrizitätsmärkte weltweit dereguliert und in den Bereichen Erzeugung und Stromhandel Wettbewerb eingeführt. Auf Grund der vorwiegend national ausgerichteten Strukturen bildeten sich in den meisten Ländern nationale Strombörsen, die für mehr Liquidität am Großhandelsmarkt sorgen sollten (siehe Tabelle 2).

Strombörse	Teilnehmende Länder
AXP Power NL	Niederlande
APX Power UK	Vereinigtes Königreich
Belpex	Belgien
Borzen	Slowenien
EXAA	Österreich
EPEX Spot, EEX Power Derivates	Deutschland, Frankreich, Österreich, Schweiz
GME, IPEX	Italien
Nord Pool Spot, Nord Pool ASA	Skandinavien
OMEL, OMIP	Spanien, Portugal
Opcom	Rumänien
PXE, OTE	Tschechien, Slowakei, Ungarn
PolPX	Polen

Tabelle 2: Strombörsen in Europa, Quellen (Diverse)

Zukünftige Bestrebungen gehen in Richtung einer verstärkten Integration der einzelnen Teilmärkte. So planen beispielsweise die großen Strombörsenbetreiber in Europa im Rahmen eines sogenannten „Price Coupling of Regions“ (PCR), den Zusammenschluss der Day-Ahead Märkte von APX-Endex, Belpex, EPEX Spot, GME, Nord Pool Spot und OMEL. Dieses Projekt würde die Elektrizitätsmärkte der Länder Portugal, Spanien, Italien, Belgien, den Niederlanden, Großbritannien, Frankreich, Deutschland, Österreich, Schweiz, Dänemark, Norwegen, Schweden, Finnland und des Baltikums miteinander verbinden (EPEX Spot 2010, 4-5).

Derzeit gibt es in Europa drei Regionen mit besonderer Relevanz und Marktreife. Dies sind der Bereich Zentral- und Westeuropas (CWE), in dem hauptsächlich die Strombörsen EEX bzw. EPEX in Kooperation mit der französischen Powernext den Termin- und Spotmarkt organisieren, der Bereich Skandinaviens, in dem Nordpool Spot und Nordpool ASA diese Funktion übernehmen sowie der Bereich der iberischen Halbinsel (MIBEL), in dem OMEL und OMIP für die Organisation des Großhandels verantwortlich sind. Im Folgenden werden die Funktionsweise und die Besonderheiten dieser Strombörsen näher erläutert.

## 4.2 EEX und EPEX

Der Bereich Zentral- und Westeuropa (CWE) besteht aus mehreren nationalen Strombörsen, die ihre Spot- und Terminmärkte zunehmend miteinander koordinieren. So wird etwa seit dem Jahr 2006 zwischen der belgischen Strombörse Belpex, der niederländischen APX Power NL und der französischen Powernext ein trilaterales Market Coupling (TLC) angewendet. Mit Hilfe dieses Mechanismus werden die nationalen Spotmärkte dieser drei Länder miteinander synchronisiert. Zudem hat der französische Strombörsenbetreiber Powernext seit Juli 2009 sein gesamtes Spotmarktgeschäft in die Strombörse EPEX Spot ausgegliedert, welche gemeinsam mit der deutschen Strombörse EEX betrieben wird. Die European Energy Exchange (EEX) mit den Tochtergesellschaften EPEX Spot und EEX Power Derivates ist damit die größte Strombörse im Bereich Zentral- und Westeuropas und wird im Folgenden näher beschrieben.

Die EEX AG entstand im Jahr 2002 aus der Fusionierung der deutschen Strombörsen Frankfurt und Leipzig und etablierte sich in den vergangenen Jahren als führender Handelsplatz in Kontinentaleuropa. Der Strompreisindex Phelix<sup>16</sup> stellt mittlerweile einen Leitstrompreis für ganz Europa dar, an dem sich auch andere Märkte orientieren. Konnte zu Beginn nur Strom innerhalb des deutschen Marktgebietes gehandelt werden, so wurde der Markt im Laufe der Zeit auf die Länder Österreich und die Schweiz ausgeweitet. Durch die Bildung der Tochtergesellschaften „EPEX Spot“ gemeinsam mit der französischen Strombörse Powernext und der Einbringung der Termingeschäfte der Powernext in die EEX Gesellschaft „EEX Power Derivates“ wurde der Handel mittlerweile auch auf das Gebiet Frankreichs ausgeweitet. Das Clearing der Märkte erfolgt über die Tochtergesellschaft „European Commodity Clearing (ECC)“ (siehe Abbildung 14).

Für den Handel im Termin- und Spotmarkt gelten nun die Regeln von EPEX Spot bzw. EEX Power Derivates. Diese unterscheiden sich in den einzelnen Handelsgebieten Deutschland/Österreich, Schweiz und Frankreich und entsprechen Großteils den vor der Kooperation in den Ländern angewendeten Mechanismen (EPEX Spot 2009a).

Der Handel an der Strombörse EEX respektive EPEX lässt sich in die drei Teilbereiche Terminmarkt, Day-Ahead Markt und Intraday Handel aufteilen<sup>17</sup>. Diese unterscheiden sich auf Grund ihres unterschiedlichen Zeithorizonts.

---

<sup>16</sup> Physical Electricity Index (Phelix); Strompreisindex für das Marktgebiet Deutschland/Österreich

<sup>17</sup> Für die Darstellung der Marktergebnisse und Handelsvolumina im Spot- und Terminmarkt vor dem Jahr 2008 werden die Daten der Vorgängergesellschaft EEX Power Spot bzw. EEX Power Derivates herangezogen. Preisinformationen die nach 2009 von der Homepage der EEX bzw. Powernext abgerufen werden können, entsprechen den Preisen der gemeinsamen Handelsplattform EPEX bzw. EEX Power Derivates.



Abbildung 14: Struktur der Kooperation zwischen EEX und Powernext, Quelle (EPEX Spot 2009)

#### 4.2.1 Day-Ahead Markt

Der Day-Ahead Markt ist für die Strompreisbildung in einem Börsengebiet von zentraler Bedeutung. Wie in Abbildung 15 ersichtlich, stieg das gehandelte Volumen am EEX Spotmarkt in den vergangenen Jahren kontinuierlich an. Im Jahr 2008 wurden über 150 TWh, dies sind 23% des Strombedarfs im Marktgebiet der EEX, über den Day-Ahead Markt auktioniert (EEX 2009, 81).

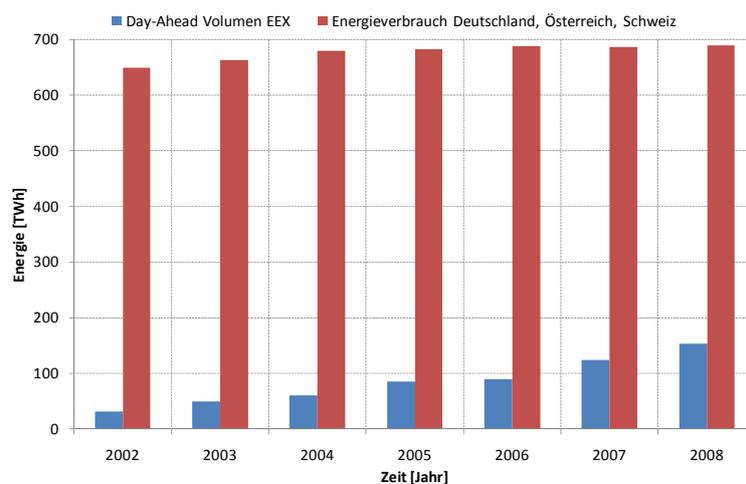


Abbildung 15: Handelsvolumen des EEX Spotmarktes, Quellen (EEX 2009, 81), (EEX 2010b, 5), (ENTSO-E 2010a)

Der Day-Ahead Markt ermöglicht eine kurzfristige Energiebeschaffung und dient den Erzeugungsunternehmen primär zur Portfoliooptimierung. Im Rahmen einer täglichen Auktion werden bis 12 Uhr Stromstundenkontrakte für den Folgetag gehandelt. Es ist möglich Gebote für einzelne Stunden oder für Stundenblöcke abzugeben. Dabei können standardisierte Blöcke, wie z.B. Peak (09-20 Uhr) oder Off-Peak 1 (01-08 Uhr), gewählt oder auch selbst Zeitbereiche definiert werden. Alle abgegebenen Verkaufsgebote sind durch ein Preislimit von +/- 3.000 €/MWh begrenzt (EPEX Spot 2009a).

Zur Ermittlung der Börsenpreise für den Folgetag werden alle abgegebenen Gebote zu stündlichen Angebots- und Nachfragekurven aggregiert. In einem ersten Schritt werden die einzelnen Stundenkontrakte mit ihrem Preis und die Blockgebote als unlimitierte Angebote berücksichtigt. Der ermittelte Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage stellt den Börsenpreis des

ersten Schrittes dar. In der zweiten Runde werden jene Blockgebote aus der Auktion ausgeschlossen, welche die größte Abweichung vom ermittelten Börsenpreis der ersten Runde aufweisen und dadurch auch die größten Verluste erwirtschaften würden. Dieser Vorgang wird solange wiederholt, bis alle nicht ausgeschlossenen Blockgebote ihre Gesamtforderungen decken können (Ockenfels, Grimm und Zoettl 2008, 6-9). Als Preisbildungsmechanismus wird ein Einheitspreisverfahren angewendet. Dies bedeutet alle Verkäufer erhalten den ermittelten Stundenpreis und alle Nachfrager müssen eben diesen bezahlen.



Abbildung 16: Day-Ahead Preise und Handelsvolumina der EEX über ein Jahr, Quelle (EEX 2010)

Abbildung 16 zeigt den Verlauf der Day-Ahead Preise und Handelsmengen im Marktgebiet Deutschland/Österreich über den Zeitraum eines Jahres. Wie ersichtlich, können sich die Strompreise hochvolatil ändern und dabei auch negative Werte annehmen. Diese negativen Spotmarktpreise stellen eine Eigenheit der Strombörse EEX bzw. EPEX<sup>18</sup> dar und werden im Rahmen des Kapitels noch näher erläutert.

#### 4.2.2 Intraday Markt

Neben dem Day-Ahead Handel für den Folgetag ermöglicht der Intraday Markt eine noch kurzfristigere Energiebeschaffung. Hierbei ist es auf bilateraler Basis möglich, ab 15 Uhr des Vortages bis 75 Minuten vor der physischen Lieferung, Energie zu kaufen bzw. zu verkaufen. Zweck dieses Marktes ist es, kurzfristige Fahrplanabweichungen zu beheben und dadurch die Kosten für Regel- bzw. Ausgleichsenergie minimieren. Da der Intraday Handel auf bilateraler Basis erfolgt, ist der Abschluss von Liefer- und Bezugsgeschäften zu jeder Stunde möglich. Abbildung 17 zeigt die Entwicklung der Intraday Preise und Handelsvolumina innerhalb eines Jahres. Wie im Day-Ahead Markt zeigen auch die Preise des Intraday Handels eine hochvolatile Charakteristik. Die möglichen Schwankungsbreiten sind dabei noch deutlich höher als jene des Day-Ahead Marktes. Dies begründet sich dadurch, dass im Intraday Handel äußerst

<sup>18</sup> Negative Gebotspreise sind im Day-Ahead-Markt nur in den Gebieten Deutschland/Österreich und im Intraday Markt nur im Gebiet Deutschland möglich. Für Frankreich und die Schweiz können keine negativen Gebotspreise abgegeben werden.

kurzfristige Erzeugungsabweichungen ausgeglichen werden und es somit keine Beschaffungsalternativen in zeitlich nachgelagerten Märkten gibt. Das gehandelte Intraday Volumen ist deutlich geringer als jenes des Day-Ahead Marktes. Das Handelsgebiet beschränkt sich derzeit auf die Länder Deutschland und Frankreich, wobei in den beiden Teilmärkten unterschiedliche Gebotsformate möglich sind und unterschiedliche Gebotsgrenzen gelten (EPEX Spot 2009a).



Abbildung 17: Intraday Preise und Handelsvolumina der EEX über ein Jahr, Quelle (EEX 2010a)

### 4.2.3 Terminmarkt

Die EEX Power Derivates betreibt den Terminmarkt für das Handelsgebiet der EEX und Powernext. Dabei ist ein börslicher Handel von Stromlieferungsgeschäften als auch die Eingabe von Over-the-Counter (OTC) gelearnten Geschäften bis zu sechs Jahre in die Zukunft möglich. Terminkontrakte können in Form von unbedingten Futures und bedingten Optionsverträgen abgeschlossen werden. Im Rahmen von Futuregeschäften wird der Kauf bzw. Verkauf eines bestimmten Basiswertes, zu einem heute bestimmten Preis, an einem Zeitpunkt in der Zukunft, festgelegt. Optionskontrakte geben dem Besitzer der Option das Recht, am letzten Handelstag (Europäische Auktion) eine bestimmte Menge eines Basiswertes zu einem heute festgelegten Preis (Ausführungspreis) zu kaufen bzw. zu verkaufen. Optionsverträge sind generell mit Prämienzahlung an den Ausgeber der Option verbunden, während diese bei Futuregeschäften entfallen. Die Prämie soll den Ausgeber der Option für das eingegangene Risiko entlohnen.

Grundsätzlicher Zweck dieser Kontrakte ist es, sich gegen fallende bzw. steigende Strompreise abzusichern. Es ist jedoch auch möglich, spekulative Geschäfte mit diesen Instrumenten zu tätigen. So können Futures oder Optionen in Erwartung fallender Marktpreise verkauft und zu einem späteren Zeitpunkt mit niedrigeren Marktpreis rückgekauft werden, wodurch der Spekulant einen Gewinn realisiert.

Prinzipiell können zwei verschiedene Arten von Future-Kontrakten unterschieden werden. Im Falle von Futures mit physischer Erfüllung kommen Verkäufer und Käufer überein, Strom zu einem bestimmten in der Zukunft liegenden Zeitpunkt zu liefern. Bei Futures mit finanzieller

Erfüllung wird die Differenz zwischen einem vereinbarten Kaufpreis der Stromlieferung und dem zukünftigen Marktpreis in bar ausgeglichen. Es findet jedoch keine physische Lieferung statt (EEX 2008, 27 ff).

Futures und Optionen können auf Grund der aus den Geschäften resultierenden Verpflichtungen unterschieden werden. Futures sind Termingeschäfte, die für den Inhaber einer Long-Position und den Inhaber einer Short-Position eine Verpflichtung darstellen. Sie sollen das Risiko neutralisieren, in dem sie den Preis festsetzen, den ein Hedger für das Basisobjekt bezahlt bzw. erhält. Bei Optionskontrakten besitzt nur der Inhaber der Short-Position eine Verpflichtung zur Geschäftserfüllung, wenn die Option gezogen wird. Der Besitzer der Long-Position hat ein Recht, aber keine Pflicht auf die Ausübung der Option. Optionen stellen für den Käufer eine Art von Versicherung dar. Damit kann sich dieser vor gegenläufigen Kursentwicklungen schützen und von vorteiligen Kursentwicklungen profitieren (Hull 2001, 4 ff).

Nach einem starken Zuwachs des Handelsvolumens in den Jahren 2004 bis 2007 war der Terminmarkt im Jahr 2009 leicht rückläufig. Abbildung 18 zeigt die Entwicklung des Börsenhandels und des OTC-Clearings seit dem Jahr 2002. Im Jahr 2009 betrug das gehandelte Volumen am Terminmarkt der EEX 1.025 TWh. Dabei beläuft sich die Menge der OTC-Geschäfte auf 740 TWh. Der Anteil der Futures für den französischen Markt betrug 31 TWh. Der Rückgang der Handelsvolumina gegenüber dem Jahr 2008 lässt sich mit dem allgemeinen Nachfragerückgang in Folge der Wirtschaftskrise erklären.

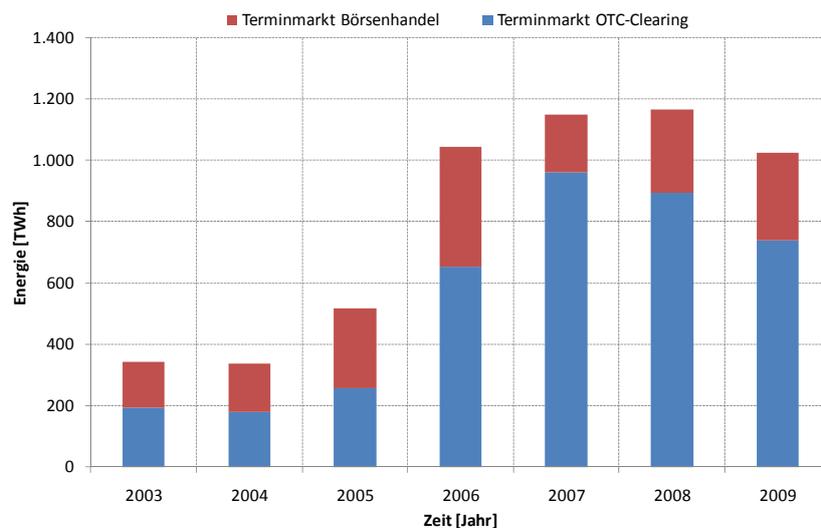


Abbildung 18: Handelsvolumen des EEX Terminmarkts, Quelle (EEX 2010b, 13)

#### 4.2.4 Negative Börsenpreise

Die EEX ist seit dem 28. April 2008 die erste Strombörse, die negative Gebotspreise im Intraday und Day-Ahead Handel ermöglicht<sup>19</sup>. Während der Frühjahrs- und Herbstmonate 2009 führte die Markträumung mehrmals zu solch negativen Großhandelspreisen (siehe Abbildung 19 und Abbildung 20).

<sup>19</sup> Mittlerweile erlaubt auch Nord Pool negative Preise in seinem Day-Ahead Markt Elspot (Nord Pool Spot AS 2009, 4).

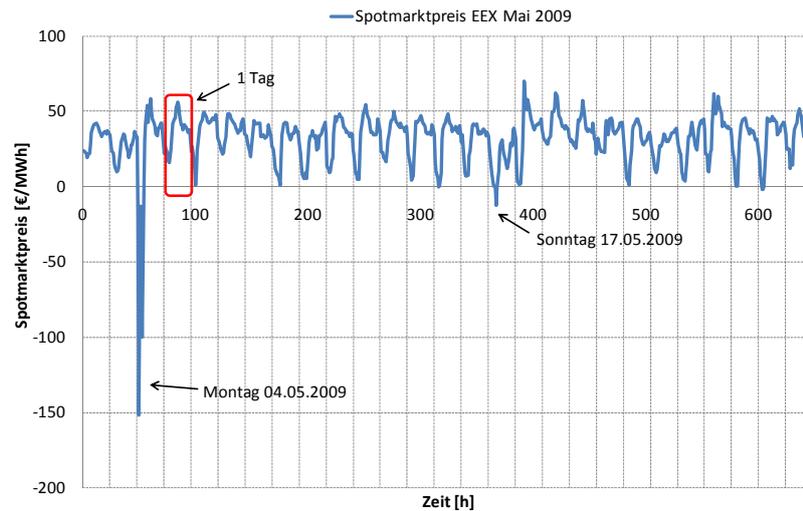


Abbildung 19: Negative Day-Ahead Strompreise der EPEX im Mai 2009, Quelle (EEX 2009)

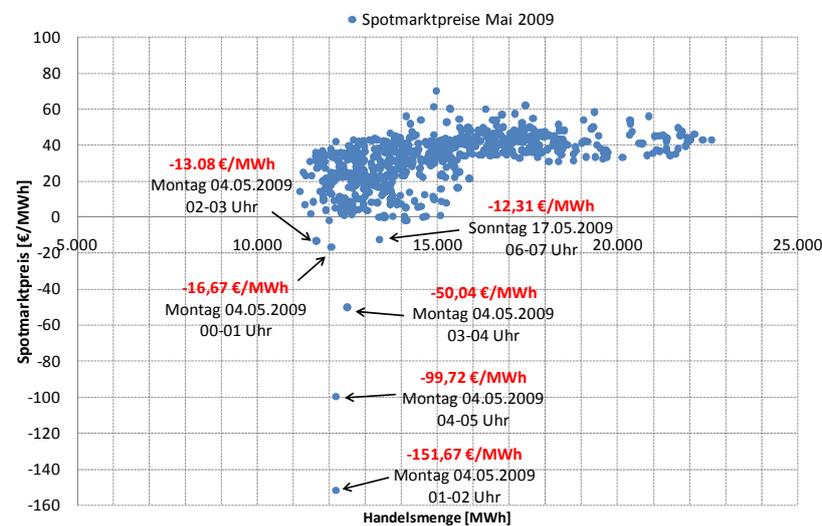


Abbildung 20: Verteilung der stündlichen Day-Ahead Strompreise an der EPEX im Mai 2009, Quelle (EEX 2009)

In der Nacht von 3. auf 4. Oktober 2009 sank der Börsenpreis auf den historischen Tiefstand von - 500 €/MWh (EWI 2010, 7). Die Folge solcher negativen Spotmarktpreise ist, dass nicht wie herkömmlich der Käufer dem Erzeuger eine Vergütung für die gelieferte Energiemenge zahlt, sondern der Erzeuger dem Käufer für die Abnahme der überschüssigen Energiemenge.

Negative Börsenpreise werden durch zwei Einflussfaktoren herbeigeführt. Ersten durch Verbrauch der unabhängig vom Börsenpreis variiert und zweitens durch ein erhöhtes Erzeugungsaufkommen unabhängig vom Börsenpreis (Bundesnetzagentur 2009, 1-3). Negative Gebotspreise von Erzeugern können nur durch Opportunitätskosten erklärt werden. Für einen Erzeuger ist es in diesem Fall günstiger, sein Kraftwerk während der Periode mit negativen Preisen weiter zu betreiben und dem Abnehmer zusätzlich eine Vergütung zu bezahlen, als die Anlage abzustellen und bei höheren Börsenpreisen wieder anzufahren.

Der Monat Mai, in dem im Jahr 2009 mehrmals negative Börsenpreise zu beobachten waren, besitzt eine Verbrauchs- und Erzeugungscharakteristik, welche das Auftreten solcher Situati-

onen begünstigt. Der Stromverbrauch in diesem Monat ist der geringste während des gesamten Versorgungsjahres. Gleichzeitig befinden sich große Grundlastkraftwerke, wie Kernkraftanlagen noch nicht in Revision und die Erzeugung der Laufwasserkraft erreicht ihr Jahresmaximum. So kann durch ein kurzfristig erhöhtes Windkraftaufkommen ein Erzeugungsüberschuss im System entstehen. Da Erzeugung und Verbrauch immer in Gleichgewicht stehen müssen, ist es notwendig, diesen Überschuss zu kompensieren. Für viele Grundlastkraftwerke ist es auf Grund der hohen Abstell- und Anfahrkosten günstiger, ihr Kraftwerk weiter zu betreiben und den Abnehmern eine Vergütung für ihren Energieverbrauch zu zahlen.

Die Problematik kurzfristig auftretender Erzeugungsüberschüsse zeigt sich in Deutschland, auf Grund des forcierten Windkraftausbaus der letzten Jahre, besonders ausgeprägt. Mit 31.12.2008 betrug der Windkraftanteil bereits über 17% der installierten Nettoleistung im System (Tabelle 3). Die Tendenz ist steigend.

Kraftwerkstyp	Installierte Nettoleistung [MW]	relativer Anteil an gesamt installierter Nettoleistung [%]
Fossile Erzeugung	72.300	53,67
Windenergie	23.100	17,15
Kernenergie	20.300	15,07
Wasserkraft	9.700	7,20
Andere Erneuerbare	9.300	6,90

Tabelle 3: Erzeugungsstruktur in Deutschland mit 31.12.2008, Quelle (ENTSO-E 2010c)

Abbildung 21 zeigt den Einfluss der kurzfristig schwankenden Windkrafteinspeisung auf den Spotmarktpreis der EEX. Vor dem Jahr 2008 waren keine negativen Gebote möglich, so dass der Börsenpreis im dargestellten Fall nur auf einen Wert von 0 €/MWh sank. Es ist jedoch deutlich ersichtlich, dass ein Zusammenhang zwischen Windkrafteinspeisung und Spotmarktpreisen besteht.

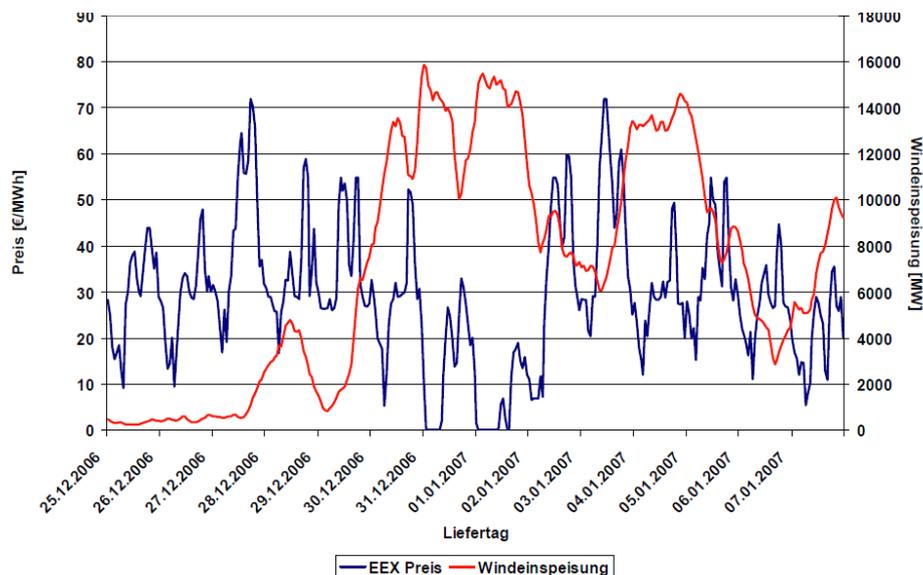


Abbildung 21: Einfluss der Windkrafteinspeisung auf den Spotmarktpreis der EEX, Quelle (RWE Power AG 2008, 43)

Dieser Effekt kann langfristig ein Problem für den Markt darstellen, da die Volatilität der Strompreise weiter zunimmt und damit die Prognostizierbarkeit der Erlöse für konventionelle

Erzeugungsanlagen deutlich erschwert wird. Eine solche Verringerung der Planungssicherheit kann zum Ausbleiben notwendiger Investitionen und damit zu einem Rückgang der Versorgungssicherheit im Netzgebiet führen. Als Gegenmaßnahme könnte der Vergütungspreis für Windkraftanlagen an den Börsenpreis gekoppelt werden, so dass diese ihre Einspeisung mehr an den Bedürfnissen des Marktes orientieren oder aber den Erzeugungsunternehmen ein Leistungspreis erstattet werden, der diesen die Deckung ihrer fixen Kosten garantiert. Möglichkeiten zur Ermittlung des Leistungspreises und die notwendigen Änderungen in der Marktgestaltung werden in Rahmen dieser Arbeit noch näher untersucht.

#### 4.2.5 Berücksichtigung von Netzengpässen

Der Zustand des Übertragungsnetzes wird in den derzeitigen Börsenmärkten nicht oder lediglich am Rande berücksichtigt (Ockenfels, Grimm und Zoettl 2008, 10-11). Dies gilt auch für das Marktgebiet der EEX. Der Grund hierfür ist, dass sich die meisten Strommärkte an historischen Landesgrenzen orientieren, innerhalb derer Engpässe seltener auftreten. Engpässe im Falle des grenzüberschreitenden Stromhandels werden mit Hilfe von Redispatch-Maßnahmen durch den Übertragungsnetzbetreiber gelöst. Die entstehenden Kosten werden durch die Netznutzungsentgelte abgegolten.

Auf Grund des zunehmenden internationalen Stromhandels und durch die vermehrte Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugung wie Wind- und Wasserkraft, können Netzengpässe auch innerhalb nationaler Märkte vermehrt auftreten (Monopolkommission 2009, 13). Dies muss der Mechanismus der Strombörse in Zukunft besser berücksichtigen. Einen äußerst vielversprechenden Ansatz stellen implizite Auktionen dar, in denen Erzeugung und die notwendigen Übertragungsrechte gemeinsam auktioniert werden. Auf diese Problematik wird im Rahmen dieser Arbeit noch näher eingegangen.

### 4.3 Nord Pool

Nord Pool bildet die zentrale Großhandelsplattform für den Stromhandel in den skandinavischen Ländern Norwegen, Schweden, Finnland und Dänemark. Seit dem Jahr 2005 ist auch Deutschland in den Teilmarkt Nord Pool Spot integriert. Der Handel an der Plattform ist zu jeder Stunde des Jahres möglich und wird auch an den Wochenenden nicht ausgesetzt. Der Nord Pool ist vor allem deshalb von Interesse, weil dieser bereits im Jahr 1991 als einer der ersten Strombörsenmärkte weltweit gegründet wurde und man daher bereit über eine langjährige Erfahrung in der Ausgestaltung wettbewerblicher Strommärkte verfügt.

Betrachtet man die gesamte über die Strombörse gehandelte Menge<sup>20</sup>, so weist Nord Pool das größte Handelsvolumen aller Börsenmärkte in Europa auf (Abbildung 22). Im Jahr 2008 wurden 1.734 TWh auktioniert. Wie an der Strombörse EPEX wird auch im Nord Pool zwischen einem langfristigen Terminmarkt, dem Day-Ahead Markt für den nächsten Tag und den kurzfristigen Intraday Handel unterschieden.

---

<sup>20</sup> Finanzielle und physische Stromgeschäfte

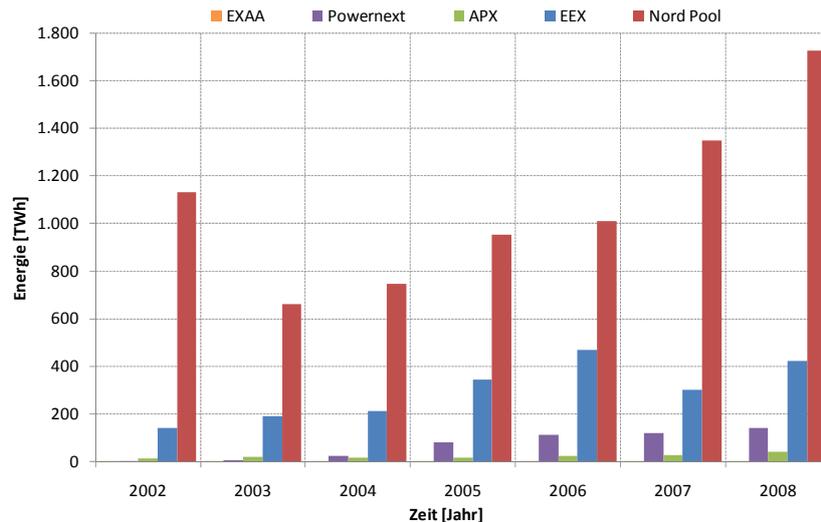


Abbildung 22: Entwicklung der gehandelten Volumina an den europäischen Strombörsen, Quelle (EEX 2009, 46)

### 4.3.1 Day-Ahead Markt (Elspot)

Im Rahmen des Day-Ahead Marktes Elspot können die Anbieter für jede Stunde des Folgetages ihre Gebote abgeben. Dabei ist es möglich, zwischen Einzel- und Blockgeboten zu wählen. Blockgebote können von hierarchischer Form sein. Dies bedeutet, dass ein Tochtergebot erst dann ausgeführt wird, wenn das Mutterangebot den Zuschlag erhält. Diese Gebotsform ermöglicht es den Anbietern, Komplementaritäten besser zu berücksichtigen. So können beispielsweise durch Muttergebote die einen höheren Wert besitzen, die Anfahrtkosten abgegolten werden und die danach folgenden Tochtergebote die variablen Betriebskosten internalisieren. Des Weiteren können sogenannte flexible Stundengebote abgegeben werden. Dies sind Verkaufsgebote mit einem Reservationspreis und fester Menge. Die Gebote werden der Stunde mit dem höchsten Markträumungspreis zugerechnet, wenn dieser über dem Reservationspreis liegt. Flexible Stundenangebote können speziell für industrielle Verbraucher mit Power Demand Side Management (PDSM) von Interesse sein. Wenn der Marktpreis den Reservationspreis übersteigt, stellen diese Unternehmen ihre Anlagen ab und verkaufen die Energie ihrer Lieferverträge an der Börse weiter. Auch für Betreiber von Anlagen die nur im Stande sind, eine begrenzte Energiemenge zu produzieren<sup>21</sup>, kann dieses Gebotsformat eine sinnvolle Alternative darstellen. Das Gebot kommt automatisch zum Zug, wenn der Marktpreis den Referenzpreis übersteigt. Somit sind keine Preisprognosen notwendig. Wie die beiden möglichen Anwendungsfälle zeigen, sind flexible Stundengebote in der Lage, die Verbrauchsdeckung zu Spitzenlastzeiten zu verbessern und können damit zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen.

Der zeitliche Ablauf des Day-Ahead Marktes gestaltet sich so, dass die Gebote bis spätestens 12 Uhr am Tag vor der Lieferung abgegeben werden müssen. Im Anschluss werden die abgegebenen Gebote zu Angebots- und Nachfragekurven aggregiert und der Marktpreis über ein Einheitspreisverfahren ermittelt. Vor der Abhaltung der zentralen Auktion können Stundenkontrakte in einem vorlaufenden Handel über die Börse kontrahiert werden. Gleichzeitig ist es möglich, über eine Telefonplattform sowohl Stunden- als auch Blockkontrakte zu handeln

<sup>21</sup> z.B. Pumpspeicherkraftwerke

(Ockenfels, Grimm und Zoettl 2008, 51 ff). Seit dem Jahr 2009 können im Elspot Markt auch negative Gebote abgegeben werden (Nord Pool Spot AS 2009, 4).

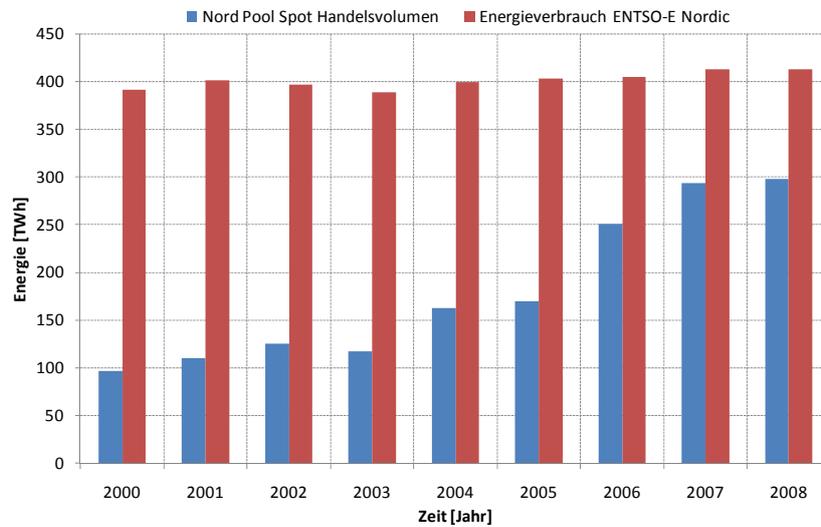


Abbildung 23: Entwicklung der Handelsvolumina im Elspot Markt und Energieverbrauch im Netzgebiet von ENTSO-E Nordic, Quellen (Nord Pool Spot AS 2009, 1), (ENTSO-E 2010a)

Wie aus Abbildung 23 ersichtlich, sind die gehandelten Volumina im Nord Pool Day-Ahead Markt zwischen den Jahren 2003 bis 2008 stetig gestiegen. Im Jahr 2008 wurden 297,7 TWh über Elspot kontrahiert. Dies entspricht einem Anteil von 70% des Energiebedarfs im gesamten Marktgebiet<sup>22</sup>. Dadurch wird bereits ersichtlich, dass die Preisbildung im Nord Pool Spotmarkt für das skandinavische Versorgungsgebiet eine wesentliche Rolle spielt. Das hohe Marktvolumen im Day-Ahead Handel ist durch das im Nord Pool angewendete Modell des Market Splitting begründet. Dabei können internationale Übertragungsrechte nur an der Börse in Kombination mit einem Stromliefervertrag erworben werden (Ockenfels, Grimm und Zoettl 2008, 53).

#### 4.3.2 Intraday Markt (Elbas)

Ab 14 Uhr startet der Intraday Handel Elbas, in dem bis eine Stunde vor der physischen Lieferung Stromliefergeschäfte abgeschlossen werden können. Bis zum Jahr 2008 waren nur die Märkte Finnland, Schweden, Dänemark und Deutschland zum Handel in Elbas berechtigt. Seit 2009 können auch norwegische Akteure am Markt teilnehmen. Der Handel erfolgt kontinuierlich und ist zu jeder Stunde des Jahres möglich. Das Handelsvolumen von Elbas ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Durch steigende Windkrafteinspeisung hat sich vor allem die Nachfrage aus dem deutschen Marktgebiet erhöht (siehe Abbildung 24).

<sup>22</sup> Der Energiebedarf Deutschlands wurde auf Grund der schwachen Netzanbindung nicht berücksichtigt.

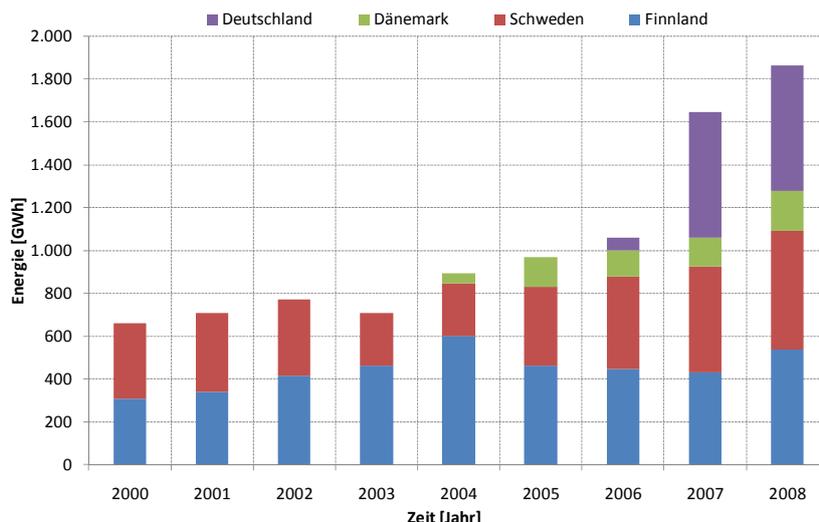


Abbildung 24: Entwicklung des Handelsvolumens von Nord Pools ELBAS, Quelle (Nord Pool Spot AS 2009, 1)

### 4.3.3 Terminmarkt (Nord Pool ASA)

Nord Pool besitzt derzeit das größte Volumen an börsengehandelten Terminkontrakten in Europa. Diese Terminkontrakte sind jedoch mit keiner physischen Stromlieferung verbunden, sondern ermöglichen den Marktteilnehmern die Absicherung ihrer Stromliefergeschäfte mittels langfristiger finanzieller Verträge. Der Terminmarkt wird nicht wie der physische Handel des Day-Ahead und Intraday Marktes von Nord Pool Spot AS organisiert, sondern von Nord Pool ASA einem weiteren Tochterunternehmen von Nord Pool. Die Terminkontrakte können bis zu sechs Jahre in die Zukunft reichen. Es können sowohl börsliche Termingeschäfte als auch Geschäfte des OTC-Handels über Nord Pool geclart werden. Dabei tritt Nord Pool als Clearinghaus auf und garantiert den Marktteilnehmern den finanziellen Ausgleich der abgeschlossenen Geschäfte. Mögliche Kontrakte im Terminmarkt sind Futures, Forwards, Europäische Optionen und Contracts for Difference (CfD). Der Referenzpreis der Kontrakte ist der Systempreis des gesamten Marktes (Nord Pool ASA 2008).

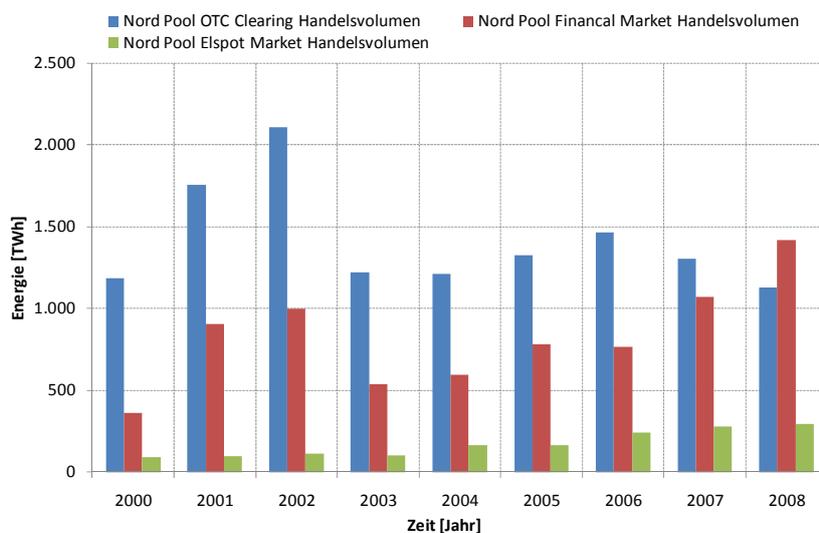


Abbildung 25: Entwicklung der jährlichen Handelsvolumina am Elspot Markt, Terminmarkt und des Clearings im Nord Pool, Quelle (Nord Pool ASA 2009, 28)

Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der Handelsvolumina am Terminmarkt des Nord Pools. Seit dem Jahr 2003 steigt das Handelsvolumen, nach einem Rückgang im Jahr 2002, wieder stetig. Im Jahr 2008 wurden 1.436 TWh über den Terminmarkt von Nord Pool gehandelt.

#### 4.3.4 Market Splitting

Die Strombörse Nord Pool verwendete als erste in Europa das Konzept des Market Splitting zur Koordination seiner einzelnen Marktgebiete<sup>23</sup>. Dabei wird der Gesamtmarkt im Falle von Übertragungsengpässen in einzelne Preiszonen aufgeteilt. Bestehen keine Engpässe, so besitzt das gesamte Marktgebiet einen Energiepreis. Nach dem derzeit implementierten Modell ist es möglich, die Netzbereiche Norwegens und Dänemarks<sup>24</sup> in mehrere Preisgebiete zu unterteilen. Schweden und Finnland bilden jeweils eine Preiszone. Innerhalb der Märkte von Dänemark, Schweden und Finnland erfolgt die Aufhebung von Übertragungsengpässen mittels Redispatch. Market Splitting ist eine Form der impliziten Auktion bei der internationale Übertragungsrechte an der Börse nur in Kombination mit Stromlieferkontrakten erworben werden können. Die freien Kapazitäten werden zuerst im Day-Ahead Markt Elspot angeboten. Bleiben Übertragungsrechte ungenützt, so können diese im nachgelagerten Intraday Markt ELBAS erworben werden. Das Market Splitting sollen sicherstellen, dass keine internationalen Übertragungskapazitäten ungenützt bleiben bzw. diese nur vergeben werden, wenn tatsächlich gebietsüberschreitende Stromliefergeschäfte bestehen.

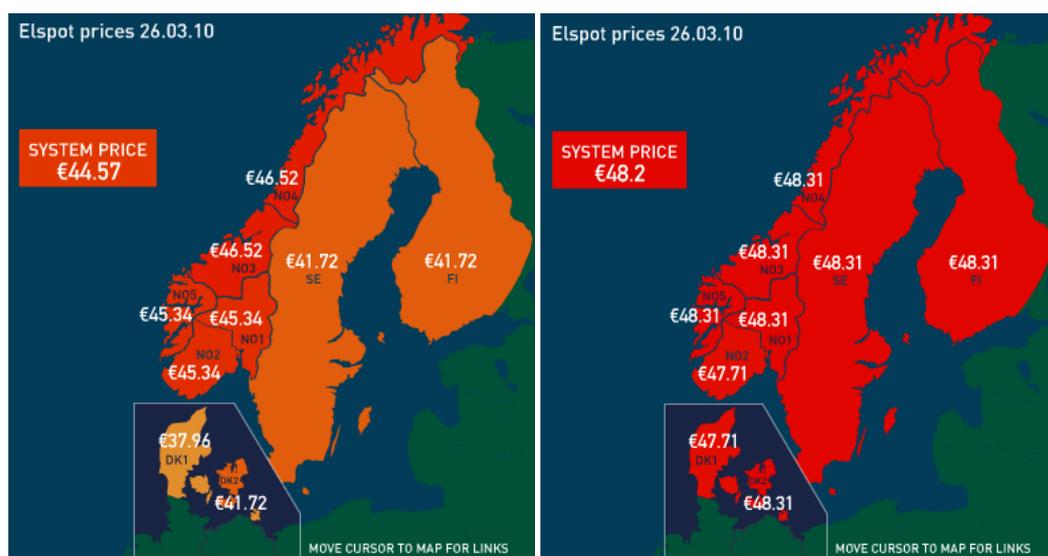


Abbildung 26: Preiszonen im Marktgebiet des Nord Pools zu unterschiedlichen Zeitpunkten (Stunde 00-01 links, Stunde 11-12 rechts), Quelle (Nord Pool Spot AS 2010)

Abbildung 26 zeigt die zeitliche Entwicklung der Zonenpreise im Marktgebiet von Nord Pool. In der linken Darstellung mit Day-Ahead Preisen vom 26.03.2010, Stunde 00 bis 01, bilden Schweden, Finnland und Dänemark Ost eine gemeinsame Preiszone, während die Preise in Norwegen deutlich darüber liegen. Insgesamt ist das gesamte Marktgebiet in vier unterschied-

<sup>23</sup> Mittlerweile wird Market Splitting auch in iberischen Großhandelsmarkt MIBEL angewendet.

<sup>24</sup> Das Netzgebiet Dänemarks ist physikalisch in zwei Gebiete geteilt, wovon Dänemark West in den Bereich ENSTO-E Continental eingebunden ist und Dänemark Ost in den Bereich ENTSO-E Nordic.

liche Preiszonen aufgeteilt. Die rechte Darstellung zeigt die Day-Ahead Preise für denselben Tag zur Stunde 11 bis 12. Das Preisniveau liegt hierbei im gesamten Marktgebiet deutlich über jenem der Stunde 00 bis 01 und es bestehen lediglich zwei separate Preiszonen. Die unterschiedlichen Preise in den Marktgebieten sollen Erzeugern einen Anreiz geben, mehr Energie zu produzieren bzw. Verbrauchern ihren, Bedarf zu senken. Durch diese Maßnahme können Engpässe im Erzeugungspark bzw. Übertragungseingänge zwischen Marktgebieten aufgezeigt und bei entsprechender Nachfrageelastizität der Kunden auch behoben werden. Führt das Konzept des Marketsplitting bis auf Ebene der Netzknoten fort, so erhält man das sogenannte Nodal Pricing. Hier besitzt jeder einzelne Netzknoten im Engpassfall einen eigenen Energiepreis. Das Prinzip des Nodal Pricing wird in einigen Märkten Nordamerikas sowie in Neuseeland bereits seit längerer Zeit erfolgreich angewendet. Seine Wirkungsweise hat sich vor allem in hochvermaschten Netzen, wie man sie auch in Kontinentaleuropa vorfindet, bewährt.

#### 4.4 MIBEL

Die beiden Länder Spanien und Portugal arbeiten bereits seit dem Jahr 2001 an der Schaffung eines gemeinsamen Strommarktes für die iberische Halbinsel. Im Jahr 2007 konnte dieses Vorhaben mit dem „Mercado Ibérico de Electricidade“ (MIBEL) realisiert werden. Die Organisation des Day-Ahead und Intraday Marktes erfolgt durch den spanischen Strombörsenbetreiber OMEL, der Terminmarkt wird durch den portugiesischen Börsenbetreiber OMIP organisiert (OMIP 2010).

##### 4.4.1 Day-Ahead Markt

Im Rahmen des Day-Ahead Marktes können Marktteilnehmer bilaterale Verträge aushandeln oder die zentrale Handelsplattform der Strombörse OMEL nutzen. Wie an den meisten Strombörsen Europas findet auch im Day-Ahead Markt OMELs eine zentrale Auktion statt, an der Kauf- und Verkaufsgebote zu Angebot- und Nachfragekurven aggregiert werden, um einen Marktpreis zu ermitteln. Als Preisfindungsmechanismus wird ein Einheitspreisverfahren angewendet.

Kauf- und Verkaufsgebote können für einzelne Stunden oder für Blöcke abgegeben werden. Bei Verkaufsgeboten ist eine weitere Spezifizierung möglich, um Komplementaritäten, wie Unteilbarkeiten, Mindesterträge, Last-Gradienten oder geplante Wartungszeiten zu berücksichtigen. Die zentrale Auktionierung im Day-Ahead Markt findet um 10:00 Uhr statt. Dabei wird in einem ersten Schritt der Marktpreis ohne Berücksichtigung von Netzengpässen ermittelt. Danach werden die Leitungskapazitäten zwischen den beiden Ländern berücksichtigt und überprüft, ob der ermittelte Kraftwerkseinsatz laut Börse auf physikalisch möglich ist. Ist dies nicht der Fall, so kommt es zu einer Aufteilung des Marktgebietes in zwei separate Gebotszonen. Dabei werden unter Berücksichtigung der maximal möglichen Im- und Exporte neue Angebots- und Nachfragekurven für die einzelnen Teilmärkte erstellt und ein Marktpreis für jede Zone ermittelt (OMEL 2009, 271 ff). Die geringen Übertragungskapazitäten zwischen Spanien und Portugal führten in den vergangenen Jahren sehr häufig zur Aufteilung des gemeinsamen Börsengebietes.

Wie in Abbildung 27 ersichtlich, kommt es im Day-Ahead Markt vor allem in Zeiten verringerten Bedarfs vermehrt zu Market Splitting. Dies ist damit zu erklären, dass die erzeugte Energie in Hochlastzeiten bereits an einem nahegelegenen Netzknoten verbraucht wird. In

Zeiten niedrigen Bedarfs kann es hingegen zu weitläufigen Stromtransporten kommen, welche die geringen grenzüberschreitenden Leistungskapazitäten belasten und eine Aufteilung des Marktgebietes erforderlich machen.

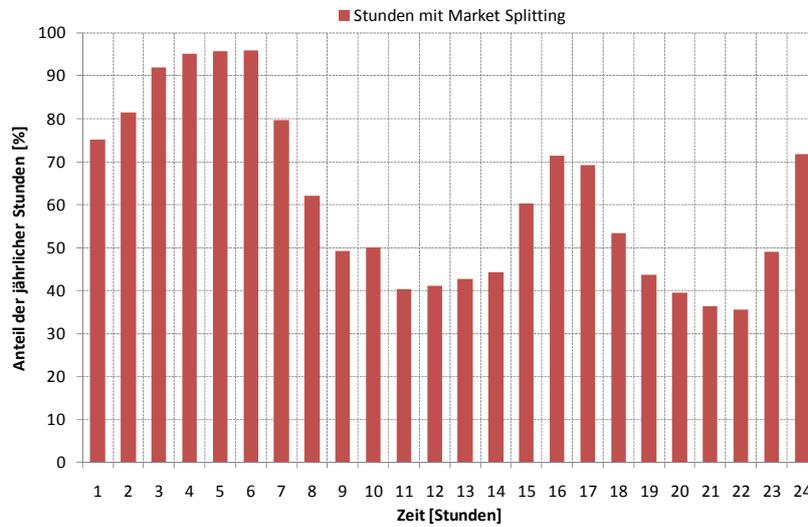


Abbildung 27: Prozent der Stunden mit Markt Splitting im Day-Ahead Markt OMELs 2008, Quelle (OMEL 2009, 313)

Die Teilnahme am Day-Ahead Handel OMELs ist prinzipiell freiwillig, jedoch erhalten Erzeugungsunternehmen, die ihre Energie über die Strombörse verkaufen, zusätzliche „Kapazitätzahlungen“. Diese zusätzlichen Zahlungen haben dazu geführt, dass der Anteil der über die Strombörse gehandelten Energiemenge im Marktgebiet von MIBEL über 80% des gesamten Strombedarfs umfasst (Ockenfels, Grimm und Zoettl 2008, 59).

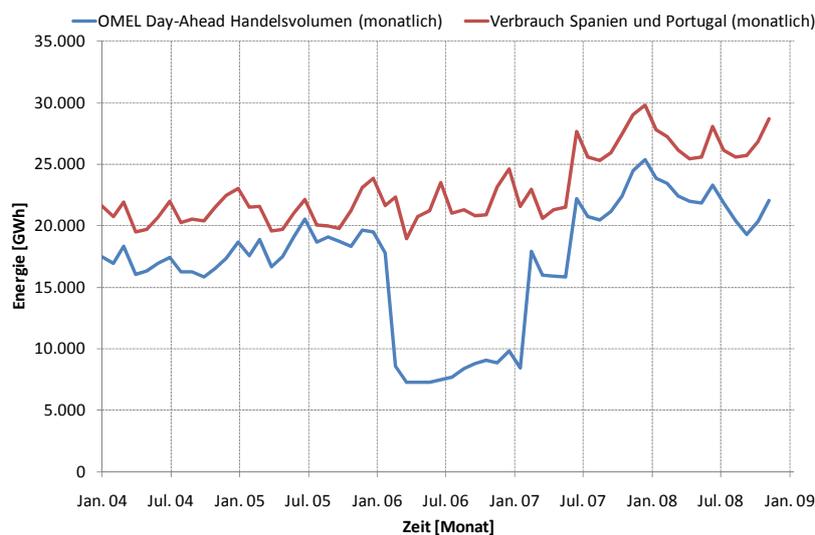


Abbildung 28: Gehandeltes Volumen im Day-Ahead Markt von OMEL und Entwicklung des Energieverbrauchs im Marktgebiet, Quellen (ENTSO-E 2010a), (OMEL 2009, 307)

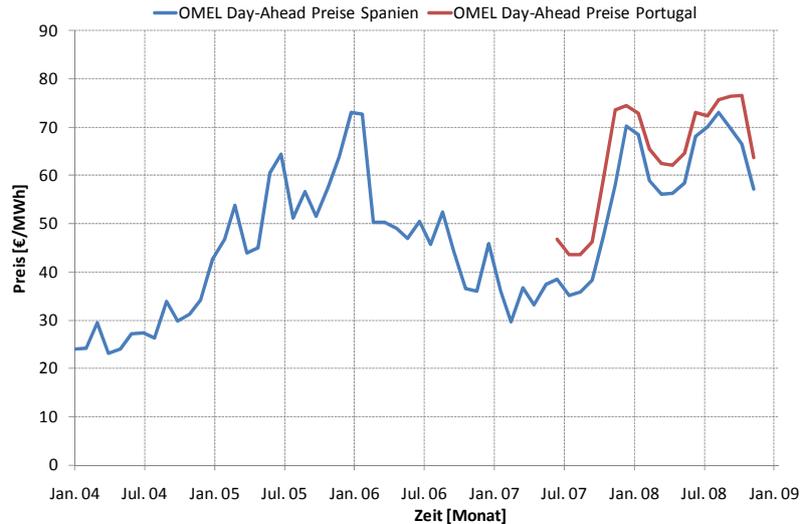


Abbildung 29: Durchschnittliche Day-Ahead Preise im spanischen und portugiesischen Marktgebiet von OMEL, Quelle (OMEL 2009, 307)

In Abbildung 28 sind die Entwicklung des gehandelten Day-Ahead Volumens und des Verbrauchs im Marktgebiet von MIBEL dargestellt. Abbildung 29 zeigt die durchschnittlichen täglichen Preise im Day-Ahead Markt von OMEL. Auf Grund des häufig notwendigen Market Splitting kommt es zu deutlichen Preisunterschieden.

#### 4.4.2 Intraday Markt

Um 16 Uhr startet der Intraday Handel im Marktgebiet von OMEL. Dieser unterscheidet sich wesentlich von dem anderer Elektrizitätsmärkte. Während die meisten Strombörsen den kurzfristigen Intraday Markt als fortlaufenden Handel auf bilateraler Basis organisieren, werden in Spanien und Portugal sechs aufeinander folgende Auktionen abgehalten<sup>25</sup>. Die erste Session startet um 16 Uhr am Vortag und die Letzte um 12 Uhr des Liefertages. Es ist wiederum möglich, einfache Gebote zu legen oder eine genauere Spezifizierung zur Berücksichtigung von Komplementaritäten vorzunehmen. Damit sind die Produkte dieselben wie jene, die im Day-Ahead Markt gehandelt werden. Auch der Prozess der Preisfindung verläuft gleich wie im Day-Ahead Markt.

In Abbildung 30 ist das gehandelte monatliche Volumen im Intraday Markt von OMEL ersichtlich, in Abbildung 31 die durchschnittlichen Marktpreise. Wie im Day-Ahead Handel, so liegen auch im Intraday Handel die Preise im portugiesischen Marktgebiet über jenen des spanischen.

<sup>25</sup> Für eine detaillierte Darstellung des Handelsablaufs im spanischen und portugiesischen Intraday Markt siehe Kapitel 11.1.1, Tabelle 33

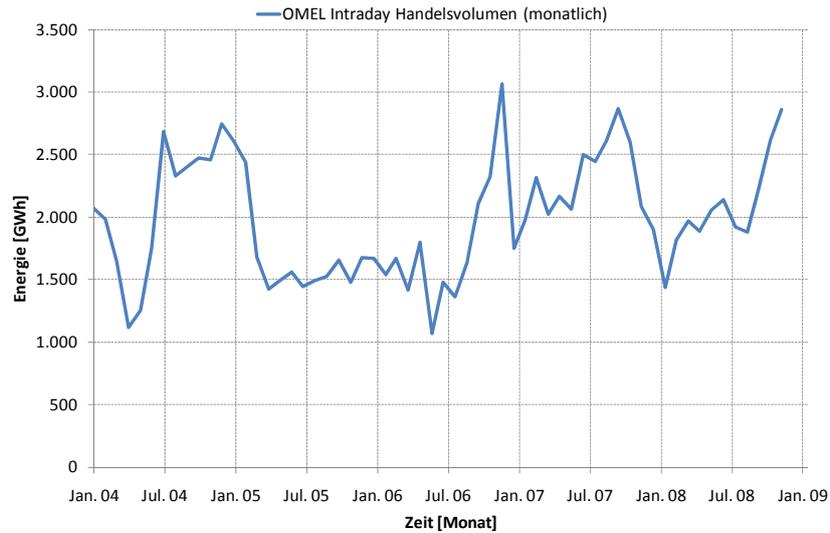


Abbildung 30: Monatliche gehandeltes Volumen im OMEL Intraday Markt, Quelle (OMEL 2009, 316)

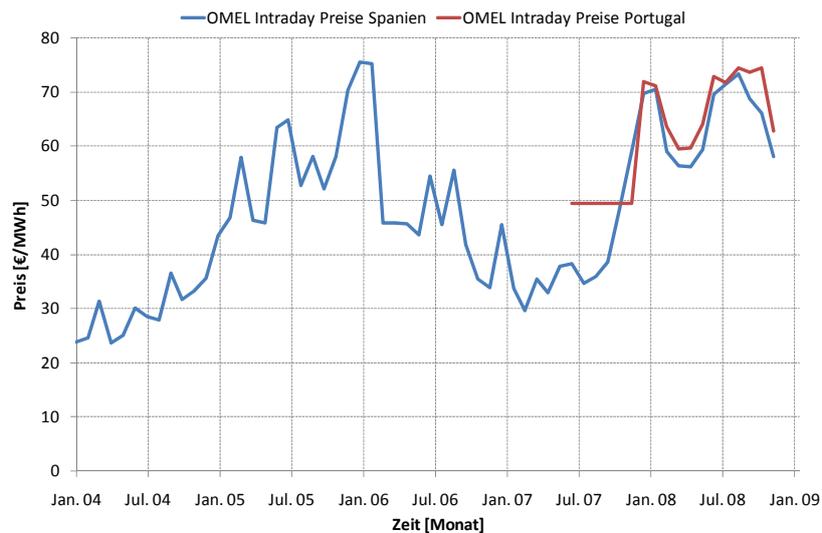


Abbildung 31: Durchschnittliche Intraday Preise im spanischen und portugiesischen Marktgebiet von OMEL, Quelle (OMEL 2009, 316)

#### 4.4.3 Terminmarkt

Der zentrale Terminmarkt in Spanien und Portugal wird durch den portugiesischen Marktbetreiber OMIP organisiert. Dabei können sowohl Terminkontrakte mit physischer Erfüllung als auch rein finanzielle Verträge abgeschlossen werden. Der maximale Zeithorizont beträgt zwei Jahre und ist damit deutlich kürzer, als jener anderer Terminmärkte in Europa. Vertriebsunternehmen in Spanien und Portugal mit mehr als 100.000 Kunden sind lt. Dekret ITC/2129/2006 verpflichtet, 10% ihrer benötigten Energie über den Terminmarkt zu beschaffen (OMIP 2010, 245).

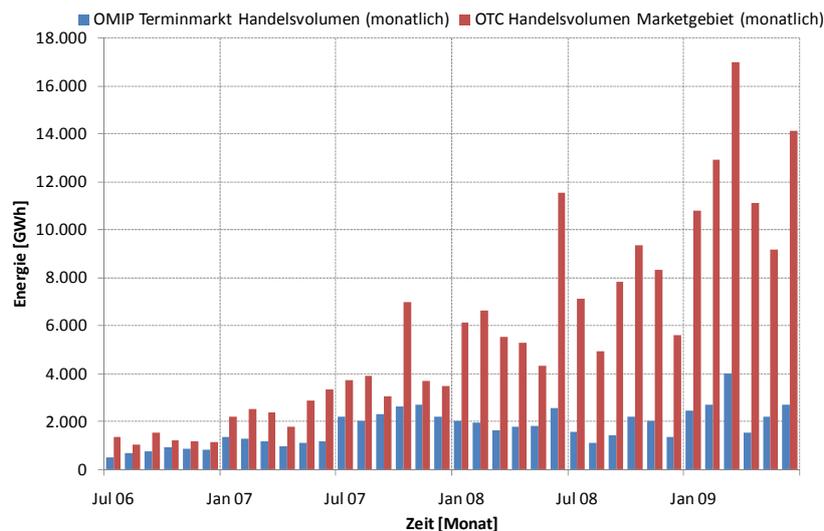


Abbildung 32: Entwicklung der monatlichen Handelsvolumina OTC und OMIP, Quelle (CNE 2009, 38)

Wie der Vergleich in Abbildung 32 zeigt, wird eine deutlich höhere Menge an Terminkontrakten über den OTC Markt gehandelt als über die Strombörse OMIP. Im Jahr 2008 betrug das gesamte OTC gehandelte Volumen 82,9 TWh bzw. jenes der Strombörse OMIP 22,4 TWh (CNE 2009, 37).

#### 4.5 Zusammenhang von Preisen im Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Markt

Die Spotpreise in einem Markt ergeben sich auf Grund von Angebot und Nachfrage und werden durch Faktoren wie die Anlagenverfügbarkeit, Brennstoffpreise, Niederschlag, Windgeschwindigkeiten, Temperatur und seit 2005 auch den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis beeinflusst. Die Preise des Terminmarktes stellen die Erwartung zukünftiger Spotmarktpreise dar und orientieren sich daher an diesen (DG Competition 2007, 124). Es ist möglich, dass Termin- und Spotmarktpreise durch falsche Erwartungshaltungen voneinander abweichen, dies ist jedoch nicht systematisch der Fall. Erwartungsfehler in beide Richtungen werden im Normalfall durch Arbitragegeschäfte ausgeglichen (Ockenfels, Grimm und Zoettl 2008, 4)<sup>26</sup>. Es kommt daher zu einer zeitlichen Konvergenz zwischen Termin- und Spotmarktpreisen (Hull 2001, 31-32)<sup>27</sup>. Die Handelsvolumina in den untersuchten Intraday Märkte sind vergleichsweise gering und für die Preisbildung in den Termin- oder Day-Ahead Märkten von untergeordneter Bedeutung.

#### 4.6 Wirkung von Börsenpreisen auf den bilateralen Handel

Die Preise des Spotmarktes sind nicht nur für den Börsenhandel von Bedeutung, sondern auch für bilaterale Geschäfte. Bedingt durch die Möglichkeit zur Arbitrage wird kein Käufer bilateral ein schlechteres Ergebnis akzeptieren, als er es an der Strombörse erzielen könnte

<sup>26</sup> siehe auch (Stoft 2002, 90-91)

<sup>27</sup> Untersuchungen bezüglich der langfristigen Abweichungen von Spot- und Terminmarktpreisen, welche Auskunft über mögliche Risikoprämien im Terminmarkt geben sollten, kommen teilweise zu unterschiedlichen Ergebnissen. Während z.B. Kolos und Ronn (2008, 637) eine negative Prämie am Terminmarkt der Strombörse EEX identifizieren, ermitteln Redl et al. (2009, 362) ein positives Ergebnis. Beide Studien kommen jedoch zu dem Schluss, dass sich Termin- und Spotmarktpreise, gemäß der Theorie, bis zum Ausführungszeitpunkt annähern.

(Ockenfels, Grimm und Zoettl 2008, 4). Der am Spotmarkt der Strombörse ermittelte Preis dient daher als Referenz für den gesamten Markt (DG Competition 2007, 122). Abbildung 33 zeigt einen Vergleich von Day-Ahead Preisen der Strombörse EEX und Preisen des bilateralen OTC-Handels in Deutschland. Dabei ist die starke Kopplung der beiden Märkte ersichtlich. Damit ist auch verständlich, warum eine sinnvolle Ausgestaltung der zentralen Großhandelsplattform für die Preisbildung in einem Markt von wesentlicher Bedeutung ist. Fehler im Spotmarkt der Strombörse können sich auch in andere interdependente Märkte ausweiten und damit deren Wirkung noch deutlich erhöhen.

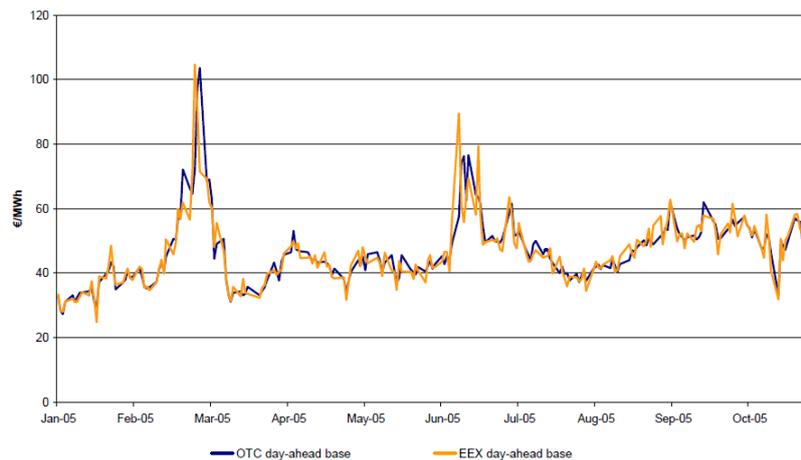


Abbildung 33: Vergleich zwischen Day-Ahead Preisen der EEX und bilateralen Preisen in Deutschland (2005), Quelle (DG Competition 2007, 122)

#### 4.7 Zusammenfassung

Die Struktur der untersuchten Strombörsenmärkte ist äußerst ähnlich. In allen Anwendungsfällen wird ein langfristiger Terminmarkt abgehalten, ein Day-Ahead Markt, der einen Referenzpreis für den gesamten Strommarkt liefert und ein Intraday Handel, der eine kurzfristige Energiebeschaffung ermöglicht. Als Preisfindungsmechanismus wird jeweils das Einheitspreisverfahren angewendet, bei dem alle zugeschlagenen Gebote den Markträumungspreis (Market Clearing Price, MCP) erhalten und alle bedienten Nachfrager den gleichen Preis bezahlen müssen. Generell können Geschäfte auf bilateraler Basis abgeschlossen werden oder anonym über die Strombörse. Die über die Börse gehandelten Volumina variieren von Markt zu Markt. Gründe für einen verstärkten Börsenhandel sind zusätzliche Erlöse in Form von Kapazitätzahlungen oder eine implizite Versteigerung von Übertragungskapazitäten. Derzeit werden nur Engpässe auf internationalen Übertragungskapazitäten in den Versteigerungen berücksichtigt, nationale Engpässe werden zumeist durch Redispatch aufgelöst. Ein verstärkter Ausbau von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieträgern kann in Zukunft auch national vermehrtes Engpassmanagement notwendig machen. Auf Grund der stark vermaschten Netzstruktur in Kontinentaleuropa kann Nodal Pricing eine langfristige Lösung des Problems darstellen. Dieser Mechanismus hat sich in anderen Märkten mit hochvermaschter Netzstruktur bereits bewährt.

Die Bestrebungen innerhalb Europas gehen in Richtung einer verstärkten Integration der einzelnen Teilmärkte. Diese ist in den verschiedenen Regionen jedoch unterschiedlich weit fortgeschritten. Während im Nord Pool oder im Bereich MIBELs bereits gemeinsame implizite Versteigerungsmechanismen zur Anwendung kommen, berücksichtigt die Strombörse EEX grenzüberschreitende Leitungskapazitäten in ihren Auktionen noch nicht.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die vollständige Umsetzung der Liberalisierung im Elektrizitätssektor sowie der Aufbau eines gemeinsamen Strombinnenmarktes für Europa noch einige Zeit in Anspruch nehmen wird. Vor allem die Integration der einzelnen Teilmärkte und die Zuteilung der internationalen Übertragungskapazitäten sind nach wie vor ungelöste Probleme. Durch den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien ergeben sich bereits neue Anforderungen an die Marktgestaltung, die es zu lösen gilt.

## 5 PARADIGMEN DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT

*Der Bereich der Elektrizitätswirtschaft unterscheidet sich auf Grund einiger wesentlicher Besonderheiten von anderen Wirtschaftszweigen. Diese müssen in der Ausgestaltung des Marktes berücksichtigt werden, um langfristig eine ausreichende, sichere und kostengünstige Stromversorgung gewährleisten zu können. In Kapitel 5 werden daher die Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft untersucht und daraus konkrete Anforderungen an die wettbewerbliche Marktgestaltung abgeleitet.*

### 5.1 Einleitung

Die Elektrizitätswirtschaft ist ein volkswirtschaftlich äußerst relevanter Sektor. Viele industrielle Fertigungsprozesse, aber auch Bedürfnisse des täglichen Lebens könnten ohne zuverlässige Stromversorgung nicht in gewohntem Maße bewältigt werden. Daher kommt einer sicheren Versorgung mit elektrischer Energie eine besonders hohe Bedeutung zu. Vor der Liberalisierung der Branche war es die Pflicht der einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), dafür zu sorgen, dass ihre Kunden ausreichend, sicher und kostengünstig mit Strom beliefert werden. Sowohl die Erzeugungsanlagen, als auch die Übertragungs- bzw. Verteilernetze befanden sich im Besitz eines Unternehmens und wurden mit dem Ziel einer kostenminimalen Stromversorgung eingesetzt. Die Erweiterung des Kraftwerksparks und der Netze erfolgte koordiniert im Sinne einer gesamtsystemisch optimalen Planung.

Im Zuge der Liberalisierung erfolgte eine Auftrennung der zuvor integrierten Unternehmen in die Teilbereiche Erzeugung/Handel bzw. Übertragung und Verteilung. Während der Bereich des Netzes nachwievor einen Monopolbereich darstellt und strengen regulatorischen Bestimmungen unterliegt, wurde in den Bereichen Erzeugung und Handel Wettbewerb eingeführt. Man erwartete sich dadurch eine bessere Ausnutzung bestehender Ressourcen und in der Folge sinkende Strommarktpreise. Der Einsatz der Anlagen und die Erweiterung des Kraftwerksparks wurden in die Hände der wettbewerblichen Erzeugungsunternehmen gelegt. Der Markt sollte für die notwendige Effizienz und eine sinnvolle Entwicklung des Erzeugungssystems sorgen. Der Bereich der Elektrizitätswirtschaft unterscheidet sich jedoch auf Grund einiger wesentlicher Besonderheiten von anderen Wirtschaftszweigen (Stigler 1999, 5-9). Diese müssen in der Ausgestaltung des Marktes berücksichtigt werden, um langfristig eine ausreichende, sichere und kostengünstige Stromversorgung gewährleisten zu können.

Im Folgenden wird die Forschungsfrage geklärt, welche Anforderungen an die wettbewerbliche Marktgestaltung sich aus den Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft ableiten lassen. Hierfür werden die einzelnen Paradigmen angeführt und deren Marktrelevanz aufgezeigt.

### 5.2 Mangelnde Speicherbarkeit

Eine der wesentlichsten Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft ist mangelnde Speicherbarkeit elektrischer Energie. Während viele andere Güter vorrätig produziert, auf Lager gelegt und bei Bedarf von dort bezogen werden können, ist dies im Bereich der Elektrizitätswirtschaft nicht möglich. Es ist vielmehr in jedem Zeitpunkt notwendig, dass die Erzeugung dem Verbrauch entspricht. Um dies sicher gewährleisten zu können, muss der Kraftwerkspark auf die maximale Lastspitze des Jahres ausgelegt sein und über genügend Reserven verfügen, um mögliche Ausfälle kompensieren zu können.

Aufgabe eines sinnvoll gestalteten Marktes ist es daher, für ausreichende Erzeugungskapazitäten zu sorgen, um die Versorgungssicherheit im System kurz- und langfristig gewährleisten zu können.

### 5.3 Kapitalintensität

Im Vergleich zu anderen Wirtschaftszweigen, weist die Elektrizitätswirtschaft eine äußerst hohe Kapitalintensität auf. Dies gilt im besonderen Maße für die Anlagen im Erzeugungsbereich, aber auch für Übertragungs- und Verteilereinrichtungen. In einem wettbewerblichen Markt werden Investitionen dann getätigt, wenn für die Unternehmen die Möglichkeit besteht das eingesetzte Kapital, inklusive einer angemessenen Verzinsung, wieder erwirtschaften zu können. Eine unsichere Ertragslage sowie ungewisse regulatorische Rahmenbedingungen können zu Verzögerungen in der Anlagenerrichtung oder auch zum Ausbleiben notwendiger Investitionen führen. Langfristig kann eine solche Tendenz die Versorgungssicherheit in einem Elektrizitätssystem gefährden.

Ein sinnvoll gestalteter Elektrizitätsmarkt muss den Kapitalgebern daher ermöglichen, das eingesetzte Kapital inklusive einer angemessenen Verzinsung wieder erwirtschaften zu können. Nur so können Investitionen in einem wettbewerblichen Markt langfristig sichergestellt werden.

### 5.4 Langlebigkeit

Anlagen der Elektrizitätswirtschaft zeichnen sich durch besonders hohe Lebensdauern aus. Je nach Kraftwerkstyp können diese zwischen 20 und 80 Jahren betragen. Wird die Entscheidung zur Errichtung einer Anlage getroffen, so zieht dies langfristige Folgen nach sich, die in der kurzen Frist nicht mehr rückgängig gemacht werden können. Einflussfaktoren wie die Brennstoffpreisentwicklung oder die Zusammensetzung des Kraftwerksparks können die Vorteilhaftigkeit einer Investition sowie die Kapitalwiedergewinnung maßgeblich beeinträchtigen. Dieser Umstand bedingt eine vorausschauende Planung über mehrere Jahre bzw. Jahrzehnte hinweg.

Der Markt muss den Erzeugungsunternehmen hierfür langfristige Preissignale zur Verfügung stellen. Dies wird im Bereich der Elektrizitätswirtschaft im Besonderen durch den geringen Kapitalumschlag und die langen Zeiträume der Kapitalwiedergewinnung bedingt.

### 5.5 Lange Vorlaufzeiten

Kraftwerks- und Leitungsbauprojekte weisen im Vergleich zu anderen Wirtschaftsbranchen sehr lange Vorlaufzeiten für Planung, Genehmigung und Errichtung auf. Die Systemplanung muss daher äußerst weitsichtig erfolgen, um Engpässe bereits frühzeitig erkennen und vermeiden zu können.

In Anbetracht dieser Umstände muss der Markt in der Lage sein, den Unternehmen frühzeitig einen Anreiz zur Anlagenerrichtung zu geben. Hierbei sind die unterschiedlichen Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeiten der verschiedenen Erzeugungstechnologien zu berücksichtigen. Kurzfristige Preissignale können zu einem Ausbau von schnell zu errichtenden Anlagen führen, während langfristige Preissignale in der Lage sind, einen diversifizierten Kraftwerkszubau zu ermöglichen.

## 5.6 Dargebotsabhängigkeit

Im Bereich der Elektrizitätswirtschaft ist zwischen bedarfsgerechten und dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien zu unterscheiden. Während bedarfsgerechte Kraftwerke die meiste Zeit des Jahres in der Lage sind ihre maximale Leistung abzurufen, unterliegt die Erzeugung dargebotsabhängiger Technologien, wie Laufwasser- und im speziellen Windkraftwerken, starken stochastischen Schwankungen. Dies bedingt eine entsprechende Reservehaltung durch bedarfsgerechte Erzeugungstechnologien, um die Last auch während der Bedarfsspitzen im System sicher decken zu können. Für reine Energiemärkte stellen dargebotsabhängige Erzeugungstechnologien eine besondere Herausforderung dar. Da es sich um sogenannte „Must-Run“ Kraftwerke handelt, kommen diese vor bedarfsgerechten Anlagen zum Einsatz. Dies kann den Kraftwerkseinsatz und die Marktpreise beeinflussen und erschwert die Prognose zukünftiger Erlöse und Deckungsbeiträge für Erzeugungsunternehmen.

Ein sinnvoll gestaltetes Marktsystem muss den Erzeugungsunternehmen, trotz schwankender Erzeugung dargebotsabhängiger Technologien, die Erwirtschaftung ihrer fixen und variablen Kosten sicher gewährleisten. Ist dies nicht der Fall, so bleiben Investitionen aus.

## 5.7 Netzgebundenheit

Elektrische Energie ist netzgebunden und muss mittels Übertragungs- und Verteilernetze vom Ort der Erzeugung zum Ort des Verbrauchs transportiert werden. Auf Grund der beschränkten Leitungskapazitäten ist dies nicht im großen Umfang möglich und bedingt die Errichtung von Erzeugungsanlagen möglichst nahe am Ort des Verbrauchs.

Daher ist es die Aufgabe eines sinnvoll gestalteten Marktes, ein Preissignal bereitzustellen, welches die Errichtung von Neuanlagen am notwendigen Standort fördert. Ist dies nicht der Fall, so ist es auf Grund beschränkter Leitungskapazitäten möglich, dass der Bedarf trotz ausreichender Erzeugungsanlagen nicht gedeckt werden kann.

## 5.8 Essentielles Wirtschaftsgut

Elektrische Energie stellt für Haushalte, Gewerbe und die produzierende Industrie ein essentielles Wirtschaftsgut dar (Bothe und Riechmann 2008, 31-36). In vielen Bereichen wäre die Herstellung hoch qualitativer Produkte ohne eine entsprechende elektrische Regelungs-, Steuerungs- und Automatisierungstechnik gar nicht erst möglich. In den Bereichen Beleuchtung und EDV ist elektrische Energie nicht substituierbar und bedingt durch den steigenden Bedarf an Informationstechnik eine der wichtigsten Energieformen.

Aus den genannten Punkten begründet sich ein hoher Anspruch an die Versorgungssicherheit. Um diese langfristig gewährleisten zu können, ist eine sinnvolle Ausgestaltung des Marktes unumgänglich.

## 5.9 Zusammenfassung Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft und Marktgestaltung

Die Elektrizitätswirtschaft unterscheidet sich auf Grund der genannten Paradigmen wesentlich von anderen Wirtschaftszweigen. Um langfristig eine ausreichende, sichere und kostengünstige Energieversorgung gewährleisten zu können, müssen diese Besonderheiten in der Marktgestaltung berücksichtigt werden. Konkret lassen sich aus den einzelnen Punkten die in Tabelle 4 dargestellten Forderungen ableiten.

Besonderheit der Elektrizitätswirtschaft	Anforderung an die Marktgestaltung
Mangelnde Speicherbarkeit	Ausreichende Erzeugungskapazitäten bereitstellen, um Bedarf kurz- und langfristig sicher decken zu können
Essentielles Wirtschaftsgut	
Kapitalintensität	Erwirtschaftung des eingesetzten Kapitals sicherstellen
Langlebigkeit	Trotz veränderlicher Brennstoffpreise und stochastischer Erzeugung langfristige Planungssicherheit gewährleisten
Dargebotsabhängigkeit	
Lange Vorlaufzeiten	Kapazitätsengpässe frühzeitig anzeigen und frühzeitige Investitionsanreize bereitstellen
Netzgebundenheit	Ortsgerechte Investitionsanreize bereitstellen

Tabelle 4: Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft und Anforderungen an die Marktgestaltung

**Klärung der Forschungsfrage 1:** Welche Anforderungen an die wettbewerbliche Marktgestaltung lassen sich aus den Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft ableiten?

Eine Strombörse muss:

1. ausreichende Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stellen, um die Belastungsspitze des Systems kurz- und langfristig abdecken zu können;
2. die Erwirtschaftung des eingesetzten Kapitals inklusive einer angemessenen Verzinsung ermöglichen;
3. trotz schwankender Erzeugung dargebotsabhängiger Technologien und veränderlicher Primärenergiepreise langfristige Planungssicherheit gewährleisten;
4. Kapazitätsengpässe frühzeitig anzeigen, um die Errichtung neuer Anlagen zeitgerecht zu fördern;
5. die Errichtung der Erzeugungsanlagen am richtigen Standort sicherstellen.

## 6 STROMBÖRSE UND ANFORDERUNGEN AN DIE MARKTGESTALTUNG

*In Kapitel 6 wird untersucht, ob das Konzept der Strombörse die ermittelten Anforderungen an die Marktgestaltung in ausreichendem Masse berücksichtigt. Hierfür wird ein real- und nominalwirtschaftliches Simulationsmodell verwendet, welches in der Lage ist, die langfristige Entwicklung eines wettbewerblichen Marktes mit Strombörse zeitlich dynamisch darzustellen.*

### 6.1 Einleitung

Die meisten Strommärkte in Europa organisieren ihren Großhandel über eine Strombörse<sup>28</sup>. Diese stellt einen sogenannten „reinen Energiemarkt“ (energy-only market) dar, in dem Erzeugungsunternehmen nur für die von ihnen produzierte Energie entlohnt werden<sup>29</sup>. Das Produkt Leistung wird nicht explizit abgeboten. Für die Angebotslegung an der Börse sind die kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugungsanlagen relevant. Zu diesen gehören insbesondere die Brennstoffkosten, andere variable Produktionskosten und Opportunitätskosten für alternative Vermarktungsmöglichkeiten. Die Fixkosten der Kraftwerke werden dabei nicht berücksichtigt (Ockenfels, Grimm und Zoettl 2008, 65-72). Die Preisbildung an der Strombörse erfolgt durch Angebot und Nachfrage. Der ermittelte Preis stellt dabei ein Referenzsignal für den gesamten Markt dar. Erzeugungsunternehmen planen ihre Investition auf Basis derzeitiger bzw. erwarteter Börsenpreise und auch der bilaterale Handel und Termingeschäfte orientieren sich an diesem Wert. Somit sind die Erlöse der Erzeugungsunternehmen und auch die langfristige Versorgungssicherheit in einem reinen Energiemarkt wesentlich vom Preissignal der Strombörse abhängig. Eine mangelhafte Marktgestaltung, welche die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft nicht in erforderlichem Maße berücksichtigt, kann langfristig zum Ausbleiben notwendiger Investitionen und damit zu einer Verringerung der Versorgungssicherheit im System führen.

Es wird nun folgend die Forschungsfrage geklärt, ob die Strombörse in der Lage ist, die aus den Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft abgeleiteten Anforderungen an die Marktgestaltung zu erfüllen. Hierfür werden aus den in Kapitel 5 ermittelten Kriterien konkrete Thesen formuliert und deren Haltbarkeit überprüft. Die Untersuchung gliedert sich in die drei Teilbereiche Thesendefinition (Kapitel 6.2), Darstellung des Simulationsmodells (Kapitel 6.3) und Thesenprüfung (Kapitel 6.4 bis 6.7.). Zusätzlich werden in der derzeitigen wissenschaftlichen Diskussion identifizierte Probleme des Strombörsenmodells dargestellt (Kapitel 6.8).

### 6.2 Thesendefinition

Zur Klärung der Forschungsfrage werden insgesamt vier Thesen formuliert und im Rahmen dieses Kapitels auf ihre Haltbarkeit überprüft. Diese lauten wie folgt:

**These 1:** Das Modell der Strombörse ist in der Lage, Erzeugungsunternehmen die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten sicher zu gewährleisten.

---

<sup>28</sup> vgl. Kapitel 4

<sup>29</sup> vgl. (Doorman 2000, 1), (Boisseleau und Hewicker 2004, 1), (The Brattle Group 2009, 20-38) et al.

Die erste Forderung an den Markt, ausreichende Erzeugungskapazitäten zur Verfügung zu stellen, ist eng mit der zweiten Forderung nach einer sicheren Erwirtschaftung des eingesetzten Kapitals verbunden. Ein wettbewerblicher Markt wird langfristig nur über ausreichende Kraftwerkskapazitäten verfügen, wenn die Erzeugungsunternehmen ihre Vollkosten erwirtschaften können. Ist dies nicht der Fall, so bleiben Investitionen aus und die Versorgungssicherheit im System sinkt.

Zur Prüfung von These 1 wird ein gesamtsystemischer Ansatz verwendet. Dies bedeutet, der Großhandelspreis wird nicht auf Basis historischer Zeitreihen ermittelt, sondern aus der konkreten Angebots- und Nachfragefunktion des Marktes. Diese Methode besitzt den Vorteil, dass auch Portfolio- und Merit Order Effekte, welche den Marktpreis wesentlich beeinflussen, aufgezeigt werden können<sup>30</sup>. Hierfür wurde ein Simulationsmodell entworfen, welches in der Lage ist, die real- und nominalwirtschaftliche Entwicklung eines Marktes mit Strombörse und konkurrierenden Unternehmen zeitlich dynamisch darzustellen. Eine detaillierte Beschreibung der Funktionsweise erfolgt in Kapitel 6.3.

In der Thesenprüfung wird unterstellt, dass der Markt ausreichende Erzeugungskapazitäten besitzt<sup>31</sup>, um die Belastungsspitze sicher decken zu können. Es wird untersucht, ob die Preise der Strombörse in diesem Fall in der Lage sind, den Erzeugungsunternehmen eine Deckung ihrer Vollkosten zu gewährleisten.

Ziel der Untersuchung ist es, die Wirkung des forcierten Zubaus von gasbefeuerten Anlagen und Windkraftwerken auf die Preisbildung der Strombörse bzw. Deckungsbeiträge der Erzeugungsunternehmen aufzuzeigen.

**These 2:** Das Modell der Strombörse gewährleistet Erzeugungsunternehmen, trotz veränderlicher Brennstoffpreise und schwankender dargebotsabhängiger Erzeugung, langfristige Planungssicherheit.

Auch die dritte Forderung nach langfristiger Planungssicherheit ist eng mit den zwei bereits genannten verbunden. Während in These 1 jedoch vorwiegend die Folgewirkung einer Strukturänderung im Kraftwerkspark ermittelt wird, soll hier der Effekt veränderlicher Primärenergiepreise und einer schwankenden dargebotsabhängigen Erzeugung untersucht werden. Wesentliche Bewertungsparameter sind der Börsenpreis und die Betriebsergebnisse der Unternehmen.

**These 3:** Das Modell der Strombörse ist in der Lage, notwendige Systemerweiterungen frühzeitig anzuzeigen.

---

<sup>30</sup> Die beiden Autoren Audun Botterud und Mangus Korpas empfehlen zur Untersuchung von Portfolio- oder Merit Order Effekten die Verwendung gesamtsystemischer Modelle (dort als „system dynamics model“ bezeichnet) (Botterud und Korpas 2004, 4-5). Sie verweisen darauf, dass auch Andrew Ford (Ford 1999) mit Hilfe eines solchen Modells in der Lage war, die Strompreiskrise in Kalifornien frühzeitig zu prognostizieren.

<sup>31</sup> Da die Gewährleistung einer hohen Sicherheit der Elektrizitätsversorgung laut Richtlinie 2005/89/EG eine Grundvoraussetzung für das erfolgreiche Funktionieren des Binnenmarktes in Europa ist, wird diese Annahme als sinnvoll und realistisch erachtet.

Mittels These 3 wird die Anforderung zeitgerechter Investitionsanreize überprüft. Auf Grund der langen Vorlaufzeiten für die Errichtung von Kraftwerksbauprojekten<sup>32</sup>, muss die Strombörse in der Lage sein, einen Versorgungsengpass frühzeitig anzuzeigen. In einem reinen Energiemarkt, wie ihn das Modell der Strombörse darstellt, ist dies nur über den Energiepreis möglich. Dieser muss zu Engpasszeiten ansteigen und den potenziellen Investoren einen Anreiz für die Errichtung neuer Anlagen bieten.

**These 4:** Das Modell der Strombörse ist in der Lage, Investitionen am richtigen Standort zu fördern.

Im Rahmen der Prüfung von These 4 wird die Anforderung an den Markt, ortsgerechte Investitionsanreize bereitzustellen, untersucht. Auf Grund von möglichen Leitungsempässen muss die Strombörse in der Lage sein, Investitionen am richtigen Standort zu fördern. Wird dies nicht gewährleistet, so besteht die Möglichkeit, dass der Verbrauch trotz ausreichender Erzeugungskapazitäten nicht gedeckt werden kann. Im Rahmen der Untersuchung werden die derzeit im Marktbereich der EPEX angewendeten Regeln überprüft und mit anderen internationalen Ausgestaltungsformen in Bezug gesetzt.

Die Prüfung der Thesen 1 bis 3 erfolgt mit Hilfe des folgend beschriebenen dynamischen Strombörsenmodells. These 4 wird anhand eines einfachen ökonomischen Modells mit Angebots- und Nachfragefunktion untersucht.

### 6.3 Simulationsmodell der Strombörse

Ausgangspunkt für die Entwicklung des dynamischen Strombörsenmodells bildet das von Redl, Süßenbacher et al. (2008) entwickelte Konzept eines Börsenmarktes mit mehreren konkurrierenden Erzeugungsunternehmen. Basierend auf diesen Erkenntnissen entwickelten Süßenbacher und Tyma (2009) ein erstes Strombörsenmodell<sup>33</sup>. Dieses wurde für die hier dargestellten Untersuchungen überarbeitet, um wesentliche Komponenten erweitert<sup>34</sup> und entsprechend den behandelten Fragestellungen angepasst.

#### 6.3.1 Grundlegende Annahmen

Die Untersuchungen im Strombörsenmodell erfolgen unter der Annahme eines vollkommenen Marktes. In diesem theoretischen Modell der Volkswirtschaftslehre geht man davon aus, dass die Produkte zu ihren kurzfristigen Grenzkosten angeboten werden. In der Elektrizitäts-

---

<sup>32</sup> Die Errichtungszeit variiert je nach Kraftwerkstyp und beträgt ohne Verzögerung durch Umweltauflagen und sonstigen Beeinträchtigungen zwischen 18 Monaten und fünf Jahren (IEA 2007a, 76). Van Emmerich (2008, 24) geht von einer Verzugszeit zwischen der Entscheidung zur Errichtung und der tatsächlichen Inbetriebnahme von mindestens drei Jahren aus.

<sup>33</sup> Die Beschreibung der grundlegenden Funktionsweise des Modells erfolgt in Anlehnung an (Tyma 2009, 52-68).

<sup>34</sup> Es wurde eine Energie- und Leistungsdeckungsrechnung eingeführt, um die sicher verfügbare Leistung im System bestimmen und die Einhaltung des ENTSO-E Reservehaltungskriteriums überprüfen zu können. Zudem wurde die Windkraftherzeugung integriert und eine separate Börsenpreisberechnung für die Peak und Off-Peak Periode eingeführt, um die Effekte dargebotsabhängiger Erzeugungsschwankungen ermitteln zu können.

wirtschaft entsprechen diese Grenzkosten den variablen Kosten der Energieerzeugung sowie möglichen Opportunitätskosten für z.B. Emissionszertifikate. Die Fixkosten der Erzeugungsanlagen stellen „versunkene Kosten“ dar und sind nicht angebotsrelevant. Die Angebotskurve (Merit Order) der Erzeuger im Modell wird daher durch die Brenn- und Hilfsstoffkosten der Anlagen sowie optional den Kosten der Emissionszertifikate gebildet. Die Elastizität der Endkundennachfrage ist erfahrungsgemäß sehr gering und wird im Modell vereinfachend als vollkommen unelastisch angenommen.

Die Preisbildung an der Strombörse erfolgt durch den Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Dabei wird unterstellt, dass die Erzeugungsunternehmen nicht benötigte Kapazitäten an der Strombörse anbieten und gleichzeitig die selbst eingesetzten Kraftwerke nachfragen, um diese eventuell durch günstigere am Markt verfügbare Erzeugungsanlagen ersetzen zu können. Dieser Mechanismus wird anhand eines einfachen Beispiels mit drei Unternehmen dargestellt<sup>35</sup>.

Abbildung 34 zeigt die Merit Order und die Endkundennachfrage des Erzeugungsunternehmens U1. Zur Deckung des eigenen Endkundenbedarfs wird das Kraftwerk „U1 KW1“ vollständig eingesetzt und Anlage „U1 KW2“ bis zu ca. 50 % der maximal möglichen Erzeugungsmenge. Diese Angebotsblöcke werden in Abbildung 34 grau dargestellt. Die restliche Erzeugungskapazität von „U1 KW2“ bzw. die gesamten Produktionsmengen von „U1 KW3“ und „U1 KW4“ stellen Überkapazitäten dar und werden vom Unternehmen an der Strombörse angeboten.

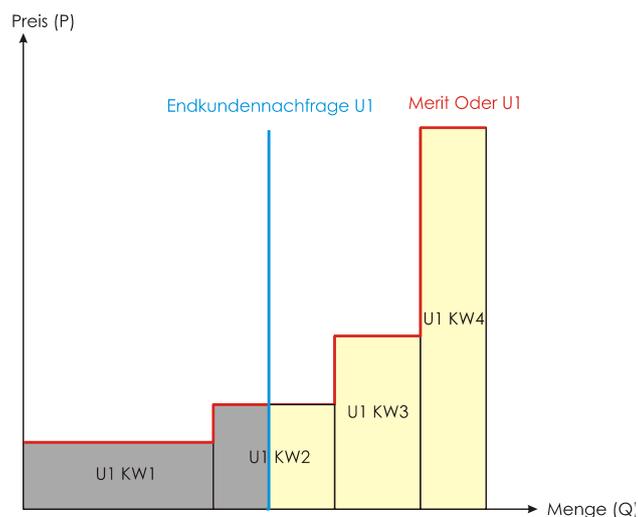


Abbildung 34: Schematische Darstellung der Merit Order des Erzeugungsunternehmens U1

In Abbildung 35 sind die Merit Order und die Endkundennachfrage des Erzeugungsunternehmens U2 dargestellt. Dieses benötigt die Kraftwerke „U2 KW1“, „U2 KW2“ und einen Teil der Kapazitäten von „U2 KW3“ zur Deckung seiner Endkundennachfrage. Die nicht benötigte Energiemenge von „U2 KW3“ wird an der Strombörse angeboten.

<sup>35</sup> vgl. (Redl, Süßenbacher et al. 2008, 6-10)

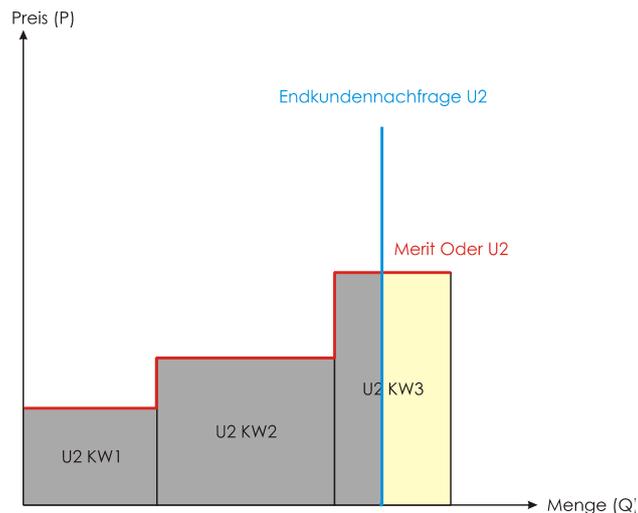


Abbildung 35: Schematische Darstellung der Merit Order des Erzeugungsunternehmens U2

Erzeugungsunternehmen U3 in Abbildung 36 benötigt die Kraftwerke „U3 KW1“, „U3 KW2“, „U3 KW3“ sowie einen Teil von „U3 KW4“ zur Deckung seiner Endkundennachfrage. Die nicht benötigte Erzeugungskapazität von „U3 KW4“ wird wiederum an der Strombörse zum Verkauf angeboten.

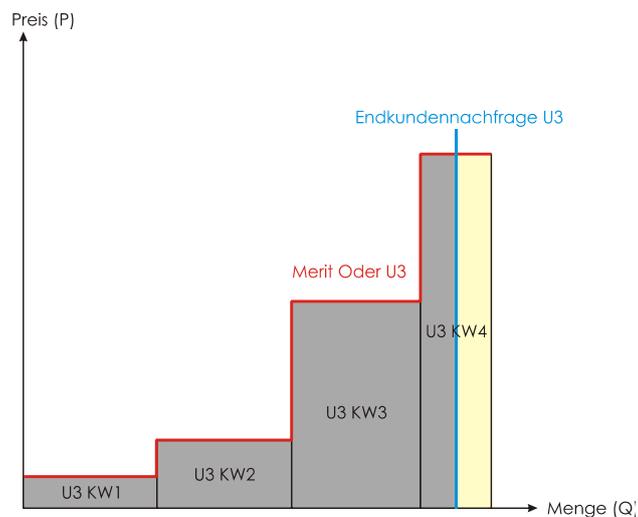


Abbildung 36: Schematische Darstellung der Merit Order von Erzeugungsunternehmen U3

Die Merit Order der Strombörse wird durch die nicht benötigten Erzeugungskapazitäten der Unternehmen U1, U2 und U3 gebildet. Die Nachfrage ergibt sich aus den bereits eingesetzten Kraftwerkkapazitäten der Erzeuger (siehe Abbildung 37). Im Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve bildet sich der Markträumungspreis (MCP) bzw. die über die Strombörse gehandelte Menge  $Q$ . Die Erzeugungskapazitäten „U3 KW4“, „U2 KW3“ sowie teilweise „U3 KW3“ bilden die Nachfrage links des Schnittpunkts und werden durch die günstigeren Kapazitäten „U1 KW2“ und „U1 KW3“ ersetzt. Durch den sich ergebenden Kraftwerkseinsatz kann die Nachfrage des Gesamtmarktes kostenminimal gedeckt werden.

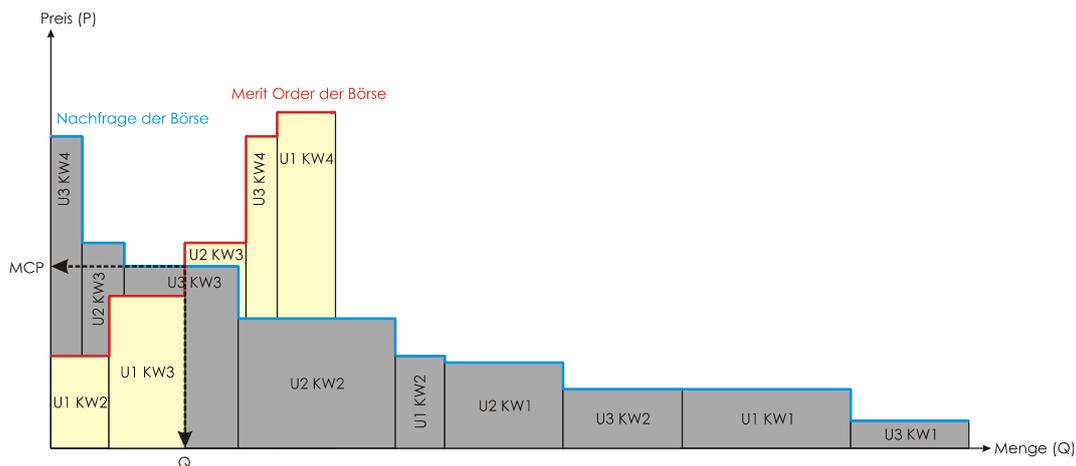


Abbildung 37: Schematische Darstellung der Merit Order und Nachfragekurve der Strombörse

Der gleiche Markträumungspreis (MCP) und Kraftwerkseinsatz ergibt sich, wenn man die Merit Order bzw. die Nachfragekurve des gesamten Marktes heranzieht und deren Schnittpunkt bestimmt (Abbildung 38). Diese Methode wird im Simulationsmodell verwendet<sup>36</sup>.

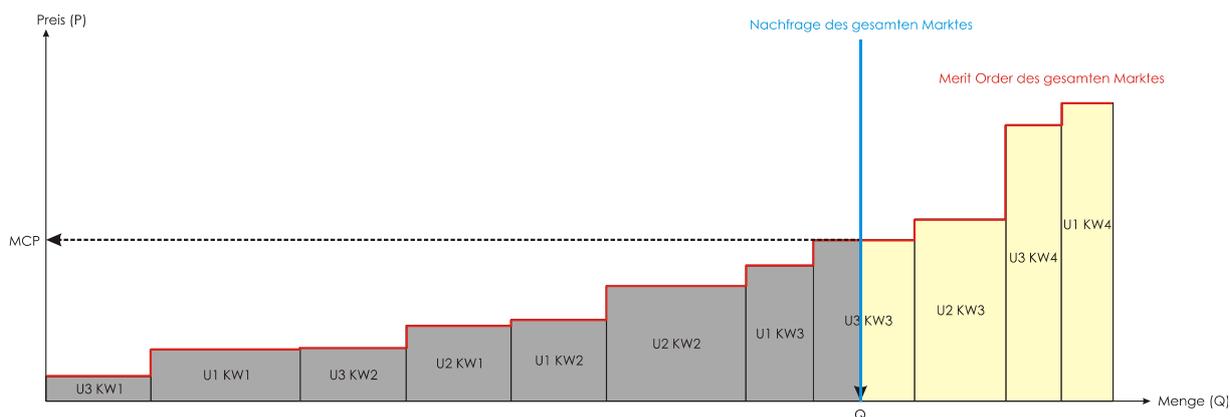


Abbildung 38: Schematische Darstellung der Merit Order und der Nachfragekurve für den gesamten Markt

Es wird dabei unterstellt, dass alle Angebote links des Schnittpunkts den Markträumungspreis (MCP) erhalten. Auch in einem realen Markt orientiert sich der gesamte Handel, also auch OTC-Geschäfte, am Preis der Strombörse<sup>37</sup>. Kein Käufer oder Verkäufer würde bilateral ein Angebot akzeptieren, wenn er erwartet, an der Strombörse ein für ihn vorteilhafteres Geschäft abzuschließen.

Zweck des verwendeten Simulationsmodells ist es, die real- und nominalwirtschaftliche Entwicklung von Unternehmen in einem Markt mit Strombörse darzustellen. Um die Wirkungsweise der Strombörse isoliert betrachten zu können, werden interdependente Märkte für z.B. Ancillary Services oder Emissionszertifikate nicht modelliert. Es ist jedoch sehr wohl möglich, die sich aus der möglichen Angebotslegung in diesen konkurrierenden Märkten ergebenden Opportunitätskosten, als Preisaufschläge in den Geboten der Energiebörse zu berücksichtigen.

<sup>36</sup> vgl. (Tyma 2009, 52-54)

<sup>37</sup> vgl. (DG Competition 2007, 122)

Im Rahmen der Untersuchung wird die Entwicklung des Marktes über einen Zeitraum von 30 Jahren simuliert. Zur Reduktion des Rechenaufwandes werden die Preise der Strombörse nicht auf stündlicher, sondern auf monatlicher Basis für die Peak- und Off-Peak Periode ermittelt. Das Angebot der bedarfsgerechten Erzeugungsanlagen ergibt sich aus der Multiplikation der installierten Nettoleistung mit den monatlichen Stunden der jeweiligen Periode.

$$E_{\text{Bedarfsgerecht Off-Peak}} = P_{\text{Netto}} * t_{\text{Monat Off-Peak}} \quad (6-1)$$

$$E_{\text{Bedarfsgerecht Peak}} = P_{\text{Netto}} * t_{\text{Monat Peak}} \quad (6-2)$$

Das Angebot der Laufwasserkraftwerke wird aus der Multiplikation des Regelarbeitsvermögens (RAV) mit einem Gewichtungsfaktor ( $f_{\text{Dargebot}}$ ), der die saisonale Schwankung in der Erzeugung berücksichtigt und einen Periodenfaktor ( $f_{\text{Monat Peak}}, f_{\text{Monat Off-Peak}}$ ), der die Aufteilung in Peak und Off-Peak Periode ermöglicht, berechnet.

$$E_{\text{Laufwasser Off-Peak}} = \text{RAV} * f_{\text{Dargebot}} * f_{\text{Monat Off-Peak}} \quad (6-3)$$

$$E_{\text{Laufwasser Peak}} = \text{RAV} * f_{\text{Dargebot}} * f_{\text{Monat Peak}} \quad (6-4)$$

Die Erzeugung der Windkraftanlagen wird über einen monatlichen Kapazitätsfaktor ermittelt. Dieser gibt an, welcher Anteil der installierten Windkraftleistung in einem Monat durchschnittlich zur Energieerzeugung zur Verfügung steht. Das Windkraftdargebot in einer bestimmten Periode wird aus dem Produkt von installierter Windkraftleistung, monatlichem Kapazitätsfaktor und Periodenfaktor berechnet.

$$E_{\text{Windkraft Off-Peak}} = P_{\text{Installiert}} * f_{\text{Monat Kapazität}} * f_{\text{Monat Off-Peak}} \quad (6-5)$$

$$E_{\text{Windkraft Peak}} = P_{\text{Installiert}} * f_{\text{Monat Kapazität}} * f_{\text{Monat Peak}} \quad (6-6)$$

Eine detaillierte Darstellung der hinterlegten Erzeugungscharakteristika ist unter Punkt 6.3.7. zu finden.

Für die Untersuchung kann die Verbrauchscharakteristik eines beliebigen Landes gewählt werden. Daraus lässt in weiterer Folge die Nachfrage im untersuchten Energiemarkt bestimmen. Die Ableitung des monatlichen Verbrauchs wird in Punkt 6.3.8 näher erläutert.

### 6.3.2 Kraftwerkspark

Jedem Erzeugungsunternehmen im Simulationsmodell können bis zu 40 Kraftwerke verschiedenen Typs zugeordnet werden. Diese sind durch ihre technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen, wie beispielweise die Brutto- und Nettoleistung, den Wirkungsgrad, das Inbetriebnahmejahr oder die Kosten für Brenn- und Hilfsstoffe eindeutig spezifizierbar. Damit können die maximal erzeugbare Energiemenge, der Angebotspreis und die entstehenden Fixkosten jedes Kraftwerks im Modell zeitlich dynamisch ermittelt werden. Alle verwendeten Berechnungsgrößen und Werte sind in Kapitel 11 detailliert beschrieben.

Der technologische Fortschritt im Bereich der Kraftwerkstechnik wird durch höhere Wirkungsgrade bei neu errichteten Anlagen berücksichtigt. Hierfür wurde die Entwicklung der

Wirkungsgrade in den vergangenen Jahrzehnten untersucht und diese näherungsweise in die Zukunft extrapoliert. Zur Ermittlung der Bruttoleistung der Anlagen wurde der typische Eigenbedarf, je nach Kraftwerkstechnologie, in Abzug gebracht. Die zeitliche Kostensteigerung für den Bau neuer Erzeugungsanlagen sowie der Personal-, Brenn- und Hilfsstoffkosten kann durch entsprechende Indizes angepasst werden.

### 6.3.3 Strombörse

Die Strombörse im Simulationsmodell dient der Ermittlung des Kraftwerkseinsatzes sowie des Börsenpreises. Hierfür wird monatlich, jeweils für die Peak und Off-Peak Periode, die maximal produzierbare Energie der Kraftwerke dem Verbrauch gegenübergestellt. Im Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage bildet sich der Börsenpreis (Abbildung 38). Dieser stellt einen monatlichen Durchschnittspreis für die jeweilige Periode dar. Als Preisbildungsmechanismus wird das sogenannte Einheitspreisverfahren angewendet, bei dem alle zugeschlagenen Angebote den Markträumungspreis (MCP) erhalten. Anlagen welche nicht zum Einsatz kommen, erhalten, wie in reinen Energiemärkten üblich, keine Zahlungen.

Bei dargebotsabhängigen Anlagen wird, wie bereits erwähnt, die schwankende Erzeugungscharakteristik berücksichtigt. Somit verändert sich die Produktion der Kraftwerke je nach Betrachtungsmonat, wodurch es zu einer Verschiebung der Angebotskurve des gesamten Marktes kommt (Abbildung 39).

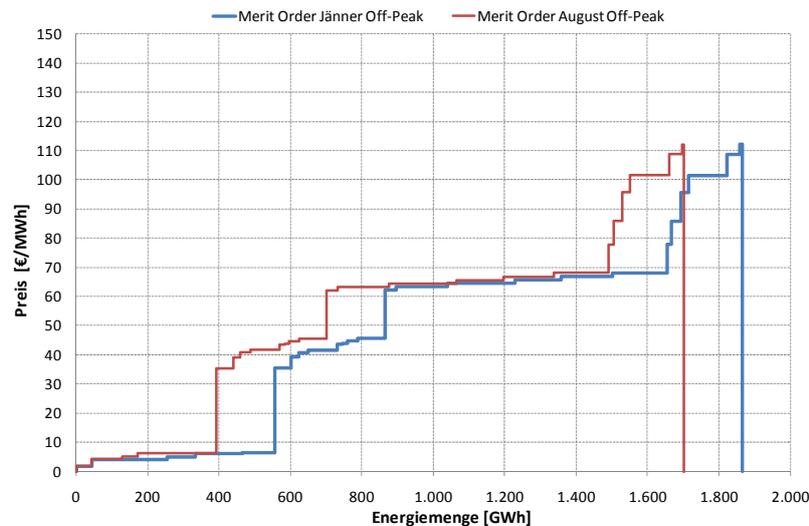


Abbildung 39: Verschiebung der Merit Order durch schwankende Wind- und Wasserkrafterzeugung im Modell

### 6.3.4 Gewinn- und Verlustrechnung

Zur Ermittlung der wirtschaftlichen Entwicklung im Markt wird für jedes Erzeugungsunternehmen eine Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) durchgeführt. Dabei werden die Aufwands- und Ertragsseite auf die wesentlichsten Positionen reduziert (Tabelle 5) und deren Entwicklung im zeitlichen Verlauf ermittelt<sup>38</sup>.

<sup>38</sup> vgl. (Redl, et al. 2008, 3 ff), (Tyma 2009, 66)

Aufwendungen	Erträge
Abschreibungen (AfA)	Umsatzerlöse aus dem Stromverkauf:  Börsenpreis * Energiemenge
Fremdkapitalzinsen	
Personalaufwand	
Versicherungen, Wartung und Instandhaltung	
Brenn- und Hilfsstoffaufwand	
Betriebserfolg	

Tabelle 5: Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung im Simulationsmodell

**Abschreibungen (Abschreibung für Abnutzung, AfA):** Die Abschreibung erfasst den buchhalterischen Wertverzehr der Erzeugungsanlagen. Hierfür wird ein lineares Abschreibungsverfahren angewendet, bei dem der historische Anschaffungswert einer Anlage gleichmäßig auf die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlagen verteilt wird. Die jährliche Abschreibungssumme errechnet sich aus:

$$\text{AfA} = \frac{\text{historischer Anschaffungswert der Anlage}}{\text{wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlage}} \quad (6-7)$$

**Fremdkapitalzinsen:** Fremdkapitalzinsen sind für langfristige Verbindlichkeiten zu entrichten und stellen fixe Aufwendungen dar. Erzeugungsanlagen werden auf Grund der hohen Investitionssummen nicht alleine aus dem Eigenkapital der Erzeugungsunternehmen finanziert, sondern üblicherweise zu 70% mittels Fremdkapital. Für die Überlassung des Kapitals muss der Kreditnehmer dem Kreditgeber Zinsen entrichten und zusätzlich den Kreditbetrag zurückzahlen. Im Modell wird unterstellt, dass Einnahmen in der Höhe der Abschreibungssumme zur Rückzahlung der Kredite herangezogen werden. Die Fremdkapitalzinsen errechnen sich aus:

$$\text{Fremdkapitalzinsen} = \text{Fremdkapital} * \text{Fremdkapitalzinssatz} \quad (6-8)$$

**Personalaufwand:** Der Personalaufwand stellt die Summe der zu entrichtenden Löhne und Gehälter an die Mitarbeiter des Unternehmens dar. Im Modell werden hierfür Richtwerte aus der Literatur, welche die Aufwendungen in €/MW installierter Leistung je Kraftwerkstyp angeben, herangezogen. Die typischen Personalkosten der im Modell verwendeten Kraftwerksarten sind unter Kapitel 11 angeführt.

**Versicherungen, Wartung und Instandhaltung:** In dieser Position werden die Aufwendungen für die Versicherung von Anlagenteilen und allfällige jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten berücksichtigt. Als Richtwert für Versicherungsaufwendungen wurden 0,2 % der Kraftwerkerrichtungskosten veranschlagt bzw. für die Wartungs- und Instandhaltungskosten 2 % der Baukosten.

**Brenn- und Hilfsstoffaufwand:** Brenn- und Hilfsstoffaufwendungen entstehen durch den Betrieb der Kraftwerke. Die Brennstoffaufwendungen sind für den Einsatz von Primärenergieträgern wie Öl, Gas, Kohle oder Uran zu entrichten. Auch die Aufwendungen für Emissionszertifikate gehen in diese Position der Gewinn- und Verlustrechnung ein. Hilfsstoffaufwendungen berücksichtigen den Einsatz von z.B. Schmierstoffen und anderen Mitteln, die nicht direkt in das Endprodukt eingehen. Brenn- und Hilfsstoffaufwendungen stellen variable Auf-

wendungen dar, da sie nur anfallen, wenn die Anlage Energie erzeugt. Die anderen angeführten Aufwendungen sind fix und fallen auch an, wenn eine Anlage nicht produziert.

**Umsatzerlöse aus dem Stromverkauf:** Die Umsatzerlöse berücksichtigen die Einnahmen der Unternehmen aus dem Verkauf der elektrischen Energie. Um die Auswirkung der Strombörse auf Erzeugungsunternehmen zu untersuchen, wird im Modell unterstellt, dass alle Anlagen für ihre produzierte Energie den Markträumungspreis (MCP) erhalten. Separate Preise im Endkundengeschäft werden bewusst vernachlässigt bzw. implizit unterstellt, dass Erzeugungsunternehmen ihre Energie zu Börsenpreisen an die Endkunden weiterverkaufen. Somit lässt sich bestimmen, ob die Strombörse in der Lage ist, vollkostendeckende Preise zu generieren. Die Umsatzerlöse aus dem Stromverkauf können wie folgt berechnet werden:

$$\text{Umsatzerlöse aus dem Stromverkauf} = \text{Markträumungspreis} * \text{Energienmenge} \quad (6-9)$$

**Betriebserfolg:** Der Betriebserfolg im Modell stellt jene Position dar, welche Aufwands- und Ertragsseite zum Ausgleich bringt. Übersteigen die Umsatzerlöse aus dem Stromverkauf die fixen und variablen Aufwendungen, so ist das Betriebsergebnis positiv und das Unternehmen erwirtschaftet einen Gewinn. Dieser wird lt. Annahme vollständig an die Aktionäre ausgeschüttet, solange die Eigenkapitalquote über 30 % liegt. Bei Unterschreiten dieses Grenzwertes wird die Hälfte des Gewinns einbehalten und zur Erhöhung des Eigenkapitals herangezogen. Dabei wird eine Körperschaftssteuer (KöSt) von 25 % des Gewinns in Abzug gebracht.

Übersteigen die fixen und variablen Aufwendungen die Umsatzerlöse aus dem Stromverkauf, so ist das Betriebsergebnis negativ und das Unternehmen erwirtschaftet einen Verlust. Dieser wird aus dem Eigenkapital der Unternehmung gedeckt. Ist dieses aufgezehrt und erwirtschaftet das Unternehmen weiterhin Verluste, so ist das Unternehmen zahlungsunfähig und geht in Konkurs.

### 6.3.5 Bilanz

Die bereits dargestellte Gewinn- und Verlustrechnung stellt den wirtschaftlichen Erfolg eines Erzeugungsunternehmens in einem Geschäftsjahr dar und entspricht einer Zeitraumrechnung. Die Bilanz stellt die Situation des Unternehmens zu einem bestimmten Stichtag, dem sogenannten Bilanzstichtag, dar. Hierbei werden Vermögen und Kapital des Unternehmens gegenübergestellt. Das Vermögen zeigt die Mittelverwendung auf, das Kapital die Mittelherkunft. Die Vermögens- oder Aktiva-Seite kann, wie in Tabelle 6 dargestellt, grob in die Bereiche Anlagevermögen und Umlaufvermögen untergliedert werden, die Kapital- oder Passiva-Seite in die Bereiche Eigenkapital und Fremdkapital.

Aktiva	Passiva
<p>Anlagevermögen <i>wird aus den Kraftwerkpark für bestehende und neue Anlagen berechnet</i></p>	<p>Eigenkapital <i>wird aus dem Eigenkapital des Vorjahres und dem Betriebsergebnis des aktuellen Jahres berechnet</i></p>
<p>Umlaufvermögen <i>wird aus den vorrätigen Brennstoffen berechnet</i></p>	<p>Fremdkapital <i>wird aus dem Fremdkapital des Vorjahres und dem zusätzlich notwendigen Fremdkapital zur Anlagenerrichtung im aktuellen Jahr berechnet</i></p>

Tabelle 6: Aufbau der Bilanz im Simulationsmodell

**Anlagevermögen (AV):** Das Anlagevermögen der Unternehmen im Modell besteht ausschließlich aus den Buchwerten ihrer Erzeugungsanlagen. Dieser wird jährlich um die Abschreibung verringert. Neue Kraftwerke gehen mit ihrem historischen Anschaffungswert in das Anlagevermögen der Bilanz ein. Die zeitliche Entwicklung des Anlagevermögens eines Unternehmens kann wie folgt berechnet werden:

$$\text{Anlagevermögen}_t = \text{Anlagevermögen}_{t-1} - \sum_{i=1}^n \text{AfA}_i \quad (6-10)$$

mit:

t...Geschäftsjahr

n...Anzahl der Anlagen eines Erzeugungsunternehmens

**Umlaufvermögen (UV):** Im Umlaufvermögen werden die gelagerten Brennstoffe der Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Dies sind z.B. vorrätige Öl-, Gas-, Kohle- oder Uranbestände, die zur Energieproduktion eingesetzt werden können. Im Modell wird vereinfachend angenommen, dass die Erzeugungsunternehmen den halben Jahresbrennstoffbedarf vorrätig lagern und den Verbrauch innerhalb eines Jahres bis zum Bilanzstichtag wieder ersetzen. Das Umlaufvermögen wird für Gas-, Kohle- und Kernenergiekraftwerke jeweils separat berechnet, da die Brennstoffe mit unterschiedlichen Kosten verbunden sind.

Die Passiva-Seite der Bilanz besteht im Wesentlichen aus den beiden Positionen Eigenkapital bzw. Fremdkapital und gibt die Mittelherkunft für die Finanzierung des Vermögens an.

**Fremdkapital (FK):** Auf Grund der Kapitalintensität von Erzeugungsanlagen werden diese zu einem überwiegenden Teil mittels Fremdkapital finanziert. In der Elektrizitätswirtschaft kann näherungsweise angenommen werden, dass neue Anlagen zu 70% mittels Fremd- und zu 30% mittels Eigenkapital errichtet werden. Die langfristigen Verbindlichkeiten werden jährlich in der Höhe der Abschreibung getilgt, so dass am Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer das gesamte Fremdkapital der Anlage zurückgezahlt worden ist.

**Eigenkapital (EK):** Das Eigenkapital stellt die Differenz zwischen dem Vermögen und dem Fremdkapital eines Unternehmens dar. Es gibt den Anteil der Gesellschafter am Unternehmensvermögen an. Das im Rahmen der Gewinn- und Verlustrechnung ermittelte Betriebsergebnis für ein Geschäftsjahr geht in diese Position der Bilanz ein. Wird ein Gewinn erwirtschaftet, so kann dieser nach Abzug der Körperschaftsteuer (KöSt) einbehalten werden und erhöht das Eigenkapital, oder er kann an die Aktionäre ausgeschüttet werden, wodurch sich die Eigenkapitalposition nicht verändert. Bei einem negativen Betriebsergebnis werden die im Geschäftsjahr erwirtschafteten Verluste aus dem Eigenkapital des Unternehmens gedeckt. Ist das Eigenkapital eines Unternehmens aufgezehrt und treten weiterhin Verluste auf, so kommt es zur Zahlungsunfähigkeit des Unternehmens und in weiterer Folge zur Insolvenz. Um die Entwicklung des Marktes langfristig untersuchen zu können, wird im Modell angenommen, dass die Unternehmen ihre Verluste nach der Aufzehrung des Eigenkapitals durch die Aufnahme von Fremdkapital decken und weiter am Markt teilnehmen.

### 6.3.6 Real- und nominalwirtschaftliche Berechnungsfaktoren

Um steigende Kosten der Anlagenerrichtung bzw. für Brennstoffe und Personal berücksichtigen zu können, werden im Modell spezielle Preisindizes verwendet. Diese können je nach Szenario angepasst werden, um z.B. bestimmte Preisentwicklungen im Bereich der Primärenergieträger zu simulieren. Für die Betrachtung der realen Preisentwicklung im Markt wird zusätzlich der Wert der Inflation berücksichtigt<sup>39</sup>.

### 6.3.7 Erzeugungscharakteristika

Bedarfsgerechte Erzeugungsanlagen, wie Öl-, Gas-, Kohle- oder Kernkraftwerke, können ihre Erzeugung der Nachfrage anpassen und sind in der Lage, jederzeit ihre maximale Leistung bereitzustellen. Dargebotsabhängige Anlagen wie Wind- und Laufwasserkraftwerke hingegen sind vom Aufkommen der jeweiligen Energieform abhängig. Dies wird im Simulationsmodell durch die Integration typischer Erzeugungscharakteristika berücksichtigt.

Das Dargebot der Wasser- und Windkraft ist starken saisonalen Schwankungen unterlegen und zusätzlich von der geographischen Lage abhängig. Während in südlichen Ländern wie Italien, Kroatien oder Spanien die maximale Wasserkrafterzeugung in den Wintermonaten auftritt, wird in den nördlicheren Ländern die maximale Erzeugung in den Frühjahrs- und Sommermonaten erreicht. Für die Untersuchungen können dem Modell Erzeugungscharakteristika beliebiger Länder hinterlegt werden (siehe Abbildung 40).

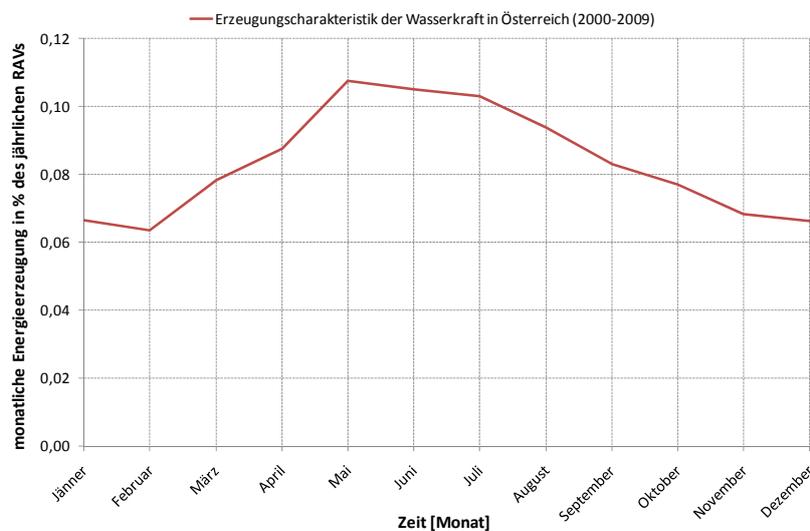


Abbildung 40: Durchschnittliche Erzeugungscharakteristik der Wasserkraft in Österreich zwischen den Jahren 2000 und 2009, Quelle (ENTSO-E 2010a)

Auch die Windkrafterzeugung ist starken saisonalen Schwankungen unterlegen. Im Gegensatz zur Wasserkraft in Österreich, weist diese jedoch im Winter ihr Erzeugungsmaximum auf. Zur Ermittlung der produzierbaren Energiemenge wird die durchschnittliche zur Verfügung stehende Leistung (Abbildung 41) mit den Monatsstunden der jeweiligen Periode multipliziert.

<sup>39</sup> für die Umrechnung zwischen nominalen und realen Werten siehe ökonomische Grundlagen, Kapitel 3.1.8

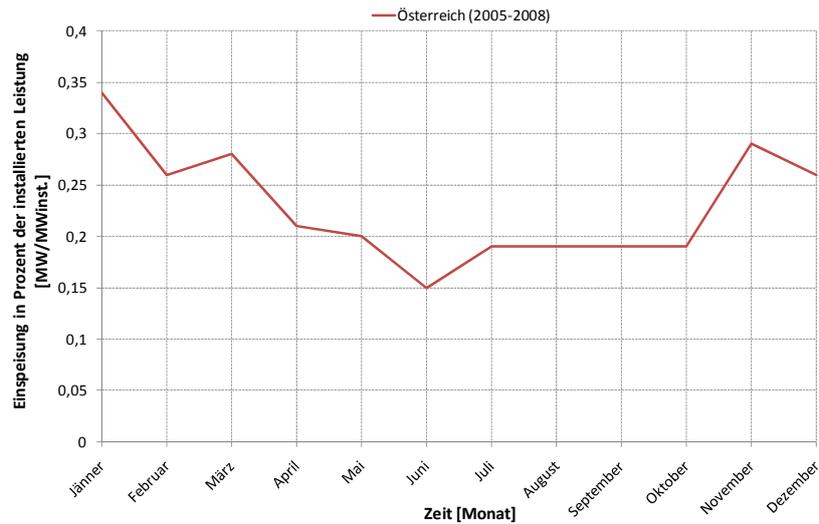


Abbildung 41: Mittlerer Jahresgang der Windkrafteinspeisung in Österreich, Quellen (OeMAG 2010), (Schüppel 2010, 56)

### 6.3.8 Verbrauchscharakteristik

Durch die Verbrauchscharakteristik wird die saisonale Nachfrageänderung im Modell berücksichtigt. Diese beeinflusst den Kraftwerkeinsatz und den Marktpreis wesentlich. Die monatliche Energienachfrage wird aus der Jahreslastganglinie abgeleitet und in einen Peak- und Off-Peak Bedarf unterteilt. Hierbei können dem Modell wiederum verschiedene Lastverläufe hinterlegt werden.

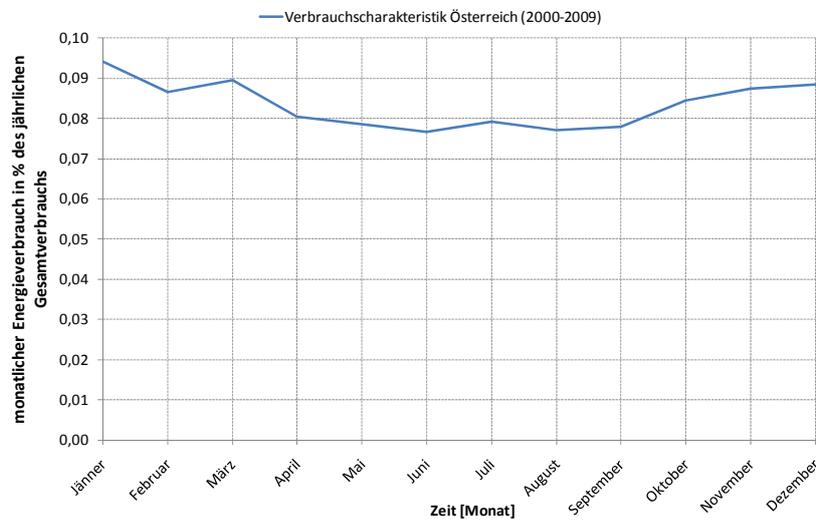


Abbildung 42: Durchschnittliche Verbrauchscharakteristik in Österreich zwischen den Jahren 2000 bis 2009, Quelle (ENTSO-E 2010a)

Während nördliche Länder wie Österreich oder Deutschland eine Winterspitze aufweisen (siehe Abbildung 42), kommt es in südlichen Ländern wie Italien oder Griechenland in den Sommermonaten zur höchsten Energienachfrage. Die Verbrauchscharakteristik im Modell kann je nach Untersuchungsszenario definiert werden.

Zur Ermittlung der Nachfrage in einer Periode wird der Jahresenergieverbrauch mit dem relativen Monats- und Periodenbedarf sowie einer jährlichen Bedarfszuwachsrate multipliziert:

$$E_{\text{Monat}} = E_{\text{Jahr}} * f_{\text{Monat}} * f_{\text{Periode}} * f_{\text{Bedarfszuwachs}} \tag{6-11}$$

mit:

- $E_{\text{Monat}}$  ..... monatliche Energienachfrage
- $E_{\text{Jahr}}$  ..... Jahresenergiebedarf
- $f_{\text{Monat}}$  ..... anteiliger Energieverbrauch des Monats am Jahresenergieverbrauch
- $f_{\text{Periode}}$  ..... anteiliger Energieverbrauch der Periode am Monatsenergieverbrauch
- $f_{\text{Bedarfszuwachs}}$  ..... jährliche Bedarfszuwachsrate

### 6.3.9 Energiedeckungsrechnung

Um den Verbrauch in einem Marktgebiet sicher decken zu können, muss gewährleistet werden, dass die vorhandenen Kraftwerke im Stande sind, ausreichend Energie zu produzieren. Insbesondere in Systemen mit einem hohen Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung aus Wind- und Wasserkraft ist dies ein wesentliches Kontrollkriterium. Im Simulationsmodell wird hierfür die maximal mögliche Energieerzeugung dem Energieverbrauch einer Periode gegenübergestellt (siehe Abbildung 43).

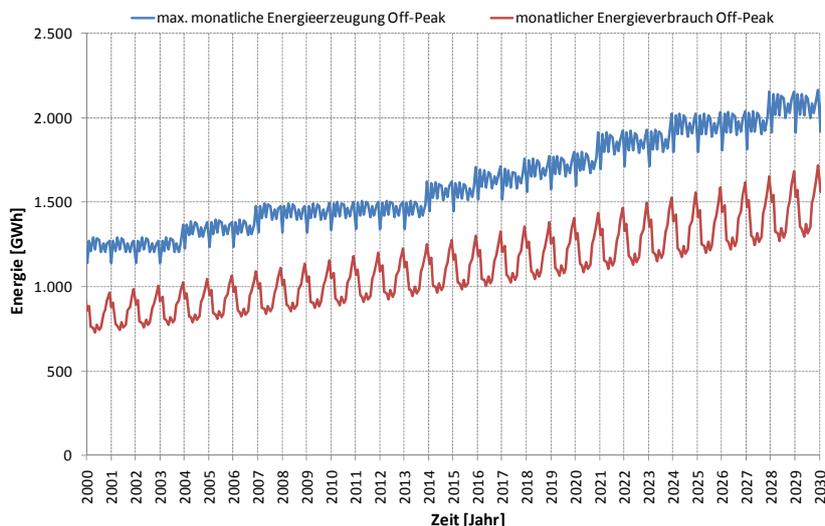


Abbildung 43: Schematische Darstellung der Energiedeckungsrechnung im Simulationsmodell für die Off-Peak Periode

### 6.3.10 Leistungsdeckungsrechnung

Neben der Energiedeckungsrechnung wird im Modell auch eine Leistungsdeckungsrechnung durchgeführt. Hierbei wird überprüft, ob der Kraftwerkspark in der Lage ist, für den Zeitpunkt der Jahresspitzenlast ausreichend Leistung zur Verfügung zu stellen, um den Bedarf sicher decken zu können. Die Jahresspitzenlast wird aus dem Verhältnis von Leistungsspitze zu Jahresenergieverbrauch abgeleitet und kann bei Bedarf angepasst werden. So ist es beispielsweise auch möglich, einen überproportionalen Anstieg der Lastspitze im System zu simulieren.

Die Berechnung der Leistungsdeckung erfolgt in Anlehnung an die UCTE-Methode (siehe Abbildung 44), wobei die installierte Reserve für Systemdienstleistungen (System Services Reserve) nicht berücksichtigt wird, da diese nicht durch die Strombörse, sondern durch die Regelenenergiemärkte bereitgestellt und abgegolten werden muss (ENSTO-E 2009, 17 ff).

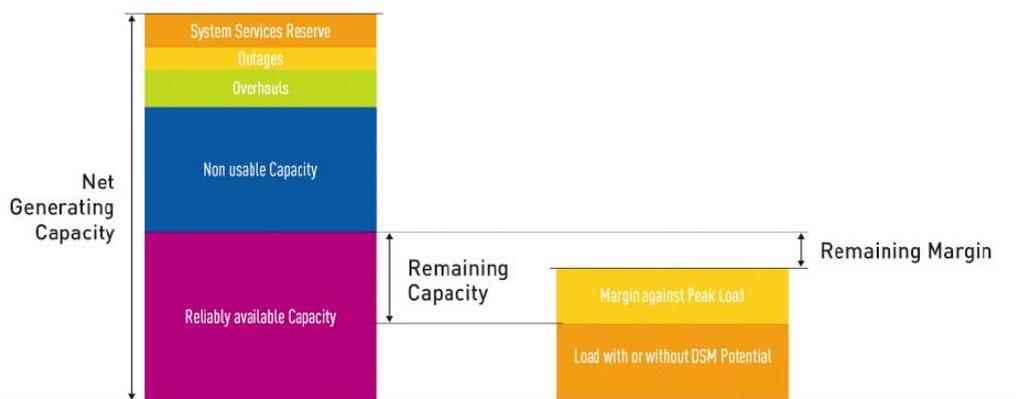


Abbildung 44: Untersuchung der Spitzenlastabdeckung nach der UCTE-Methode, Quelle (ENSTO-E 2009, 18)

Im Rahmen der klassischen UCTE-Methode wird von der installierten Nettoleistung in einem Markt die Reserve für Systemdienstleistungen (System Services Reserve), die auf Grund von Ausfällen (Outages) und Wartungen (Overhauls) verminderte Kapazität sowie die nicht einsetzbare Kapazität (Non usable Capacity) abgezogen, um die sicher verfügbare Leistung (Reliably available Capacity) zu erhalten.

Die Reserve für Systemdienstleistungen enthält dabei die notwendige Kraftwerksleistung zur Bereitstellung von Primär-, Sekundär- und Minutenreserve. Diese wird benötigt, um die Frequenz- und Spannungshaltung im System, die Aufnahme der Versorgung nach Erzeugungsausfällen und eine sichere Betriebsführung gewährleisten zu können. Geplante Nichtverfügbarkeiten von Anlagen werden als Wartung berücksichtigt bzw. ungeplante Nichtverfügbarkeiten als Ausfälle. In der Kategorie der nicht einsetzbaren Kapazität werden vor allem Leistungsminderungen in Folge von Dargebotsschwankungen bei Laufwasserkraftwerken und Windkraftanlagen berücksichtigt, die Reduktion der Erzeugungsleistung von KWK-Anlagen durch Fernwärme-Auskopplung, Einschränkungen bedingt durch fehlende Lizenzen und behördliche Auflagen sowie Einschränkungen wegen Engpässen im Übertragungs- und Verteilernetz (Consentec 2008, 9-16).

Zur Untersuchung der Leistungsdeckung nach der UCTE-Methode wird die zuverlässig verfügbare Kapazität zum Zeitpunkt der Jahresspitzenlast der Nachfrage zu diesem Zeitpunkt gegenübergestellt. Die Nachfrage gliedert sich dabei in die Last mit oder ohne Demand Side Management (DSM) Potential und eine Reserve zur Absicherung gegen die Spitzenlast im System. Zusätzlich wird von der UCTE eine freie Kapazität (Spare Capacity) in der Größe von 5% der installierten Nettoleistung für einen sicheren Systembetrieb empfohlen. In diesem Fall kann die Versorgung von der Erzeugungsseite mit 99 prozentiger Sicherheit gewährleistet werden (UCTE 2009a, 12-13). Dies bedeutet es tritt maximal ein Ausfall in 100 Jahren auf Grund zu geringer Erzeugungskapazitäten im System auf (EWEA 2009, 186).

Die Reserve gegen die Spitzenlast und die freie Kapazität bilden die Kapazitätsreferenzgrenze (Adequacy Reference Margin). Ist die übrige Kapazität (Remaining Capacity) größer als die Kapazitätsreferenzgrenze, dann ist das System lt. UCTE-Methode in der Lage, die Spitzenlast sicher zu decken.

Um im Simulationsmodell eine Aussage über die Leistungsdeckung treffen zu können, wird die Spitzenlast im System, inklusive der geforderten freien Kapazität (Spare Capacity) von

5% der installierten Nettoleistung, der sicher verfügbaren Kapazität (Reliably available Capacity) gegenübergestellt (siehe Abbildung 45).

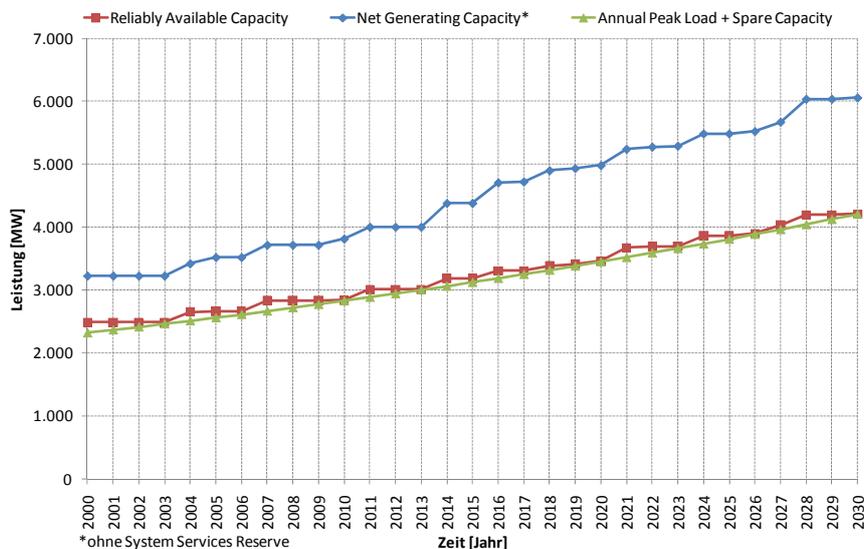


Abbildung 45: Beispielhafte Entwicklung der installierten Nettoleistung (ohne Reserve für Systemdienstleistungen), der gesicherten Leistung und des Leistungsbedarfs

Ist der Wert der sicher verfügbaren Kapazität größer als die Summe aus Spitzenlast und freier Kapazität, so ist die Leistungsdeckung gewährleistet (ENSTO-E 2009, 17). Es muss somit gelten:

$$\text{Reliably available Capacity} \geq \text{Annual Peak Load} + \text{Spare Capacity} \tag{6-12}$$

Ist dieses Kriterium erfüllt, so kann die Energieversorgung auch in Zeitpunkten erhöhter Nachfrage sichergestellt werden. Bei Unterschreiten der geforderten Grenze kann es zu Engpässen und Versorgungsunterbrechungen kommen. Zur Ermittlung der sicher verfügbaren Kapazität im Modell wird die installierte Nettoleistung der Anlagen mit den in der Literatur angegebenen Faktoren der gesicherten Leistung multipliziert.

Kraftwerkstechnologie	Gesicherte Leistung je Kraftwerksblock
Steinkohle	86 %
Braunkohle	92 %
Kernkraftwerk	93 %
Gas- und Dampfkraftwerk	86 %
Gaskraftwerk	90 %
Laufwasserkraftwerk	40 %
Windenergie	10 %
Speicherkraftwerk	90 %

Tabelle 7: Gesicherte Leistung je Kraftwerkstechnologie, Quellen (dena 2010, 22-24), (Hartkopf 2009, 5)

## 6.4 Strombörse und Vollkostendeckung

**Prüfung These 1:** Das Modell der Strombörse ist in der Lage, Erzeugungsunternehmen die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten sicher zu gewährleisten.

Auf Grund der mangelnden Speicherbarkeit elektrischer Energie ist es notwendig, dass die Erzeugung jederzeit dem Verbrauch entspricht. Dies kann nur gewährleistet werden, wenn in einem System ausreichende Erzeugungskapazitäten vorhanden sind, um die auch Lastspitze sicher decken zu können. In Zeiten der umfassenden Regulierung wurde dies durch die gesamtsystemische Planung der Energieversorgungsunternehmen (EVUs) sichergestellt. Seit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft muss der Markt diese Aufgabe übernehmen. Eine sichere Erwirtschaftung des eingesetzten Kapitals ist eine Grundvoraussetzung dafür, dass Investitionen in ausreichendem Masse getätigt werden. In Kapitel 6.4 wird überprüft, ob eine Strombörse dies ermöglicht. Hier wird ein wettbewerblicher Strommarkt mit mehreren konkurrierenden Erzeugungsunternehmen über einen Zeitraum von 30 Jahren simuliert. Um die Komplexität des Modells zu reduzieren und die Ergebnisse besser interpretieren zu können, wird der Einfluss des Übertragungsnetzes vorerst vernachlässigt. Zudem wird angenommen, dass der gesamte Stromhandel über die Strombörse erfolgt<sup>40</sup>. These 1 kann bestätigt werden, wenn die Erzeugungsunternehmen im Markt in der Lage sind, sowohl ihre variablen als auch ihre fixen Kosten sicher zu decken.

### 6.4.1 Szenariodefinition

In Europa kam es in den letzten Jahren zu einem forcierten Ausbau der Windkraft und gasbefeuerten Anlagen. In der Zeit zwischen 1990 und 2004 wurden zwei Drittel aller Neuanlagen als reine Gas- oder Gas- und Dampfkraftwerke ausgeführt (Frederico und Vives 2008, 17). Im Rahmen der Prüfung von These 1 soll aufgezeigt werden, welchen langfristigen Effekt diese Entwicklungen auf die Preisbildung der Strombörse und die Vollkostendeckung der Erzeugungsunternehmen besitzen. Die Struktur des Kraftwerksparks im untersuchten Szenario ist an den spanischen Markt angelehnt (Abbildung 46)<sup>41</sup>. Dieser wurde ausgewählt, da es seit der Liberalisierung im Jahr 1998 zu einem verstärkten Zubau der beiden genannten Technologien kam. Prognosen von ENTSO-E gehen davon aus, dass Windkraftanlagen und gasbefeuerte Kraftwerke bis zum Jahr 2025 ca. zwei Drittel der gesamten Nettoleistung im Markt bereitstellen<sup>42</sup>. Um den Effekt des Zubaus isoliert betrachten zu können, wird die Entwicklung des Marktes zuerst ohne und dann mit Emissionshandel (Emission Trading System, ETS) untersucht.

Im Szenario mit ETS wird berücksichtigt, dass die Unternehmen in den Jahren 2005 bis 2012 Gratiszertifikate zugeteilt bekommen. Die am Markt hierfür erzielbaren Preise gehen als Opportunitätskosten in die Angebotslegung an der Strombörse mit ein. Ab dem Jahr 2013 müssen die Unternehmen ihre Zertifikate über den Markt beschaffen, wodurch sich ausgabewirksame Kosten ergeben.

---

<sup>40</sup> Da sich sowohl der kurzfristige OTC-Handel als auch Termingeschäfte am erwarteten Spotmarktpreis orientieren, wird diese Annahme als zulässig erachtet.

<sup>41</sup> Der Anteil solarer Erzeugung wurde dabei nicht berücksichtigt.

<sup>42</sup> siehe „System Adequacy Forecast 2010-2025“, Spanien, Szenario B (ENTSO-E 2010).

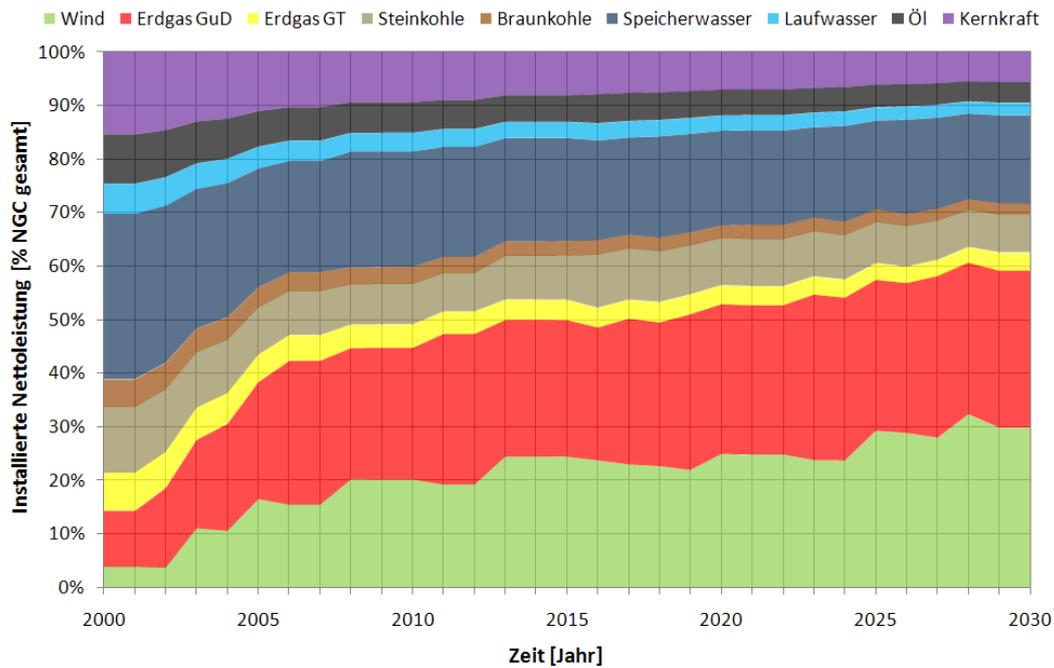


Abbildung 46: Zusammensetzung und zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparcs im untersuchten Szenario

Des Weiteren wird angenommen, dass die Erzeuger ihren Kraftwerksпарк so erweitern, dass das Verhältnis von fossiler zu nicht fossiler Erzeugung konstant bleibt. Damit kann die Vorteilhaftigkeit einer bestimmten Kraftwerksstruktur und die Wirkung des Emissionshandels auf unterschiedliche Erzeuger ermittelt werden. Geht ein Kraftwerk außer Betrieb, so wird es vom jeweiligen Betreiber durch eine Anlage vom gleichen Typ mit 20 % höherer Leistung ersetzt.

Die hinterlegte Verbrauchs- und Wind- bzw. Wasserkrafterzeugungscharakteristik entspricht der des spanischen Marktes. Der Energiebedarf steigt gemäß den Angaben von ENSTO-E in den Jahren 2000 bis 2006 mit 5 % p.a., zwischen 2007 und 2008 mit 3 % p.a., stagniert in den Jahren 2009 bzw. 2010 und wächst danach wieder mit 2 % p.a. (ENTSO-E 2010b, 70).

Die Brenn- und Hilfsstoffkosten für das Szenario entstammen der institutsinternen Datenbank und werden gemäß den Werten in Tabelle 8 angenommen.

Brennstofftyp	Brennstoffpreise [€ <sub>2006</sub> /MWh <sub>therm</sub> ]	Hilfsstoffkosten [€ <sub>2006</sub> /MWh <sub>elektr.</sub> ]
Kernkraft	1,56	0,41
Steinkohle	10,46	1,73
Braunkohle	5	1,9
Öl	21,91	3,5
Erdgas GuD	20,83	1,71
Erdgas Gasturbine	20,83	2,95
Laufwasser	0	4,29
Speicherwasser	0	1,5
Windkraft	0	3,5

Tabelle 8: Brenn- und Hilfsstoffkosten für den spanischen Markt, Quelle (IEE Datenbank)

Für die Steigerung der Bau- und Personalkosten werden 3 % p.a. angenommen, für Brennstoff-, Hilfsstoff- und Emissionskosten 2 % p.a. sowie für die Inflation 2 % p.a. Unter diesen Parametern wird die Entwicklung des Marktes sowie der nun folgend dargestellten Unternehmen in einem Zeitraum von 30 Jahren betrachtet.

**Erzeugungsunternehmen 1**

Unternehmen 1 stellt einen Erzeuger mit vorwiegend fossilem Kraftwerkspark dar. Im Simulationsstartjahr 2000 setzt sich die Erzeugungsstruktur zu 75% aus fossilen Anlagen und zu 25% aus Speicher- und Laufwasserkraftwerken zusammen (siehe Tabelle 9 bzw. Abbildung 47).

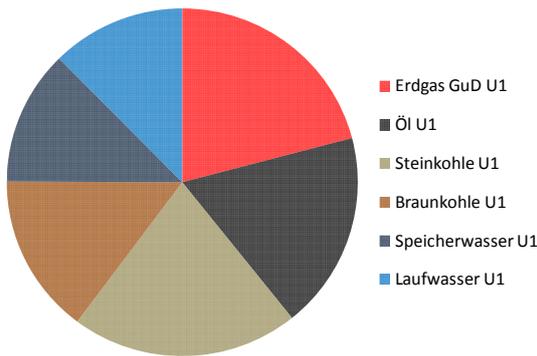


Abbildung 47: Erzeugungsstruktur Unternehmen 1 nach installierter Nettoleistung zum Simulationsstart

Kraftwerkstechnologie	installierte Nettoleistung [MW]
GuD	155
Öl	136
Steinkohle	155
Braunkohle	110
Speicherwasser	93
Laufwasser	92

Tabelle 9: Installierte Nettoleistung Erzeugungsunternehmen 1 zum Simulationsstart

**Erzeugungsunternehmen 2**

Der Kraftwerkspark des Unternehmens 2 besteht vorwiegend aus Wind- und Wasserkraftanlagen. Im Simulationsstartjahr werden 75% der installierten Nettoleistung durch diese Technologien bereitgestellt. Der restliche Anteil wird durch kohle- und gasbefeuerte Anlagen gedeckt (siehe Tabelle 10 bzw. Abbildung 48).

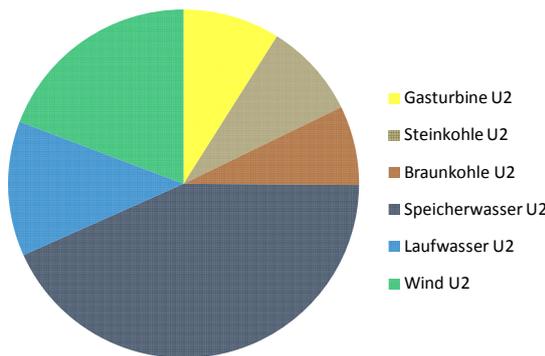


Abbildung 48: Erzeugungsstruktur Unternehmen 2 nach installierter Nettoleistung zum Simulationsstart

Kraftwerkstechnologie	installierte Nettoleistung [MW]
Gasturbine	56
Steinkohle	55
Braunkohle	46
Speicherwasser	362
Laufwasser	78
Wind	120

Tabelle 10: Installierte Nettoleistung Erzeugungsunternehmen 2 zum Simulationsstart

**Erzeugungsunternehmen 3**

Das Unternehmen 3 besitzt einen rein fossilen Kraftwerkspark mit Anlagen des Mittel- und Spitzenlastbereichs. Zu Beginn der Simulation werden 30 % der installierten Leistung aus Gasturbinen bereitgestellt, 32 % aus Gas- und Dampfkraftwerken und 38 % aus Ölkraftwerken (siehe Tabelle 11 und Abbildung 49).

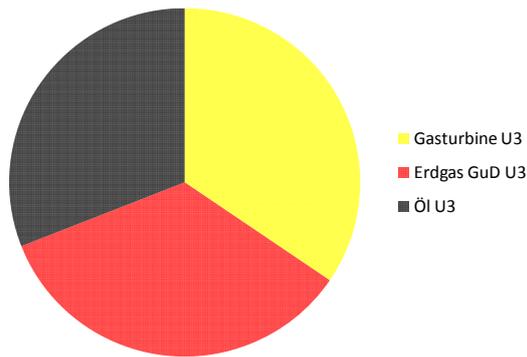


Abbildung 49: Erzeugungsstruktur Unternehmen 3 nach installierter Nettoleistung zum Simulationsstart

Kraftwerkstechnologie	installierte Nettoleistung [MW]
Gasturbine	149
GuD	160
Öl	190

Tabelle 11: Installierte Nettoleistung Erzeugungsunternehmen 3 zum Simulationsstart

### Erzeugungsunternehmen 4

Unternehmen 4 ist ein Kernkraftwerksbetreiber. Dieser besitzt zu Beginn der Simulation zwei Kraftwerksblöcke mit einer installierten Gesamtleistung von 467 MW.

Kraftwerkstechnologie	installierte Nettoleistung [MW]
Kernkraft	467

Tabelle 12: Installierte Nettoleistung Erzeugungsunternehmen 4 zum Simulationsstart

### Restunternehmen

Das Restunternehmen im Szenario stellt den übrigen Markt dar und wird verwendet, um die Entwicklung des spanischen Kraftwerksparks gemäß den Prognosen von ENTSO-E nachbilden zu können. Im Startjahr werden ca. 20 % der installierten Nettoleistung aus Steinkohle- und 80 % aus Speicherkraftwerken bereitgestellt.

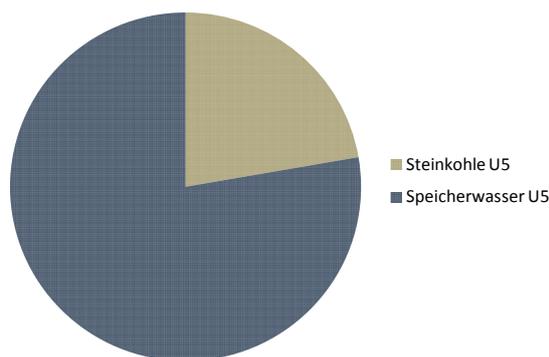


Abbildung 50: Erzeugungsstruktur Restunternehmen nach installierter Leistung zum Simulationsstartjahr

Kraftwerkstechnologie	installierte Nettoleistung [MW]
Steinkohle	166
Speicherwasser	578

Tabelle 13: Installierte Nettoleistung Restunternehmen zum Simulationsstart

Eine detaillierte Auflistung der einzelnen Anlagen sowie der Ausbauprojekte ist in Kapitel 11 zu finden.

### 6.4.2 Energie- und Leistungsdeckungsrechnung

Die Investitionszeitpunkte im Szenario werden so gewählt, dass die gesicherte Leistung des Kraftwerksparks (Reliably Available Capacity) immer in der Lage ist, die Jahresspitzenlast (Annual Peak Load) inklusive einer von ENTSO-E geforderten Reserve<sup>43</sup> (Spare Capacity) abzudecken. Gleichzeitig wird darauf Bedacht genommen, hohe Überkapazitäten zu vermeiden. Daher werden Erweiterungsinvestitionen im Modell erst getätigt, wenn andernfalls eine Leistungsdeckung im Folgejahr nicht mehr gewährleistet werden könnte.

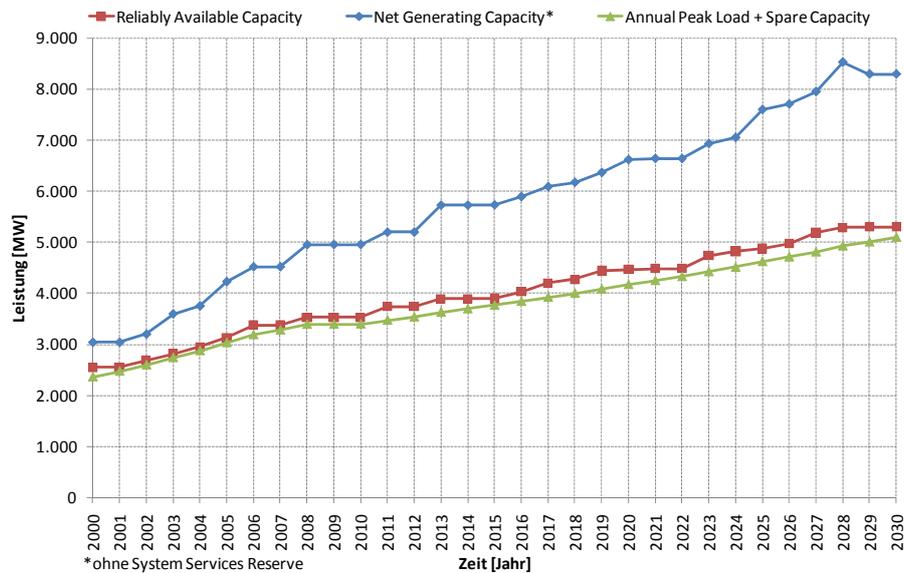


Abbildung 51: Entwicklung der installierten Nettoleistung<sup>44</sup>, der gesicherten Leistung und der Spitzenlast inklusive freier Reserve im System

Abbildung 51 zeigt die zeitliche Entwicklung der installierten Nettoleistung, der gesicherten Leistung und der Jahresspitzenlast inklusive freier Kapazität im definierten Szenario. Wie ersichtlich steigt der Leistungsbedarf (Annual Peak Load + Spare Capacity) bis zum Jahr 2005 stark an, verflacht dann durch die Folgen der Finanzkrise und steigt ab dem Jahr 2011 wieder konstant mit 2 % pro Jahr. Durch den verstärkten Windkraftausbau wächst zudem die Differenz zwischen installierter Nettoleistung und gesicherter Leistung im System<sup>45</sup>. Die Deckung des Leistungsbedarfs ist unter den getroffenen Annahmen in jedem Jahr gesichert und gleichzeitig werden hohe Überkapazitäten vermieden. Der Kraftwerkspark ist sowohl in der Peak Periode (Abbildung 52), als auch in der Off-Peak Periode (Abbildung 53) in der Lage, ausreichend Energie bereitzustellen.

<sup>43</sup> Die freie Reservekapazität (Spare Capacity) im System soll lt. ENTSO-E 5% der installierten Nettoleistung betragen, um einen sicheren Betrieb gewährleisten zu können (ENTSO-E 2009, 17).

<sup>44</sup> ohne Kapazitäten für Systemdienstleistungen (System Services Reserve)

<sup>45</sup> Nur 10 % der installierten Nettoleistung einer Windkraftanlage können lt. Hartkopf (2009, 5) und dena (2010, 23) als gesicherte Leistung betrachtet werden.

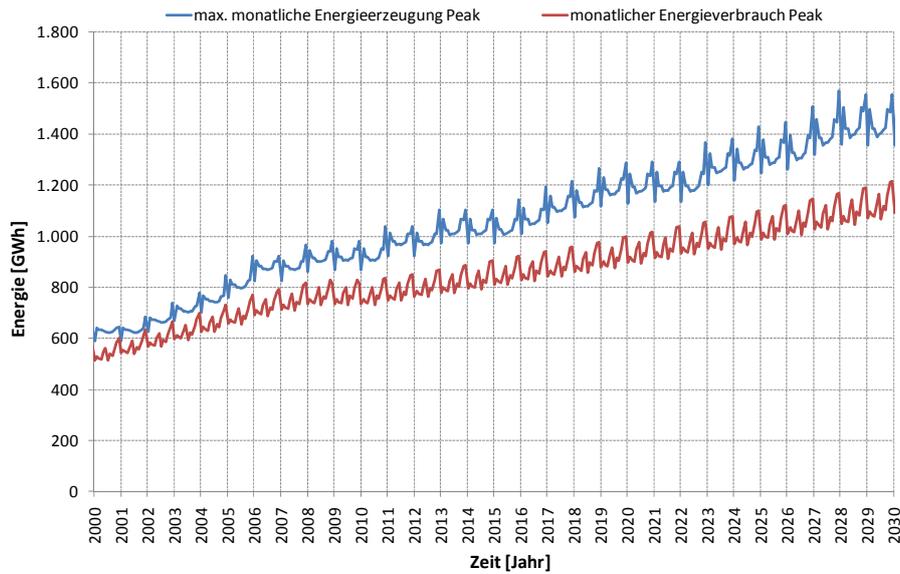


Abbildung 52: Energiedeckung in der Peak Periode

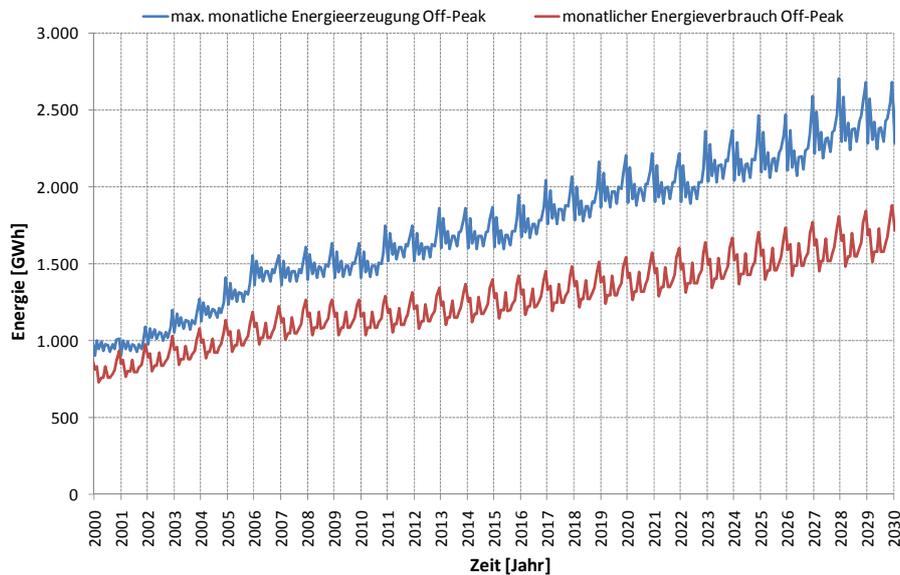


Abbildung 53: Energiedeckung in der Off-Peak Periode

### 6.4.3 Ergebnisse des Szenarios

#### Börsenpreisentwicklung<sup>46</sup>

Wie die Untersuchung des Szenarios zeigt, steigt der nominale Börsenpreis, nach einem deutlichen Rückgang während der ersten drei Jahre, im zeitlichen Verlauf wieder an (Abbildung 54). Die Preisspitzen während der Hochlastzeiten werden jedoch deutlich geringer, so dass sich der Börsenpreis im saisonalen Verlauf immer mehr angleicht. Dies bedeutet, es gibt keine signifikanten Preisunterschiede mehr zwischen Sommer- und Winterperiode.

<sup>46</sup> Im untersuchten Szenario wurden Extremwittersituationen und hoch volatile Brennstoffpreisänderungen im Sinne einer besseren Interpretierbarkeit der Ergebnisse vernachlässigt. Dies kann dazu führen, dass die ermittelten Börsenpreise von denen des realen Marktes abweichen. Primärer Zweck der Untersuchung ist es grundlegende Wirkungsmechanismen aufzuzeigen.

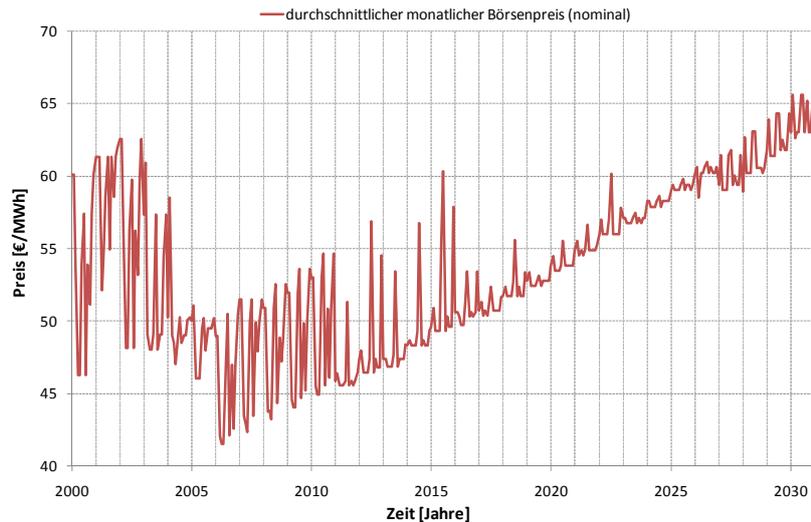


Abbildung 54: Entwicklung des durchschnittlichen monatlichen Börsenpreises in nominalen Werten

Reale Geldwerte geben an, wie sich zukünftige Preise oder Kosten auf der Bewertungsgrundlage des derzeitigen Preisniveaus entwickeln. Hierfür wird die nominale Geldwertentwicklung um den Einfluss der Inflation bereinigt. Sinkende reale Preise bedeuten sinngemäß eine geringere Belastung und höhere Kaufkraft für den Einkäufer<sup>47</sup> bzw. geringere Einnahmen für den Verkäufer. Langzeituntersuchungen werden zumeist auf Basis realer Geldwerte durchgeführt, da die langfristige Entwicklung der Inflation nicht abschätzbar ist, diese aber die Ergebnisse wesentlich beeinflussen kann. Betrachtet man die Entwicklung des Börsenpreises im Szenario in realen Werten, so zeigt sich, dass sich dieser bis zum Jahr 2016 deutlich verringert (Abbildung 55). Die angenommene nominale Rohstoffpreissteigerung von 2 % p.a. wird durch den Einfluss der Inflation aufgehoben. Dies bedeutet, dass die realen Einnahmen der Erzeugungsunternehmen sinken und Ersatzinvestitionen bzw. Erweiterungen des Kraftwerksparks schwerer finanziert werden können.

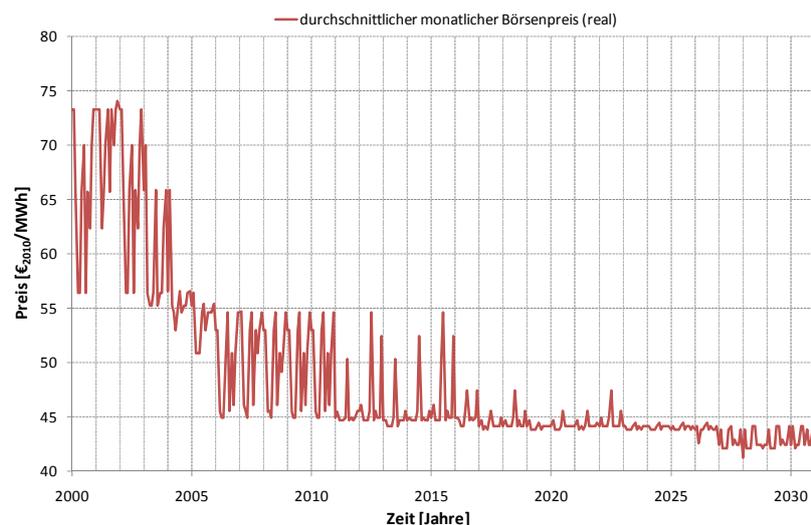


Abbildung 55: Entwicklung des durchschnittlichen monatlichen Börsenpreises in realen Werten mit Basisjahr 2010

<sup>47</sup> unter der Annahme eines real gleichbleibenden Lohnniveaus.

Der Rückgang der realen Börsenpreise sowie der saisonalen Preisunterschiede im Modell ist eine Folge des forcierten Windkraft- und GuD-Zubaus im System. Windkraftanlagen sind sogenannte „Must-Run“-Kraftwerke und werden vor anderen konventionellen Technologien eingesetzt. Damit kommt es zu einer Verschiebung der gesamten Merit Order nach rechts, wodurch teurere Spitzenlastkraftwerke aus dem Markt gedrängt werden. Gleichzeitig verflacht die Merit Order durch den forcierten Zubau von Gas- und Dampfkraftwerken im Bereich der preissetzenden Technologien. Dies hat zur Folge, dass gasbefeuerte Anlagen sowohl zur Niedrig- als auch zur Hochlastzeit den Preis setzen und im saisonalen Verlauf nur mehr geringe Preisunterschiede zu beobachten sind.

Unter Berücksichtigung des Emissionszertifikatshandels ab dem Jahr 2005 steigen die Börsenpreise deutlich an (Abbildung 56 und Abbildung 57). Der Grund hierfür ist, dass die am Markt erzielbaren Zertifikatspreise als Opportunitätskosten in der Angebotslegung der Strombörse berücksichtigt werden. Dennoch verringern sich die saisonalen Preisunterschiede im zeitlichen Verlauf und der reale Börsenpreis sinkt.

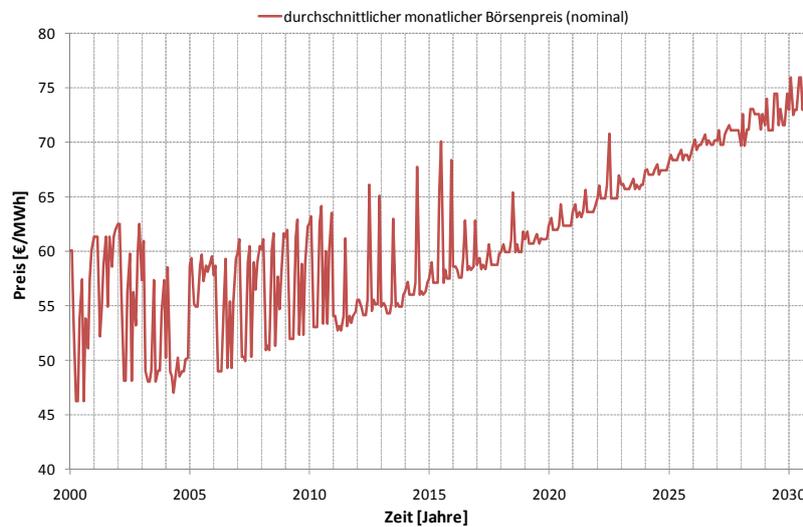


Abbildung 56: Entwicklung des durchschnittlichen monatlichen Börsenpreises mit Emissionshandel in nominalen Werten

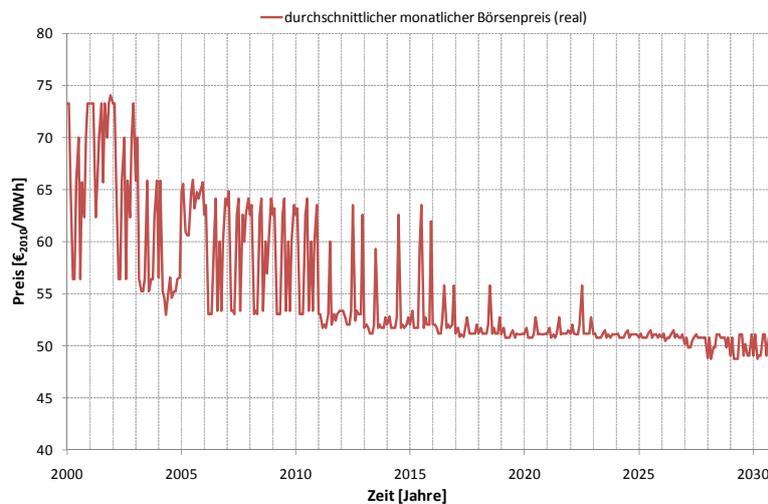


Abbildung 57: Entwicklung des durchschnittlichen monatlichen Börsenpreises mit Emissionshandel in realen Werten mit Basisjahr 2010

Aus den dargestellten Börsenpreisen, den verkauften Energiemengen und den variablen Erzeugungskosten lassen sich nun die Deckungsbeiträge der einzelnen Unternehmen ermitteln. Zur Prüfung von These 1 werden diese den Fixkosten der Erzeuger gegenübergestellt. Ist ein Unternehmen in der Lage, seine Fixkosten mittels der erwirtschafteten Deckungsbeiträge zu tilgen, so ist gleichzeitig eine Deckung der Vollkosten gewährleistet.

### Erzeugungsunternehmen 1

Unternehmen 1 besitzt einen hohen Anteil fossiler Erzeugung. Im definierten Szenario kann der Kraftwerksbetreiber bis zum Jahr 2015 seine Vollkosten decken, danach ist dies nicht mehr möglich (Abbildung 58). Grund hierfür sind die ab dem Jahr 2013 steigenden Fixkosten, welche durch Ersatzinvestitionen verursacht werden. In dieser Kostenkomponente wird auch eine nominale Eigenkapitalverzinsung von 5 % p.a.<sup>48</sup> berücksichtigt. Entsprechen also die Deckungsbeiträge exakt den Fixkosten, so ist das Unternehmen genau in der Lage, den geforderten Gewinn zu erwirtschaften.

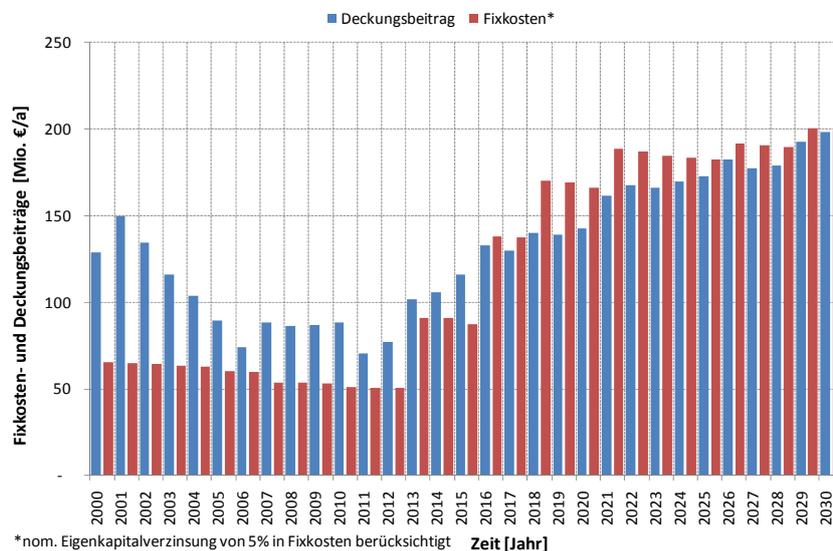


Abbildung 58: Zeitliche Entwicklung der Deckungsbeiträge und Fixkosten von Erzeugungsunternehmen 1

Bedingt durch die real fallenden Börsenpreise sinkt der spezifische Deckungsbeitrag des gesamten Kraftwerksparks von 35 €<sub>2010</sub>/MWh im Jahr 2001 auf 22 €<sub>2010</sub>/MWh im Jahr 2011 (Abbildung 59). Das bedeutet pro verkaufter Energieeinheit kann das Unternehmen nur mehr geringere Deckungsbeiträge erwirtschaften und ist, wie der Kostenvergleich zeigt, nicht mehr in der Lage, Ersatzinvestitionen zu refinanzieren.

<sup>48</sup> Eine nominale Eigenkapitalverzinsung von 5 % p.a. entspricht unter Berücksichtigung der Inflation von 2 % p.a. einer realen Eigenkapitalverzinsung von 3 % p.a.

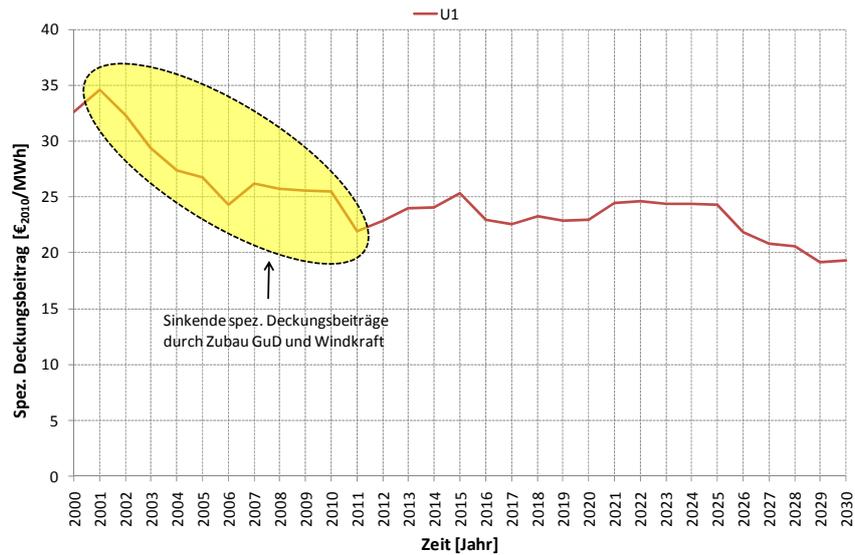


Abbildung 59: Spezifischer Deckungsbeitrag von Unternehmen 1 in realen Werten (Basisjahr 2010)

Diese Entwicklung spiegelt sich auch in der Gewinn- und Verlustrechnung des Unternehmens wider. Wie in Abbildung 60 ersichtlich, ist das Unternehmen zwischen 2018 und 2029 nicht in der Lage, Gewinne zu erwirtschaften. Die in den Jahren 2016, 2017 und 2030 erzielten Gewinne, liegen unter der geforderten nominalen Kapitalverzinsung von 5 % p.a.

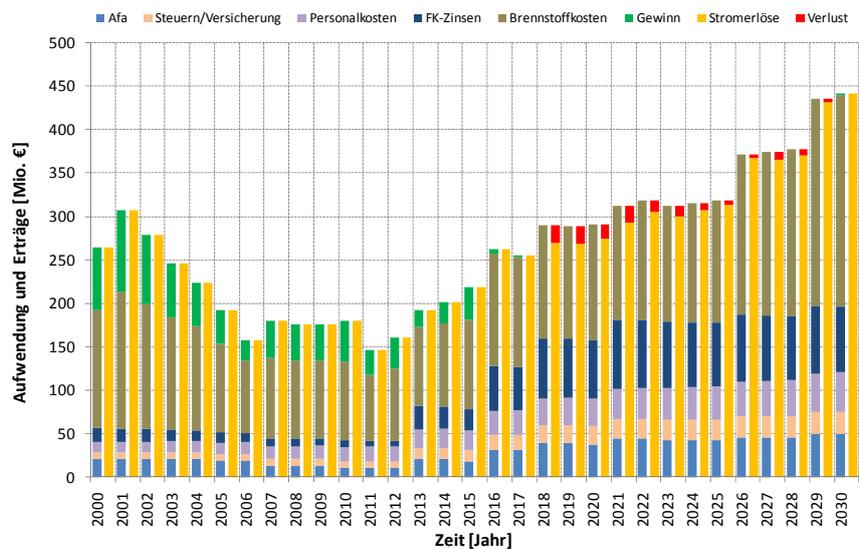


Abbildung 60: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmens 1

Berücksichtigt man den Emissionshandel in der Untersuchung, so steigen die Gewinne des Unternehmens während der Gratiszuteilung an. Ab dem Jahr 2013 müssen die Zertifikate jedoch über den Markt beschafft werden, wodurch sich die Verluste im Vergleich zum Szenario ohne Zertifikatshandel erhöhen (Abbildung 61).

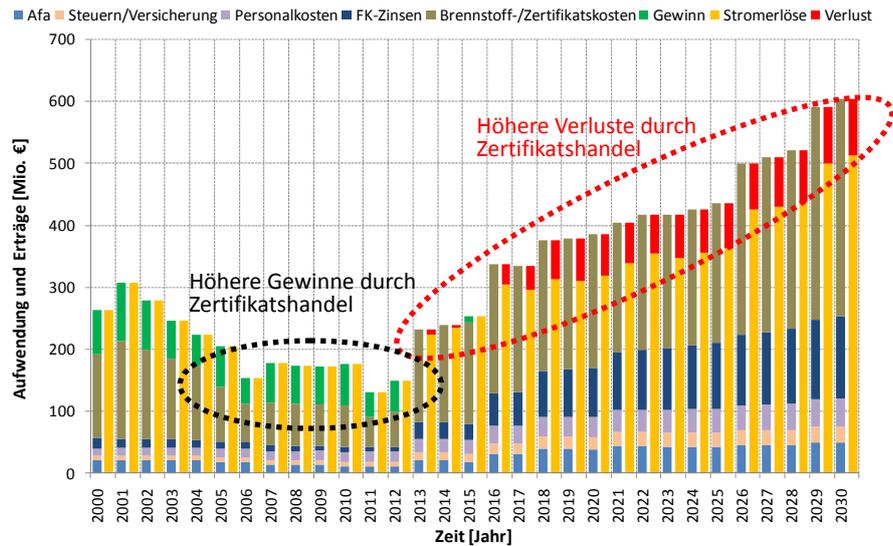


Abbildung 61: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmen 1 mit Emissionshandel

Grund für die höheren Verluste ist, dass Unternehmen 1 mehr als 50 % seiner installierten Leistung mittels öl- und kohlebefeuerter Anlagen bereitstellt. Diese emittieren deutlich mehr CO<sub>2</sub> als die zumeist preissetzenden GuD-Kraftwerke. Auf Grund der Tatsache, dass der CO<sub>2</sub>-Preis in der Angebotslegung der Strombörse berücksichtigt wird, steigen die Erzeugungskosten von öl- und kohlebefeuerter Anlagen stärker als jene der GuD-Kraftwerke. Das hat zur Folge, dass ineffiziente Anlagen mit schlechterem Wirkungsgrad durch den Zertifikatshandel künstlich verteuert werden und ihre Deckungsbeiträge sinken (Abbildung 62).

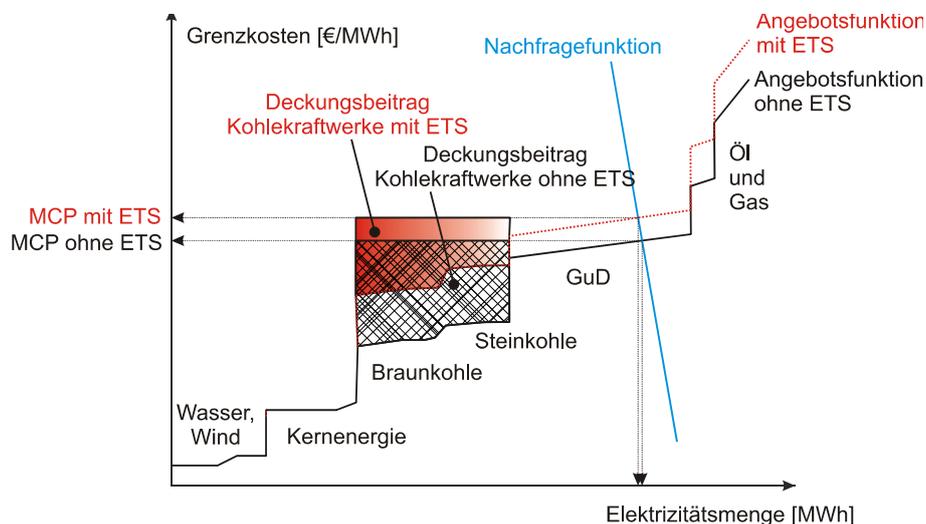


Abbildung 62: Auswirkung des Emissionshandels (Emission Trading System, ETS) auf die Deckungsbeiträge von Kohlekraftwerken

Der Effekt zeigt vor allem bei kohlebefeuerter Grundlastkraftwerken, welche die meiste Zeit des Jahres zum Einsatz kommen, große Auswirkungen, da sich der Entgang der Deckungsbeiträge mit der Einsatzzeit multiplikativ erhöht. Kohlekraftwerke verzeichnen daher durch die Einführung des Emissionshandels die größten Ertragseinbußen.

Im Szenario wird angenommen, dass die Unternehmen den gesamten erwirtschafteten Gewinn an die Aktionäre ausschütten, wenn die Eigenkapitalquote 30 % überschreitet bzw. den halben Gewinn einbehalten, wenn die Quote unter 30 % fällt. Alle auftretenden Verluste werden aus dem Eigenkapital gedeckt. Geht man im untersuchten Szenario im Jahr 2000 von einer Eigenkapitalquote von 30 % aus, so zeigt sich, dass die Verluste in den Jahren 2018 bis 2029 das Eigenkapital des Unternehmens schmälern (Abbildung 63). Erzeuger 1 ist jedoch in der Lage, auch nach dem Zeitraum der notwendigen Ersatzinvestitionen seinen Fortbestand zu sichern.

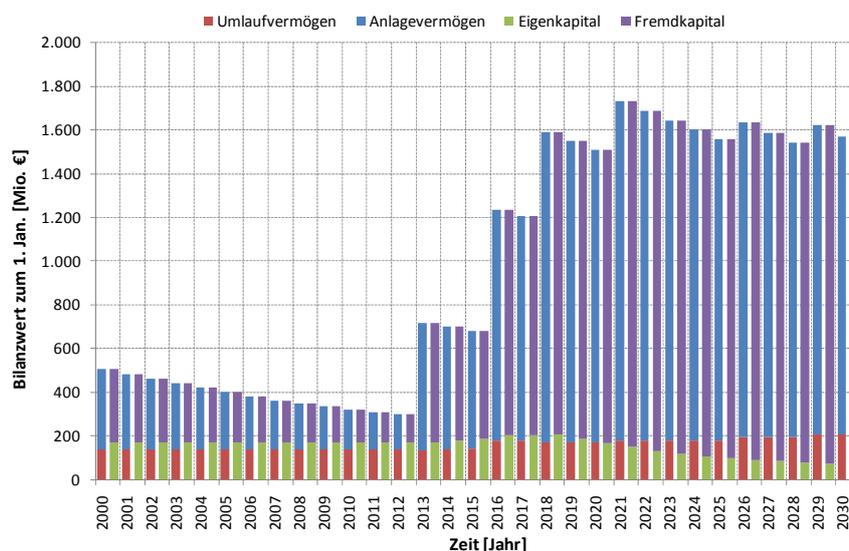


Abbildung 63: Zeitliche Entwicklung der Bilanz von Erzeugungsunternehmen 1

Wie in Abbildung 63 ersichtlich, steigt durch die Errichtung neuer Kraftwerke das Anlagevermögen des Erzeugungsunternehmens an. Dabei werden sogenannte „Overnight Costs“<sup>49</sup> unterstellt. Dies ist der auf den Inbetriebnahmezeitpunkt bezogene Barwert aller Kosten der Errichtung. Somit steigt das Anlagenvermögen zum Inbetriebnahmezeitpunkt sprunghaft an. Das Umlaufvermögen stellt den Wert der vorrätigen Brennstoffe und Geldmittel im Unternehmen dar. Durch die Errichtung neuer Kraftwerke steigt auch der notwendige Brennstoffvorrat. Dieser wird im Modell nach Technologie differenziert und mit der Hälfte des jährlichen Brennstoffverbrauchs angesetzt.

Zusammenfassend kann für Unternehmen 1 festgestellt werden, dass es durch den verstärkten Zubau von Windkraft sowie gasbefeuerten Anlagen zu einem Rückgang der spezifischen Deckungsbeiträge kommt. Dies hat zur Folge, dass Ersatzinvestitionen nicht mehr refinanzierbar sind und das Unternehmen über einen längeren Zeitraum Verluste erwirtschaftet.

Durch die Einführung des Zertifikatshandels profitiert der Erzeuger in der Periode der Gratiszuteilung. Ab dem Jahr 2013 erhöhen sich jedoch die Verluste. Vor allem kohlebefeuerte Anlagen weisen unter Berücksichtigung des Zertifikatshandels einen geringen Deckungsbeitrag auf.

<sup>49</sup> vgl. (Stoft 2002, 33-34)

**Erzeugungsunternehmen 2**

Das Erzeugungsunternehmen 2 besitzt einen Kraftwerkspark mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. 75 % der Leistung wird durch Wind- und Wasserkraftwerke bereitgestellt. Die restliche Erzeugung erfolgt mittels gas- und kohlebefeuerter Anlagen.

Wie die Untersuchung zeigt, können die Vollkosten bis zum 2025 gedeckt werden. In den Jahren 2018 und 2026 muss der Erzeuger zwei außer Betrieb gehende Speicherkraftwerke mit einer Leistung von 96 bzw. 200 MW ersetzen sowie im Jahr 2024 einen Windpark mit einer Leistung von 144 MW. Diese Investitionen führen zu einer Erhöhung der Fixkosten, so dass das Unternehmen ab dem Jahr 2026 nicht mehr in der Lage ist, diese zu decken (Abbildung 64).

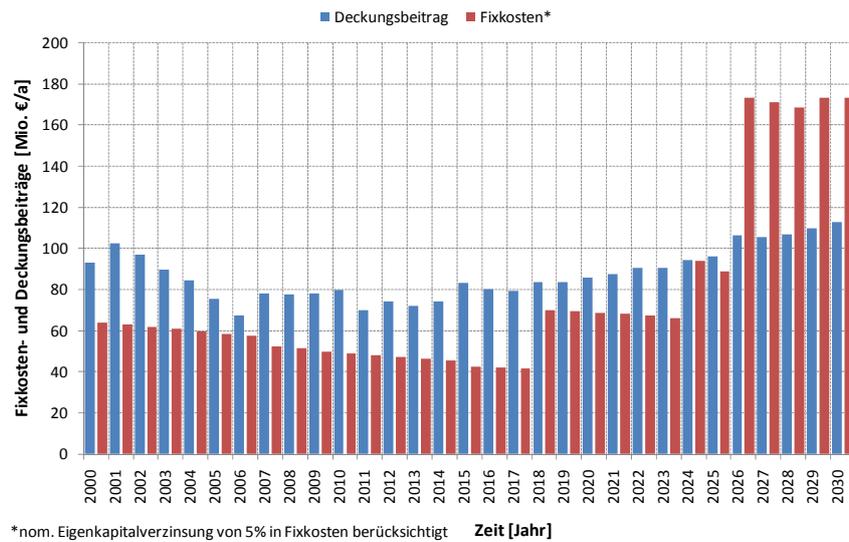


Abbildung 64: Zeitliche Entwicklung der Deckungsbeiträge und Fixkosten von Erzeugungsunternehmen 2

Betrachtet man die spezifischen Deckungsbeiträge des Unternehmens, so zeigen sich ähnliche Ergebnisse wie im Falle von Erzeugungsunternehmen 1. Diese sinken von 55 €<sub>2010</sub>/MWh im Jahr 2001 auf ca. 32 €<sub>2010</sub>/MWh im Jahr 2011 (Abbildung 65).

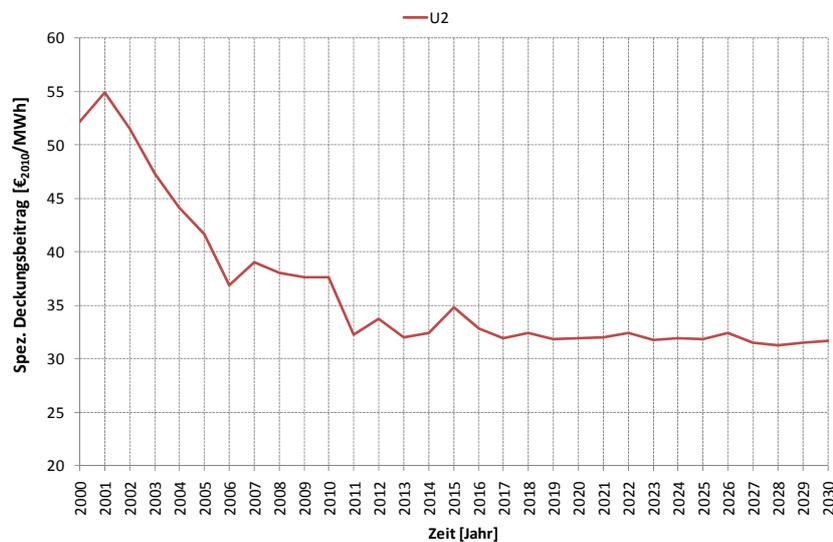


Abbildung 65: Spezifischer Deckungsbeitrag von Unternehmen 2 in realen Werten (Basisjahr 2010)

In der Gewinn- und Verlustrechnung steigen die Fremdkapitalzinsen und Abschreibungen zwischen den Jahren 2018 und 2026 in Folge der Ersatzinvestitionen sprunghaft an (Abbildung 66). Diese Aufwendungen führen dazu, dass das Unternehmen 2 ab dem Jahr 2026 erhebliche Verluste erwirtschaftet.

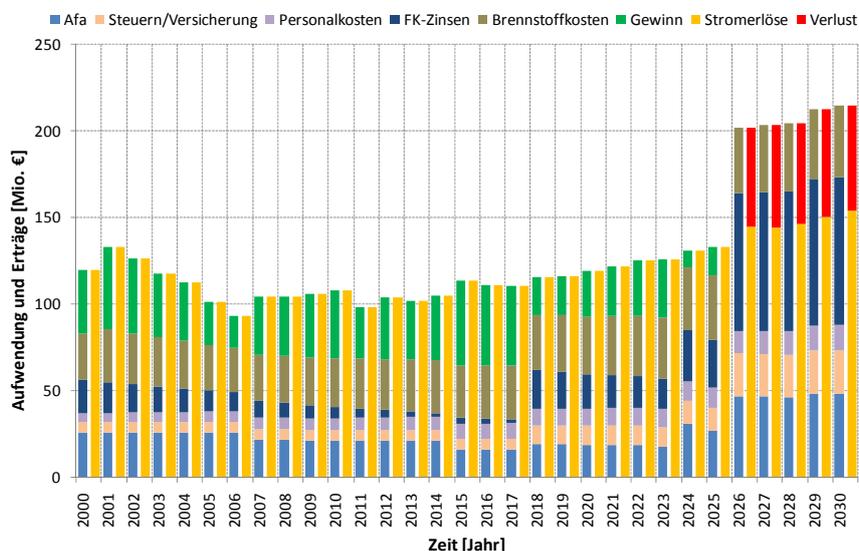


Abbildung 66: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmens 2

Berücksichtigt man den Emissionshandel in der Simulation, so steigen die Gewinne des Unternehmens im Zeitraum von 2005 bis 2012 gegenüber dem Ausgangsszenario. Ab 2013 kommt es jedoch nur zu einem geringfügigen Rückgang der Erlöse (Abbildung 67). Grund hierfür ist der hohe Anteil an emissionsfreien Erzeugungsanlagen des Unternehmens. Technologien wie Windkraftanlagen oder Wasserkraftwerke sind in der Lage, elektrische Energie ohne Einsatz fossiler Brennstoffe zu produzieren und müssen daher keine Emissionszertifikate zukaufen.

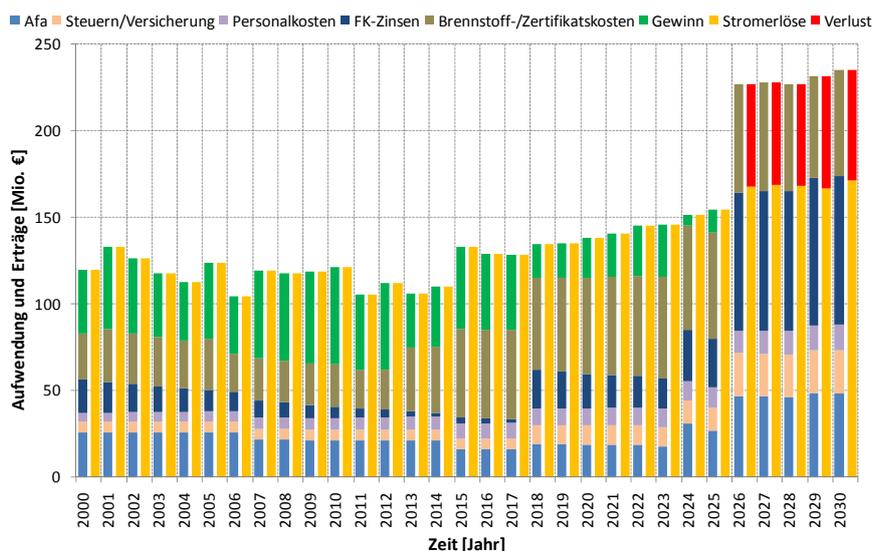


Abbildung 67: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmens 2 mit Emissionshandel

Nach dem Jahr 2012 profitieren nur emissionsfreie Erzeugungsanlagen vom Zertifikatshandel. Fossile Erzeugungsanlagen, welche zumeist den Börsenpreis setzen, berücksichtigen die zu-

sätzlichen Kosten für Emissionszertifikate in ihren Angeboten, wodurch der Börsenpreis steigt. Für emissionsfreie Kraftwerke, wie Wind- oder Wasserkraftanlagen, entfallen diese Kosten, weshalb ihr Deckungsbeitrag steigt (Abbildung 68). Dies ist durchaus ein gewünschter Steuerungseffekt, um die Errichtung emissionsfreier Erzeugungstechnologien zu fördern.

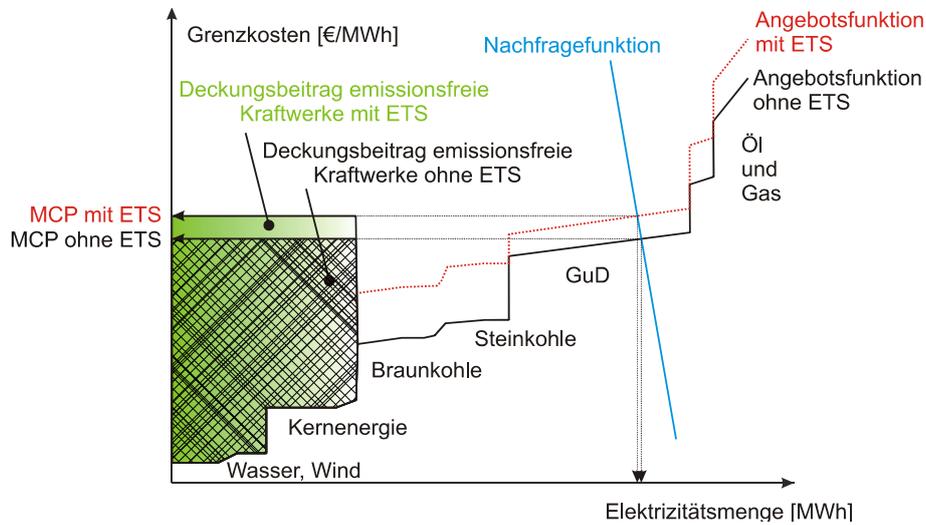


Abbildung 68: Auswirkung des Emissionshandels (Emission Trading System, ETS) auf die Deckungsbeiträge von emissionsfreien Kraftwerken

Im Falle von Erzeugungsunternehmen 2 werden nach 2012 die zusätzlichen Deckungsbeiträge der emissionsfreien Erzeugungsanlagen durch die sinkenden Deckungsbeiträge der fossilen Kraftwerke aufgezehrt. Somit bleibt der Unternehmensgewinn bzw. -verlust auch unter Berücksichtigung des Emissionshandels beinahe unverändert.

Durch die Errichtung der neuen Speicherkraftwerke in den Jahren 2018 und 2026 wird das Anlagevermögen des Unternehmens deutlich erhöht (Abbildung 69). Die auftretenden Verluste müssen aus dem Eigenkapital gedeckt werden, wodurch dieses innerhalb weniger Jahre aufgezehrt wird. Ab dem Jahr 2030 wäre das Unternehmen in einem realen Marktumfeld bereits zahlungsunfähig.

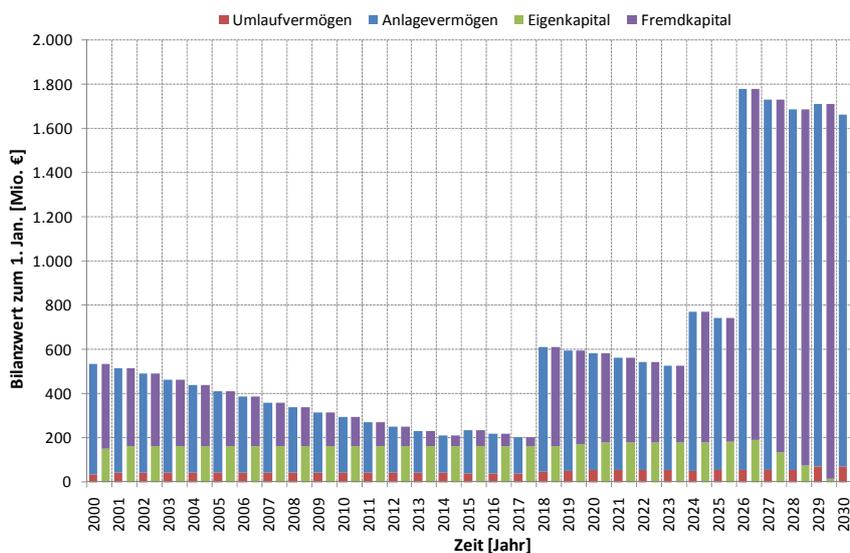


Abbildung 69: Zeitliche Entwicklung der Bilanz von Erzeugungsunternehmen 2

Es zeigt sich somit in beiden untersuchten Fällen, dass es die Strombörse dem Unternehmen nicht ermöglicht, kapitalintensive Erzeugungstechnologien, wie beispielsweise Speicherkraftwerke, durch Anlagen gleichen Typs zu ersetzen. Dies kann dazu führen, dass Unternehmen vermehrt Anlagen mit geringen Investitionskosten errichten und somit der Kapitalstock im Kraftwerkspark sinkt. Wie Untersuchungen zeigen, ist eine solche Tendenz tatsächlich in den meisten liberalisierten Märkten zu beobachten (IEA 2007a, 87). Eine Verringerung des Kapitalstocks bedeutet zugleich, dass im Kraftwerkspark vorhandenes Kapital abgebaut wird. Auf Grund der langen Lebensdauern der Anlagen kann hier ein Intergenerationenproblem entstehen, wenn man die Diversifizierung des Kraftwerksparks in der derzeitigen Form aufrechterhalten möchte.

Desweiteren ist zu beobachten, dass nur emissionsfreie Kraftwerke nach Ende der Gratiszuteilung vom Emissionshandel profitieren. Da fossile Kraftwerke zumeist preissetzend sind und die Kosten des Emissionshandels in ihren Angeboten berücksichtigen, steigt der Börsenpreis. Diese Aufwendungen entfallen für Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern, wodurch ihr Deckungsbeitrag steigt.

### Erzeugungsunternehmen 3

Erzeugungsunternehmen 3 besitzt einen rein fossilen Kraftwerkspark mit Spitzen- und Mittellastkraftwerken. Die eingesetzten Primärenergieträger sind ausschließlich Öl und Erdgas.

Das Unternehmen ist in keinem Jahr der Untersuchung in der Lage, ausreichende Deckungsbeiträge zu erwirtschaften (Abbildung 70). Die Fixkosten steigen im zeitlichen Verlauf deutlich an. Dies wird einerseits durch größere Ersatzinvestitionen in den Jahren 2016, 2028 und 2029 verursacht, andererseits durch die Aufnahme von Fremdkapital zur Tilgung der laufenden Verluste<sup>50</sup>.

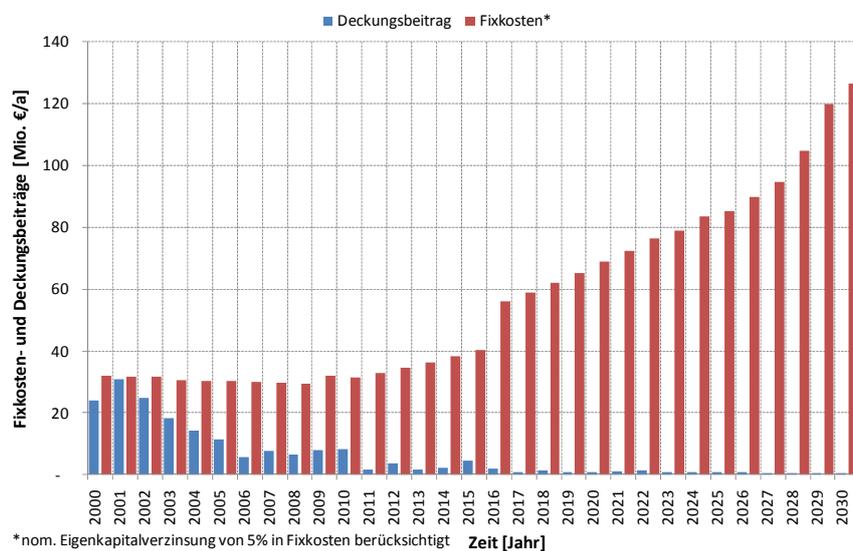


Abbildung 70: Zeitliche Entwicklung der Deckungsbeiträge und Fixkosten von Erzeugungsunternehmen 3

<sup>50</sup> Um die Entwicklung des Marktes über einen längeren Zeitraum darstellen zu können, wird, wie bereits in der Modellbeschreibung erwähnt, angenommen, dass Unternehmen auch nach der Aufzehrung des Eigenkapitals weiter am Markt teilnehmen und ihre entstehenden Verluste durch die Aufnahme von Fremdkapital decken.

Der Kraftwerkspark weiß die geringsten spezifischen Deckungsbeiträge von allen bisher betrachteten Unternehmen auf. Diese sinken von ca. 17 €<sub>2010</sub>/MWh im Jahr 2001 auf ca. 1,8 €<sub>2010</sub>/MWh im Jahr 2017 (Abbildung 71). Auf Grund der hohen variablen Erzeugungskosten werden die Kraftwerke von Unternehmen 3 vorwiegend zur Reservehaltung herangezogen. Sie stehen dem System somit im Falle etwaiger Ausfälle zur Verfügung, kommen aber unter Normalbedingungen nicht zum Einsatz. Auf Grund der Tatsache, dass Erzeuger in einem reinen Energiemarkt nur für die von ihnen produzierte Energie entlohnt werden, sind einige Anlagen von Unternehmen 3 nicht in der Lage, einen Deckungsbeitrag zu erwirtschaften.

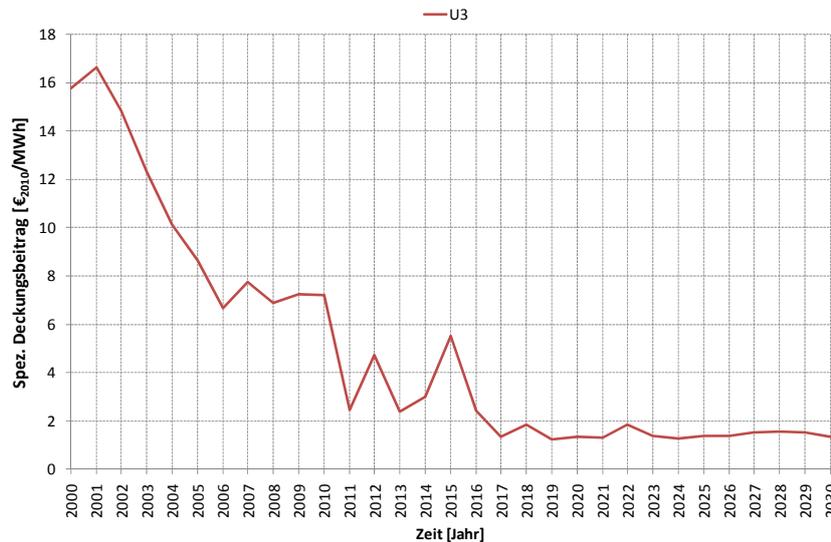


Abbildung 71: Spezifischer Deckungsbeitrag von Unternehmen 2 in realen Werten (Basisjahr 2010)

Die schlechte Ertragslage des Unternehmens spiegelt sich auch in der Gewinn- und Verlustrechnung wider (Abbildung 72). Mit Ausnahme von 2001 kann in keinem Jahr ein Gewinn erzielt werden. Bedingt durch den immer älter werdenden Kraftwerkspark, werden die bestehenden ineffizienten Anlagen des Unternehmens durch neue effizientere aus dem Markt gedrängt. Somit sinkt auch die Produktionsmenge im Laufe der Zeit, wodurch sich der Rückgang der Brennstoffaufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung erklären lässt.

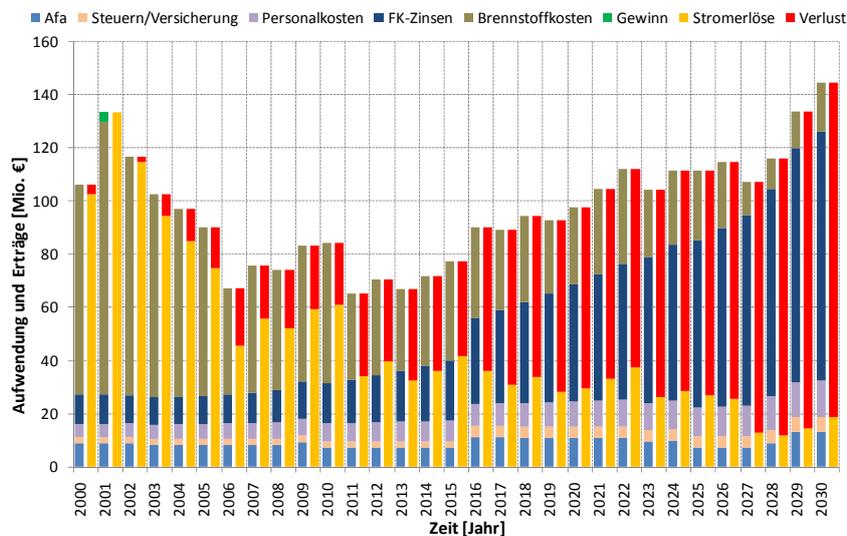


Abbildung 72: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmen 3

Berücksichtigt man den Emissionshandel in der Berechnung, so sinken die Verluste von Erzeugungsunternehmen 3 gegenüber dem Ausgangsszenario (Abbildung 73). Dies ist dadurch zu erklären, dass in der Periode der gratis Zertifikatszuteilung höhere Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden und in der Folge weniger Fremdkapital zur Deckung der Verluste aufgenommen werden muss. Im zeitlichen Verlauf verringern sich dadurch die Fremdkapitalzinsen gegenüber dem Szenario ohne Emissionshandel. In der Periode nach 2012 stellen die Zertifikatspreise für das Unternehmen jedoch eine deutlich höhere Belastung dar.

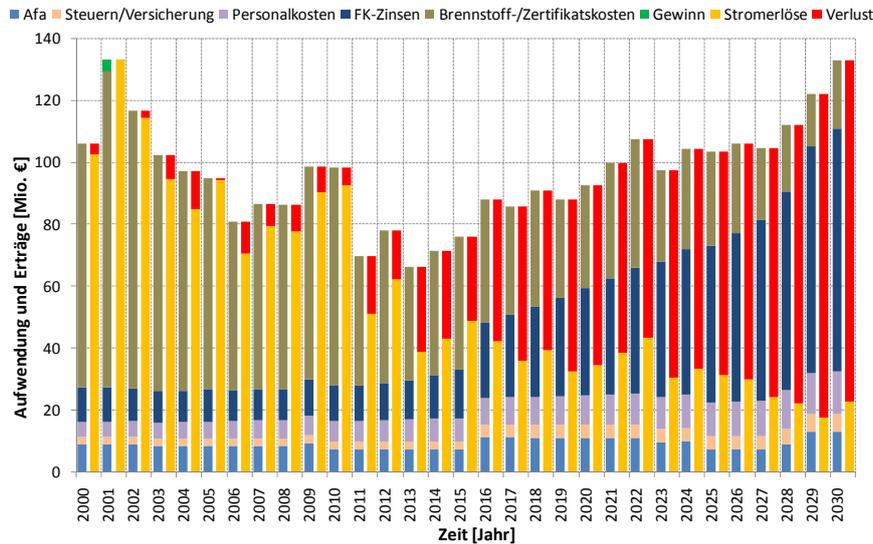


Abbildung 73: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmen 3 mit Emissionshandel

Die Untersuchung der Gewinn- und Verlustrechnung zeigt, dass die laufenden Verluste das Eigenkapital des Unternehmens nach 10 Jahren aufzehren (Abbildung 74). In der Folge steigt das Fremdkapital stark an. Diese Position beinhaltet somit vorwiegend Verbindlichkeiten zur Tilgung der laufenden Verluste und nur zu einem geringen Teil das Kapital für die Errichtung neuer Anlagen.

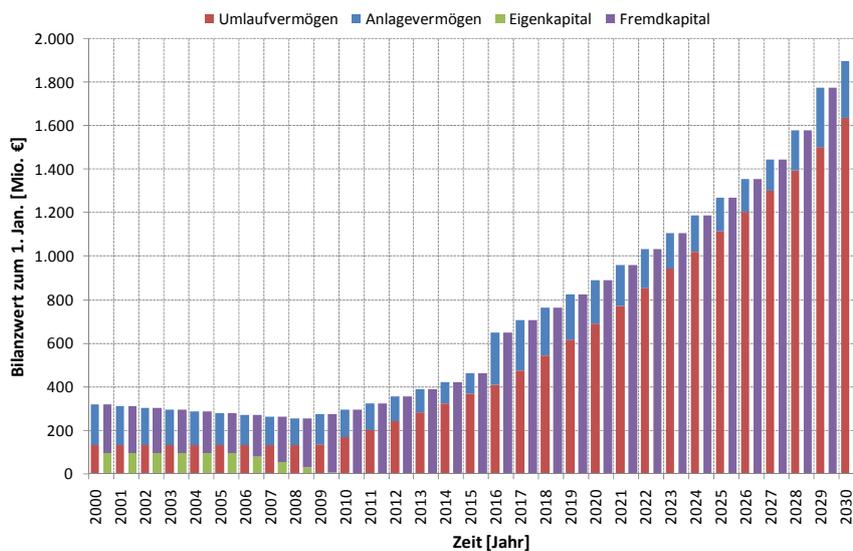


Abbildung 74: Zeitliche Entwicklung der Bilanz von Erzeugungsunternehmen 3

Wie eine weitere Untersuchung zeigt, wäre das Unternehmen auch ohne Ersatzinvestitionen nicht in der Lage, die Gewinnzone zu erreichen, da auf Grund des beschriebenen Wirkungseffekts bestehende Kraftwerke durch Neuanlagen mit höherem Wirkungsgrad aus dem Markt gedrängt werden (Abbildung 75). Dadurch sinken die Einsatzzeiten der Altanlagen bzw. können diese, wenn sie zum Einsatz kommen, nur mehr geringere Deckungsbeiträge erwirtschaften.

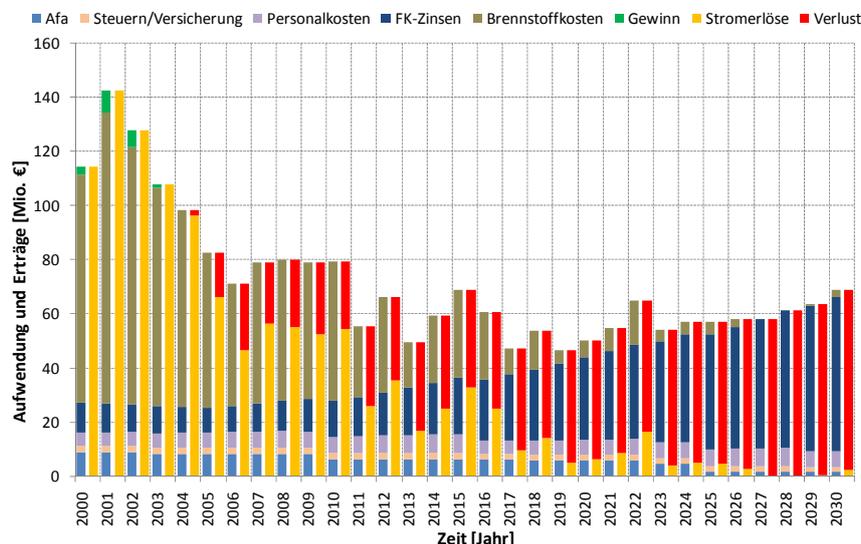


Abbildung 75: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmen 3 ohne Ersatzinvestitionen

Aus der Untersuchung von Erzeugungsunternehmen 3 kann gefolgert werden, dass vor allem der wirtschaftliche Betrieb von Spitzenlast- und Reservekraftwerken problematisch ist. Erfolgt die Angebotslegung zu Grenzkosten, so erwirtschaften diese Anlagen im Produktionsfall nur geringe Deckungsbeträge und weisen zudem kurze Einsatzzeiten auf. Um ihre Vollkosten zu verdienen, müssten Spitzenlastkraftwerke entweder von Prinzip der Grenzkostenbepreisung abweichen<sup>51</sup> oder eine alternative Erlösquelle erschließen.

#### Erzeugungsunternehmen 4

Unternehmen 4 ist ein Kernkraftwerksbetreiber mit zwei Erzeugungsanlagen. Diese erreichen im Simulationsstartjahr 2000 ca. die Hälfte ihrer technischen Lebensdauer<sup>52</sup>. Da die meisten der spanischen Kernkraftwerke während der achtziger Jahre errichtet wurden und bei einer Lebensdauer von 50 Jahren erst nach 2030 ersetzt werden müssen, wird unterstellt, dass Unternehmen 4 im Betrachtungszeitraum keine Ersatzinvestitionen durchführt. Unter den getroffenen Annahmen ist der Betreiber jederzeit in der Lage, seine Fixkosten zu decken (Abbildung 76). Eine Vergleichsrechnung mit vorzeitigem Kraftwerksersatz zeigte, dass die erwirtschafteten Deckungsbeiträge auch im Falle eines vorzeitigen Ersatzes ausreichen, um die Fixkosten zu decken.

<sup>51</sup> vgl. Untersuchung von Ehlers und Erdmann (2007, 43) für das Marktgebiet der EXX.

<sup>52</sup> Block 1 mit Baujahr 1985 und 210 MW Bruttoleistung bzw. Block 2 mit Baujahr 1990 und 282 MW Bruttoleistung. Die technische Nutzungsdauer wurde mit 50 Jahren angenommen.

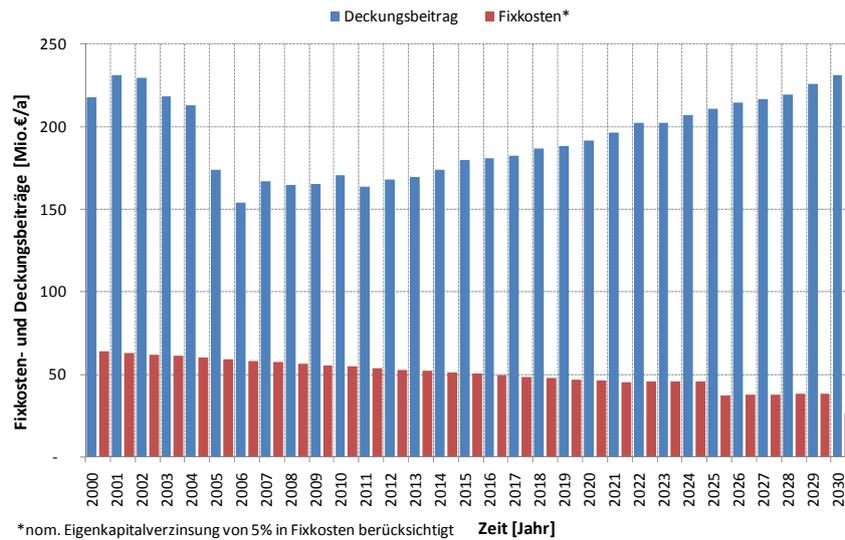


Abbildung 76: Zeitliche Entwicklung der Deckungsbeiträge und Fixkosten von Erzeugungsunternehmen 4

Auf Grund der geringen variablen Erzeugungskosten der Kernkraftwerke weiß Erzeuger 4 die größten spezifischen Deckungsbeiträge aller untersuchten Unternehmen auf, doch sinken auch diese in Folge des verstärkten Zubaus von Wind- bzw. GuD-Kraftwerken (Abbildung 77).

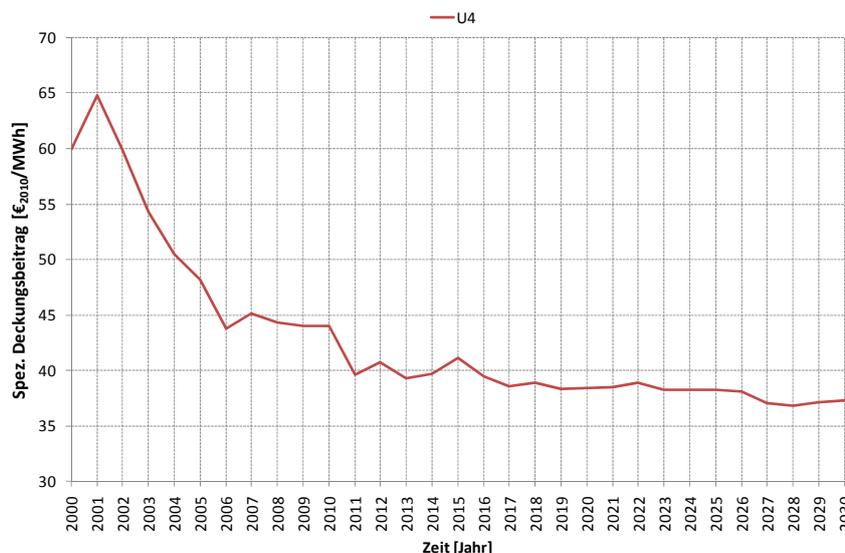


Abbildung 77: Spezifischer Deckungsbeitrag von Unternehmen 4 in realen Werten (Basisjahr 2010)

Der Gewinn des Unternehmens liegt deutlich über dem der Konkurrenz. Nach einem Rückgang bis zum Jahr 2006 steigt dieser danach wieder kontinuierlich an (Abbildung 78). Grund hierfür ist die dem Modell hinterlegte Gaspreissteigerungsrate von 2 % p.a. Diese führt zu steigenden Grenzkosten der preissetzenden Gaskraftwerke und erhöht die Gewinne des Kernkraftwerkbetreibers. Die Gewinne von Grundlastkraftwerken sind daher in hohem Maße von den variablen Erzeugungskosten der zumeist preissetzenden Technologie abhängig.

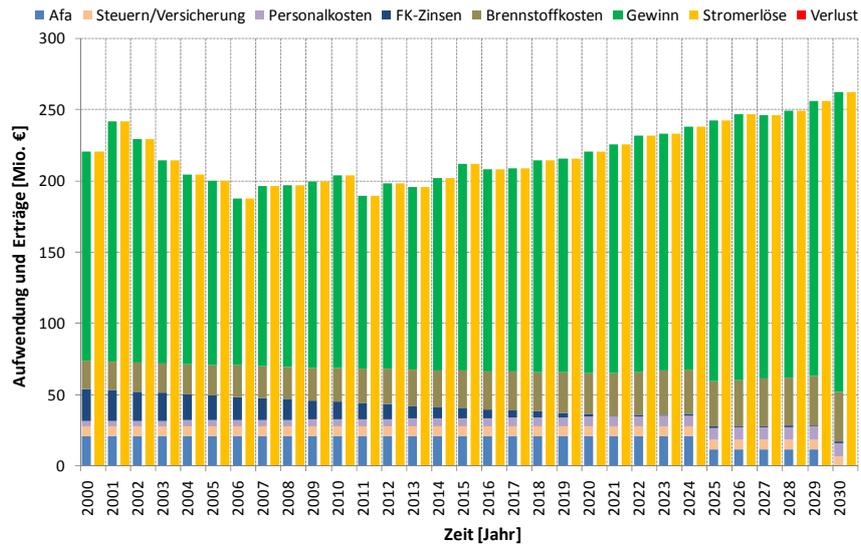


Abbildung 78: Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmen 4

Dies zeigt sich auch unter der Einbindung des Emissionshandels. Da Kernkraftwerke ihre Energie CO<sub>2</sub>-frei erzeugen können, entstehen diesen keine Zertifikatskosten. Fossile Anlagen berücksichtigen die ihnen durch den Emissionshandel entstehenden Kosten sehr wohl in der Angebotslegung. Da diese zumeist den Preis setzen, erhöht sich der Gewinn der Kernkraftwerksbetreiber (Abbildung 79). Dies bedeutet auch Kernkraftwerke werden durch den Emissionshandel gefördert.

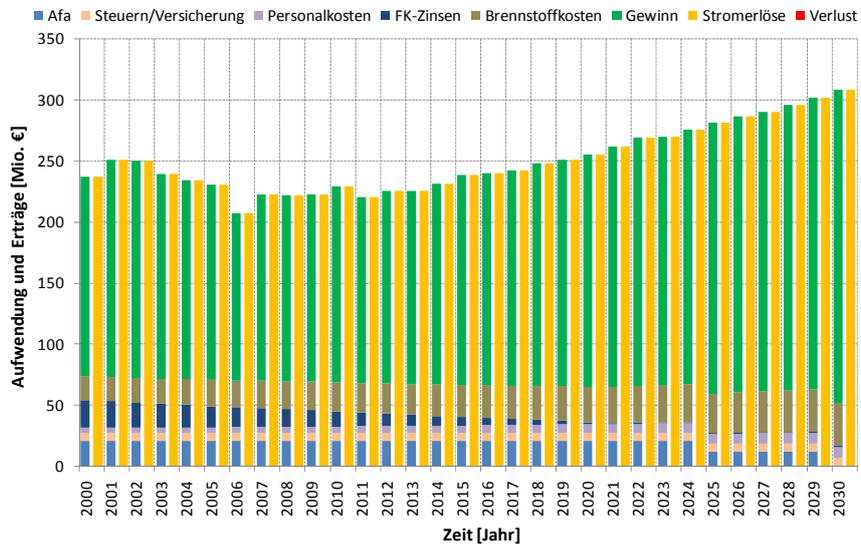


Abbildung 79: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmen 4 mit Emissionshandel

Abbildung 80 zeigt die Entwicklung der Bilanz von Unternehmen 4. Am Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer beider Anlagen im Jahr 2030 sind diese vollkommen abgeschrieben und verbleiben nur mehr mit dem Erinnerungseuro im Anlagevermögen der Bilanz. Zu diesem Zeitpunkt entspricht das Umlaufvermögen dem Eigenkapital und dieses kann wieder zur Finanzierung neuer Kraftwerke herangezogen werden.

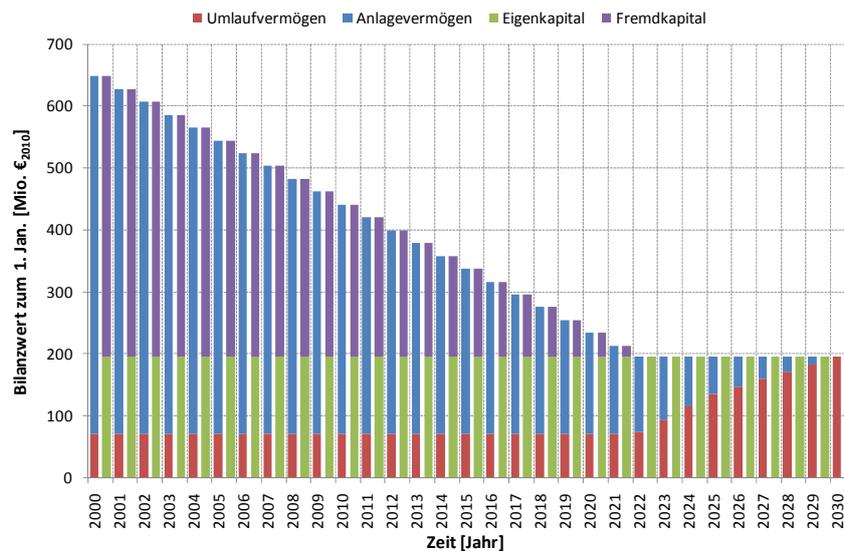


Abbildung 80: Zeitliche Entwicklung der Bilanz von Erzeugungsunternehmen 4

Die Untersuchung von Erzeugungsunternehmen 4 zeigt, dass Kernkraftwerke äußerst profitabile Erzeugungsanlagen darstellen und hohe spezifische Deckungsbeiträge erwirtschaften. Die Gewinne von Erzeuger 4 hängen wesentlich von den Grenzkosten der preissetzenden Technologien ab. Erhöhen sich die Grenzkosten, so steigen die Gewinne des Unternehmens, sinken die Grenzkosten, so fallen die Gewinne. Durch den Emissionshandel profitieren diese Grundlastkraftwerke zusätzlich.

**Restunternehmen**

Das Restunternehmen wird vor allem dazu verwendet, die reale Entwicklung des spanischen Marktes nachzubilden. Aus diesem Grund werden hier vorwiegend Wind- sowie GuD-Kraftwerke zugebaut (Abbildung 81).

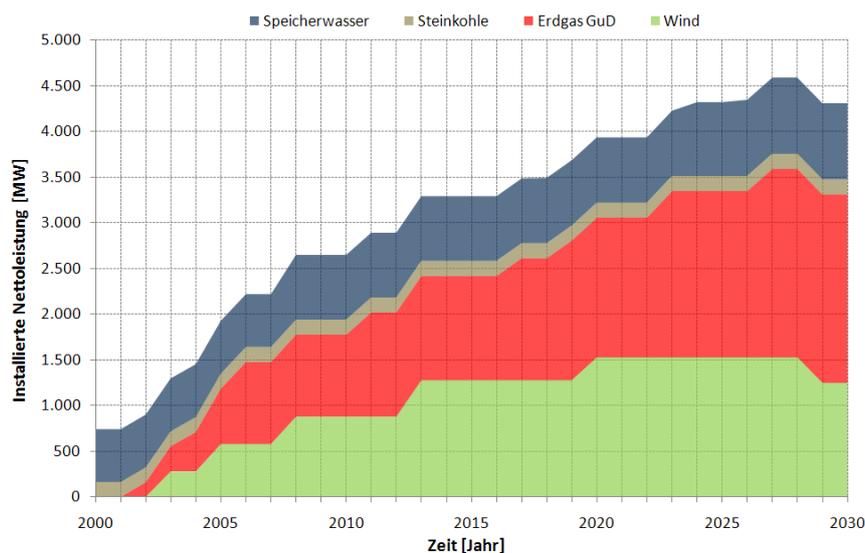


Abbildung 81: Zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks des Restunternehmens nach installierter Nettoleistung

Die intensiven Investitionsmaßnahmen führen zu einem zeitlichen Anstieg der Fixkosten des Unternehmens. Vor allem die Errichtung größerer Windparks in den Jahren 2008, 2013 und 2020 erhöht diese Kostenkomponente. Unter den getroffenen Annahmen ist das Unternehmen ab dem Jahr 2005 nicht mehr in der Lage, wirtschaftlich zu produzieren (Abbildung 82).

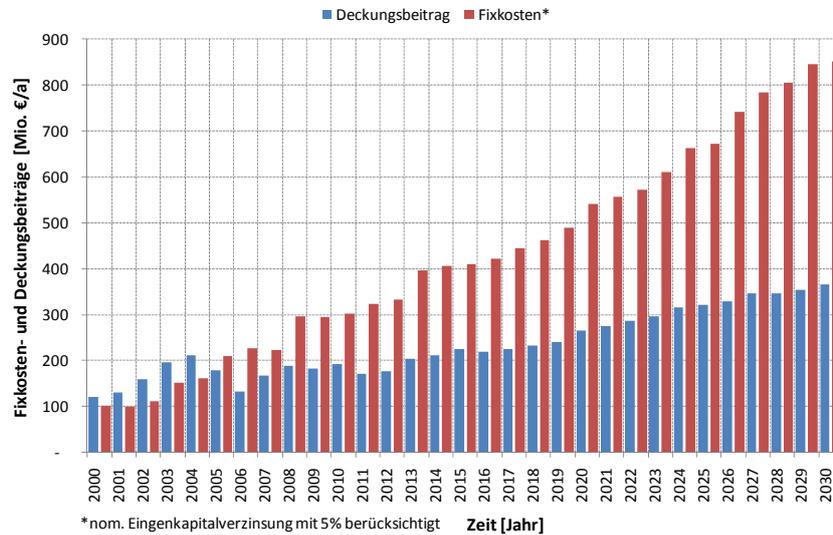


Abbildung 82: Zeitliche Entwicklung der Deckungsbeiträge und Fixkosten des Restunternehmens

Auf Grund der deutlich variierenden Erzeugungsstruktur kann keine Aussage über die Vorteilhaftigkeit des Kraftwerksparks getätigt werden. Die spezifischen Deckungsbeiträge sinken jedoch, wie bei allen bisher betrachteten Erzeugern, deutlich (Abbildung 83).



Abbildung 83: Spezifischer Deckungsbeitrag des Restunternehmens in realen Werten (Basisjahr 2010)

Gleichzeitig steigen die Aufwendungen für Fremdkapitalzinsen und Abschreibungen im zeitlichen Verlauf an (Abbildung 84).

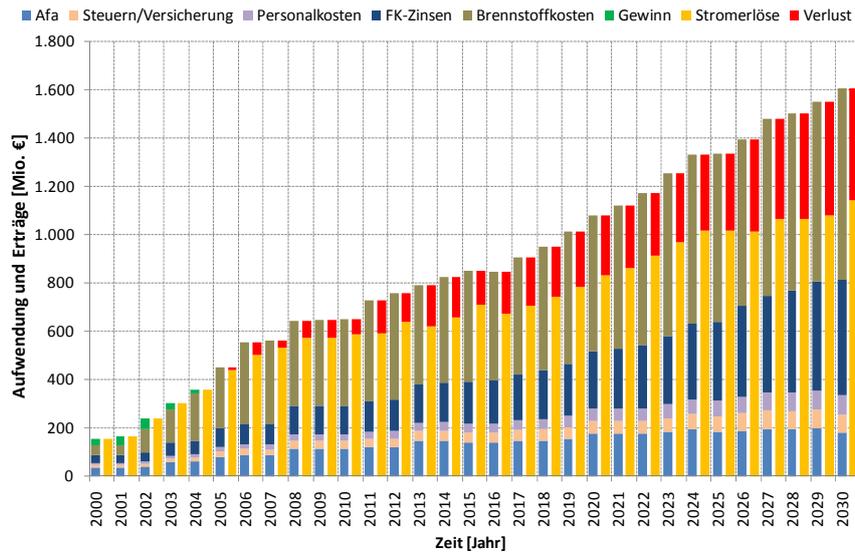


Abbildung 84: Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung des Restunternehmens

Unter Berücksichtigung des Emissionshandels ist das Unternehmen bis zum Jahr 2010 in der Lage, Gewinne zu erwirtschaften (Abbildung 85). Diese liegen jedoch unter der geforderten nominalen Eigenkapitalverzinsung von 5 % p.a.

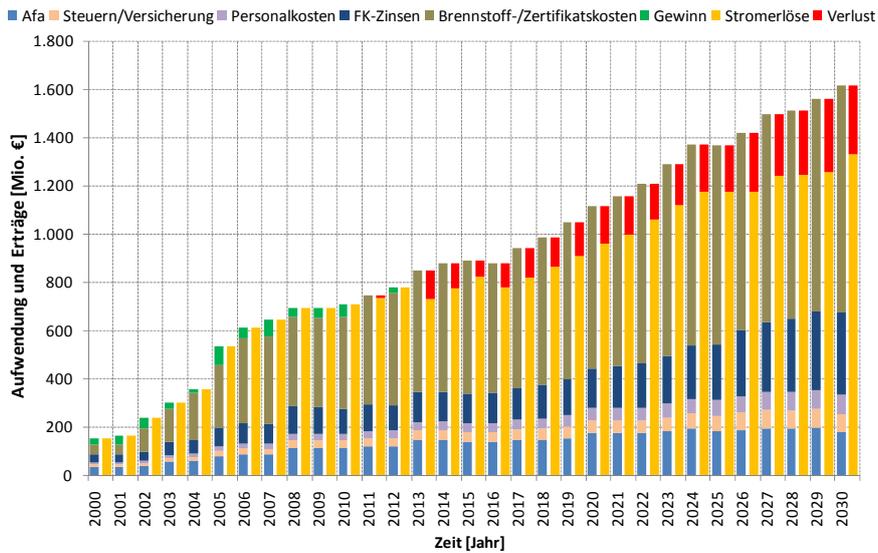


Abbildung 85: Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung des Restunternehmens mit Emissionshandel

Die auftretenden Verluste werden über das Eigenkapital gedeckt und führen ab dem Jahr 2009 zur Zahlungsunfähigkeit des Unternehmens (Abbildung 86)<sup>53</sup>.

<sup>53</sup> Um die langfristige Entwicklung des Marktes untersuchen zu können, wird wiederum unterstellt, dass das Unternehmen weiter am Markt teilnimmt und seine Verluste durch die Aufnahme von Fremdkapital deckt.

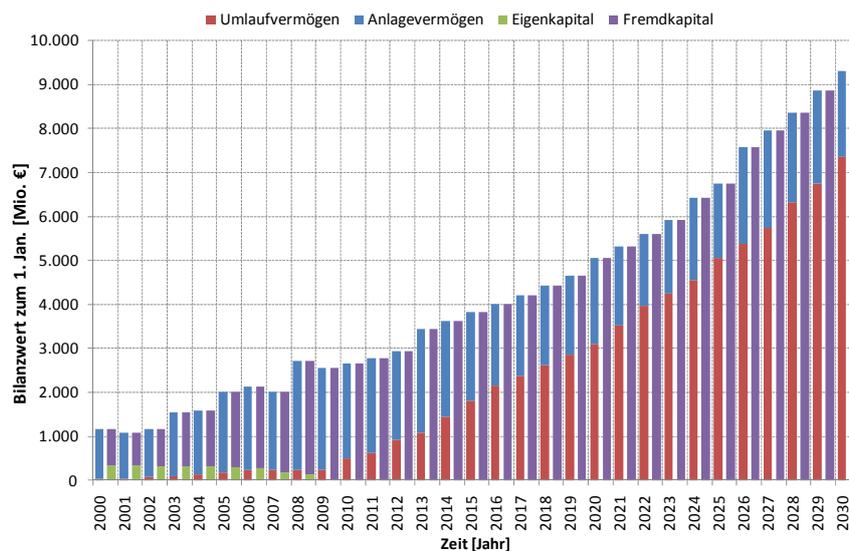


Abbildung 86: Zeitliche Entwicklung der Bilanz des Restunternehmens

Wie die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, führen intensive Investitionsmaßnahmen zu einem Anstieg der Fixkosten. Es besteht die Gefahr, dass diese über den Marktpreis nicht mehr gedeckt werden können. In einem Markt mit hohem Verbrauchsanstieg sind daher zusätzliche Zahlungen notwendig, um die Eigenwirtschaftlichkeit der Erzeugungsunternehmen zu sichern.

#### 6.4.4 Zusammenfassung Strombörse und Vollkostendeckung

These 1 muss auf Grund der Ergebnisse der Untersuchung verworfen werden. Die Strombörse ist im definierten Szenario nicht in der Lage, Erzeugungsunternehmen langfristig die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten zu gewährleisten.

Neben der Prüfung von These 1 lassen sich aus den Ergebnissen des Szenarios auch zahlreiche weitere Erkenntnisse ableiten. Diese werden nun folgend zusammengefasst.

#### Problematik GuD-Kraftwerkszubau

Durch den verstärkten Zubau von GuD-Kraftwerken im Szenario, werden alte ineffiziente Anlagen aus dem Markt gedrängt. Gleichzeitig weitet sich der Bereich gasbefuerter Anlagen in der Merit Order aus, so dass diese immer öfters den Preis setzen<sup>54</sup>. Dies bewirkt, dass der Börsenpreis in der Spitzenlastperiode sinkt und damit auch die spezifischen Deckungsbeiträge der Kraftwerke. Der Vergleich der Merit Order Funktion im Jahr 2000 (Abbildung 87) und 2020 (Abbildung 88) bringt dies deutlich zum Ausdruck. Wie ersichtlich, nehmen die Deckungsbeiträge im Markt (grün markierte Fläche) deutlich ab. Das kann zur Folge haben, dass manche Unternehmen nicht mehr in der Lage sind, ihre Vollkosten zu decken<sup>55,56</sup>. Die

<sup>54</sup> Anlagen gleichen Typs können in diesem Fall nur mehr auf Grund des geringen Wirkungsgradunterschiedes einen Deckungsbeitrag erwirtschaften.

<sup>55</sup> vgl. (Süßenbacher, et al. 2010)

<sup>56</sup> Auf Grund der Möglichkeit von intertemporaler Arbitrage haben zu geringe Spotmarktpreise auch zu geringe Terminmarktpreise zur Folge (Joskow 2006, 3). Es ist daher davon auszugehen, dass Erzeugungsunternehmen ihre Vollkosten auch unter Berücksichtigung des Terminmarktes nicht verdienen können.

Zusammensetzung und Altersstruktur des Kraftwerksparks eines Unternehmens spielt dabei eine entscheidende Rolle.

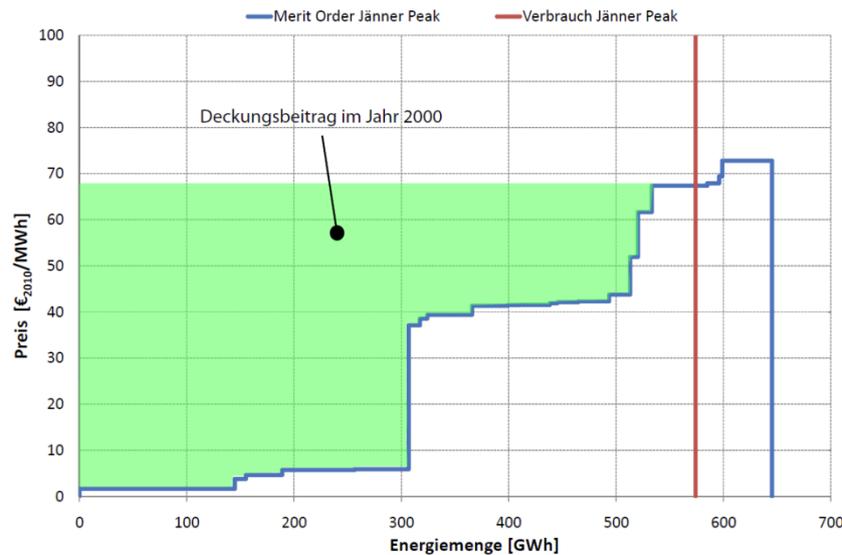


Abbildung 87: Merit Order und Deckungsbeitrag des Szenarios Spanien im Jänner 2000 (reale Werte mit Basisjahr 2010)

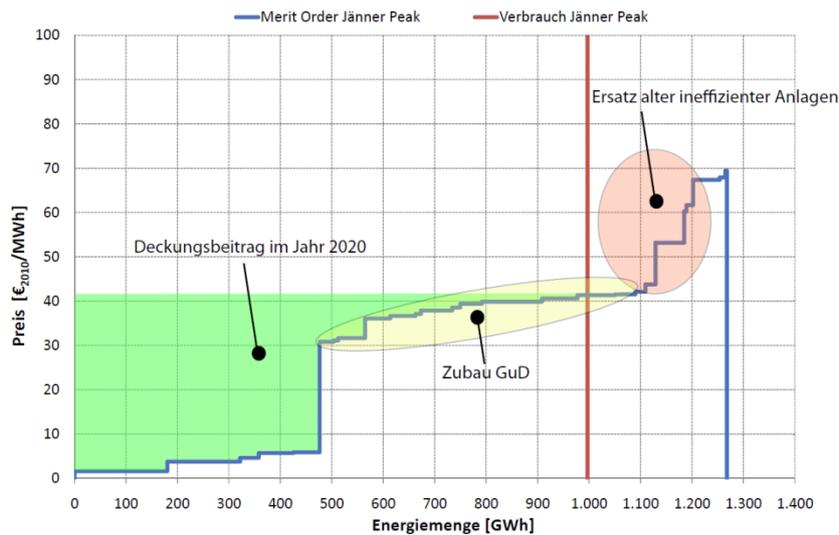


Abbildung 88: Merit Order und Deckungsbeitrag des Szenarios Spanien im Jänner 2020 (reale Werte mit Basisjahr 2010)

Die Erkenntnisse der Untersuchung werden durch Studien von London Economics (2007, 471-476) und der Boston Consulting Group (2003, 9-18) gestützt. London Economics führte im Auftrag der EU-Kommission eine Performance-Untersuchung in sechs europäischen Strommärkten durch und kam zu dem Schluss, dass neu errichtete GuD- bzw. Kohlekraftwerke in Spanien nicht in der Lage sind, ihre Vollkosten zu erwirtschaften. Die Boston Consulting Group weist zudem auf die Gefahr einer Verflachung der Angebotskurve und sinkender Deckungsbeiträge, durch den verstärkten Zubau neuer Gas- und Dampfkraftwerke, hin. Dabei bezieht man sich auf Erkenntnisse aus dem britischen Strommarkt und führt an, dass eine solche Entwicklung auch im deutschen oder italienischen Strommarkt möglich ist. Die vorliegende Arbeit weist dies mittels eines Simulationsmodells empirisch nach.

### **Problematik Windkraftzubau**

Das Fixkostenproblem der Gas- und Dampfkraftwerke wird durch den Ausbau der Windkraft noch zusätzlich verstärkt. Da nur maximal 10 % der installierten Windkraft als gesicherte Leistung zu betrachten sind<sup>57</sup>, ergeben sich unter Einhaltung der geforderten Kraftwerksreserve zeitweise große Erzeugungüberschüsse im Markt. Diese sind darauf zurückzuführen, dass im Durchschnitt mehr als 10 % der installierten Leistung zur Energieerzeugung zur Verfügung stehen<sup>58</sup>. Zudem stellen Windkraftwerke „Must-Run“-Anlagen dar und ihre eingespeiste Energie muss von Netzbetreibern verpflichtend abgenommen werden. Auf Grund der geringen variablen Kosten wird die Windkraft in der Merit Order vor anderen konventionellen Erzeugungsanlagen gereiht. Produzieren diese Anlagen vermehrt, so verschiebt sich die gesamte Merit Order nach rechts, wodurch zusätzlich teure Erzeugungsanlagen aus dem Markt gedrängt werden und der Börsenpreis sinkt.

### **Problematik Ersatz kapitalintensiver Erzeugungsanlagen**

Die Ergebnisse des Simulationsmodells zeigen, dass der Zubau bzw. Ersatz kapitalintensiver Erzeugungsanlagen, wie z.B. Speicherkraftwerke, in den ersten Jahren nach der Errichtung, erhebliche finanzielle Belastungen darstellen. Können die entstehenden Fixkosten, wie im untersuchten Szenario, nicht durch entsprechende Rücklagen oder Erlöse anderer Kraftwerke gedeckt werden, so erwirtschaftet ein Unternehmen langfristig Verluste (siehe Erzeugungsunternehmen 2)<sup>59</sup>. Der adäquate Ersatz kapitalintensiver Anlagen kann ohne entsprechende Rücklagen somit zu einer Gefährdung der Eigenwirtschaftlichkeit von Unternehmen führen. Werden erwirtschaftete Gewinne abgeschriebener Kraftwerke in vollem Umfang ausgeschüttet und zugleich kapitalintensive Anlagen durch kostengünstigere Kraftwerkstypen ersetzt, so kommt es zu einer Minderung des Kapitalstocks in der Branche mit der Folge fehlender Nachhaltigkeit (Bretschger und Gersbach 2010, 10). Es wäre somit zum Zweck einer langfristig sicheren Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft notwendig, wesentliche Gewinnanteile durch die Unternehmen einzubehalten und in der Branche zu reinvestieren.

### **Problematik Spitzenlastkraftwerke und Reservehaltung**

Ein weiteres Finanzierungsproblem besteht im Bereich der Spitzenlasterzeugung. Berücksichtigt man die von ENTSO-E geforderte Kraftwerksreserve, so kommen Öl- und Gasturbinenkraftwerke nicht oder nur sehr selten zum Einsatz. Auf Grund ihrer hohen variablen Kosten können sie dabei nur geringe Deckungsbeiträge erwirtschaften und sind nicht in der Lage, ihre Vollkosten zu verdienen (siehe Erzeugungsunternehmen 3). Dies ist ein in liberalisierten Elektrizitätsmärkten bekanntes Problem, dessen Lösung jedoch kontrovers diskutiert wird<sup>60</sup>. Kapitel 8 wird sich mit dieser Thematik im Detail auseinandersetzen. Im untersuchten Szenario weitet sich das Fixkostenproblem der Spitzenlasterzeugung auch auf den Bereich der Gas- und Dampfkraftwerke aus. Da diese zunehmend den Börsenpreis setzen, sind die Anlagen gleichen Typs nur mehr auf Grund des geringen Wirkungsgradunterschieds in der Lage, einen Deckungsbeitrag zu erwirtschaften. Dieser ist jedoch meist zu gering, um die Fixkosten zu

---

<sup>57</sup> vgl. (Hartkopf 2009, 5), (dena 2010, 23)

<sup>58</sup> siehe (Schüppel 2010, 31 ff)

<sup>59</sup> Auch Müller (2007, 26-30) weist auf die Problematik einer mangelnden Vollkostendeckung von Grundlastkraftwerken hin.

<sup>60</sup> vgl. (Doorman 2000), (Stoft 2002), (Joskow 2006), (van Emmerich 2008) et al.

decken. Das gilt im untersuchten Szenario auch für Steinkohlekraftwerke, die auf Grund der Preisaufschläge für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate variable Kosten in der Höhe von Gas- und Dampfkraftwerken besitzen.

### Zertifikatshandel

Generell zeigt sich, dass die Zuteilung von gratis Emissionszertifikaten zu höheren Deckungsbeiträgen und Gewinnen von Erzeugungsunternehmen führt. Für Erzeuger mit einem hohen Anteil fossiler Kraftwerke können sich, durch die Einstellung der kostenlosen Zuteilung ab dem Jahr 2013, jedoch erhebliche Probleme ergeben. In Kombination mit den sinkenden spezifischen Deckungsbeiträgen führt dies im modellierten Szenario zur Erwirtschaftung von Verlusten (siehe Erzeugungsunternehmen 1). Emissionsfreie Technologien wie Laufwasserkraft aber auch Kernkraftwerke profitieren vom Zertifikatshandel, da sich nur die kurzfristigen Grenzkosten der zumeist preissetzenden fossilen Erzeugungsanlagen erhöhen. Die Gewinne dieser Grundlastkraftwerke sind von den Kosten der preissetzenden Technologien und damit indirekt von den Emissionszertifikatskosten abhängig.

### Relevanz für Europa

Der verstärkte Ausbau der Windkraft und gasbefeuerteter Anlagen ist ein europaweiter Trend<sup>61</sup>. Die beobachteten Effekte können daher auch für andere Märkte von Bedeutung werden. Eine durchgeführte Untersuchung mit der lt. ENTSO-E prognostizierten Erzeugungsstruktur Kontinentaleuropas<sup>62</sup> (Abbildung 89) zeigt gleiche Tendenzen (Abbildung 90) wie das ausführlich dargestellte Szenario des spanischen Marktes.

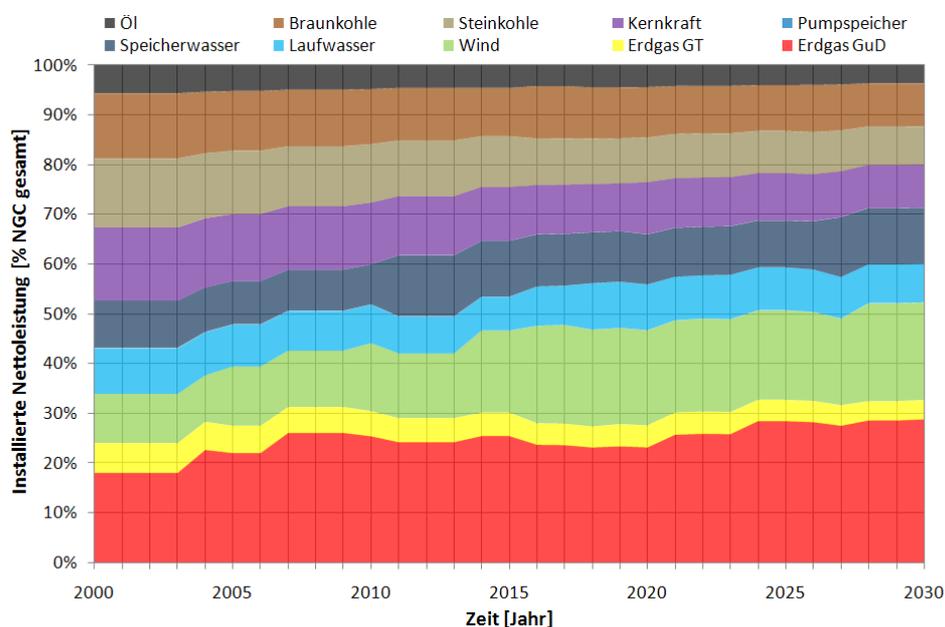


Abbildung 89: Zusammensetzung und zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario ENTSO-E Kontinentaleuropa

<sup>61</sup> vgl. (IEA 2007a, 39 ff), (Frederico und Vives 2008, 17), (ENTSO-E 2010b, 27-35)

<sup>62</sup> ohne Solarenergie

Auch in diesem Fall sinken die monatlichen Börsenpreise durch den verstärkten Ausbau der beiden Technologien, so dass manche Erzeuger nicht mehr in der Lage sind, ausreichende Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Diese Erkenntnis ist vor allem für die zukünftigen Bestrebungen zur Schaffung eines gemeinsamen europäischen Binnenmarktes von Bedeutung.

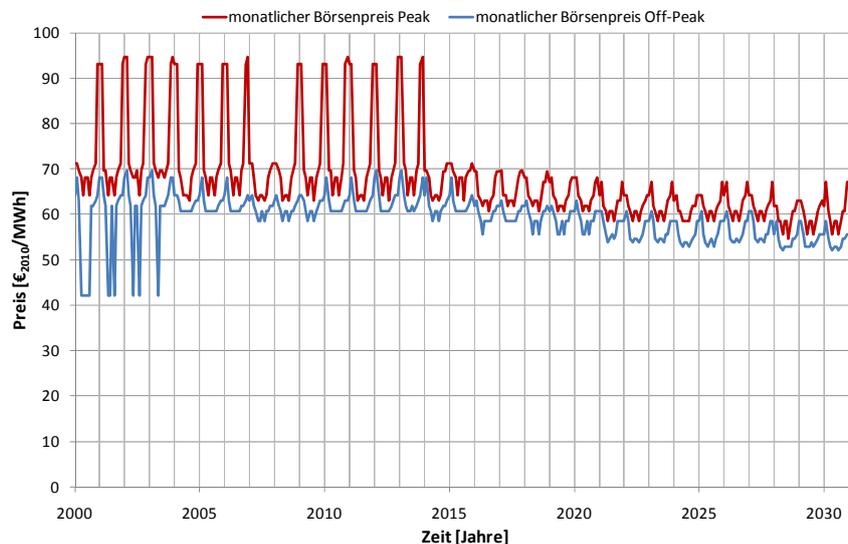


Abbildung 90: Entwicklung der realen monatlichen Börsenpreise im Szenario ENTSO-E Kontinentaleuropa (Basisjahr 2010)

### Schlussfolgerung

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die derzeit in den meisten liberalisierten Strommärkten zu beobachtende Tendenz, vermehrt in GuD- und Windkraftanlagen zu investieren, schwerwiegende Folgen für das Preissignal der Strombörse und die Vollkostendeckung der Unternehmen haben kann. Sind Erzeuger nicht in der Lage, ihr eingesetztes Kapital inklusive einer angemessenen Kapitalverzinsung zu erwirtschaften, so werden langfristig Investitionen ausbleiben. Auch mehrjährige Absicherungsgeschäfte mit Future- und Forward-Kontrakten sind nicht in der Lage, die notwendige Investitionssicherheit zu liefern, wenn sich der Markt wie im Szenario gezeigt entwickelt, da sich langfristige Absicherungsgeschäfte an den erwarteten Spotmarktpreisen zum Lieferzeitpunkt orientieren. Fällt der Börsenpreis über einen längeren Zeitraum, so pendeln sich auch die Preise der Absicherungsgeschäfte auf diesem Niveau ein.

Der spanische Energiemarkt hatte in der Vergangenheit große Probleme, für ausreichende Investitionen zu sorgen, um den hohen Bedarfsanstieg abdecken zu können. Als Abhilfe wurden administrativ bestimmte Kapazitätszahlungen eingeführt, welche die Fixkostendeckung der Anlagen gewährleisten sollen<sup>63</sup>. Hierbei erhalten Erzeugungsunternehmen, je nach installierter Reserveleistung im Marktgebiet, Zahlungen für die Errichtung neuer oder die Erweiterung bestehender Anlagen, als auch für Bereithaltung der Anlagen während der kritischen Erzeugungssituationen im Jahr. Dieser Mechanismus soll die langfristige Versorgungssicherheit gewährleisten und wird in Kapitel 8 näher untersucht. In Tabelle 14 werden die Ergebnisse der Prüfung von These 1 noch einmal zusammengefasst.

<sup>63</sup> siehe (Batlle, Solè und Rivier 2008), (Frederico und Vives 2008, 59-60), et al.

Ursache	Auswirkung auf den Markt	Auswirkung auf die Unternehmen
Zubau GuD-Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alte ineffiziente Gas- bzw. Gas- und Dampfkraftwerke werden ersetzt oder aus dem Markt gedrängt.</li> <li>• Gas- und Dampfkraftwerke sind zumeist die preissetzende Technologie (auch in der Peak Periode).</li> <li>• Der Börsenpreis fällt.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spezifische Deckungsbeiträge der Anlagen sinken.</li> <li>• Fixkosten für bestehende Anlagen können nicht gedeckt werden.</li> <li>• Ersatzinvestitionen für kapitalintensive Technologien (z.B. Speicherkraftwerke) sind nicht möglich.</li> </ul>
Zubau Windkraftanlagen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zeitweise hoher Energieüberschuss im Markt.</li> <li>• Erzeugung aus Must-Run Kraftwerken verdrängt Spitzenlastkraftwerke aus dem Markt.</li> <li>• Der Börsenpreis fällt.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wie Zubau GuD-Anlagen</li> <li>• In Börsenmärkten mit negativen Gebotspreisen sinkt die Investitionssicherheit.</li> </ul>
Emissionszertifikatshandel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kosten der Emissionszertifikate sind Opportunitätskosten für Erzeuger</li> <li>• Die Angebotspreise fossiler Erzeuger erhöhen sich</li> <li>• Der Börsenpreis steigt, wenn fossile Erzeuger den Preis setzen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bei Gratiszuteilung erhöhen sich die Erlöse und Deckungsbeiträge aller Erzeuger</li> <li>• Nach Aussetzung der kostenlosen Zuteilung ab 2013 sinken die Deckungsbeiträge fossiler Erzeuger</li> <li>• Erzeuger mit emissionsfreien Grundlastkraftwerken profitieren durch höhere Marktpreise vom Emissionszertifikatshandel</li> </ul>
Leistungsdeckung nach ENTSO-E Methodik	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es sind stets ausreichende Erzeugungsreserven im Markt vorhanden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spitzenlastkraftwerke weisen geringe Einsatzzeiten auf</li> <li>• Unternehmen können Fixkosten ohne Quersubventionierung von Grundlastkraftwerken nicht erwirtschaften</li> </ul>

Tabelle 14: Zusammenfassung der Ergebnisse des Szenarios Strombörse und Vollkostendeckung

## 6.5 Strombörse und langfristige Planungssicherheit

**Prüfung These 2:** Das Modell der Strombörse gewährleistet Erzeugungsunternehmen, trotz veränderlicher Brennstoffpreise und schwankender dargebotsabhängiger Erzeugung, langfristige Planungssicherheit.

Anlagen der Elektrizitätswirtschaft zeichnen sich durch besonders hohe Lebensdauern aus. Dies bedeutet, getroffene Investitionsentscheidungen sind in der kurzen Frist nicht mehr rückgängig zu machen. In Verbindung mit der Kapitalintensität der Anlagen und den langen Zeiträumen der Kapitalwiedergewinnung erfordert dies eine besonders vorausschauende Planung zukünftiger Einnahmen und Ausgaben. Während die Fixkostenkomponente der Unternehmen gut prognostiziert werden kann, sind die Aufwendungen für Brennstoffe, die Erzeugung dargebotsabhängiger Kraftwerke und die zukünftigen Einnahmen aus dem Großhan-

delsmarkt mit Unsicherheiten behaftet. In Kapitel 6.5 wird mittels Variationsrechnungen und Sensitivitätsanalysen<sup>64</sup> untersucht, inwiefern unterschiedliche Entwicklungen

- des Öl-, Gas- und Kohlepreises,
- des Emissionszertifikatspreises,
- bzw. der Wind- und Wasserkrafterzeugung

die Planbarkeit des Börsenpreises und der Betriebsergebnisse der Unternehmen beeinflussen. Hierfür werden dem spanischen Markt realitätsgetreue Entwicklungen der Einflussfaktoren hinterlegt und die Ergebnisse miteinander verglichen. Auf Grund der Tatsache, dass sich die Planungssicherheit schwer quantifizieren lässt, wird unterstellt, dass These 2 zu verwerfen ist, wenn realitätsgetreue Szenarien sowohl zu Unternehmensgewinnen als auch zu Unternehmensverlusten führen können. Die Untersuchung gliedert sich entsprechend der betrachteten Einflussfaktoren in die Teilbereiche Brennstoffpreise (Kapitel 6.5.1), Emissionszertifikatspreise (Kapitel 6.5.2) und dargebotsabhängige Erzeugung (Kapitel 6.5.3).

### 6.5.1 Einfluss der Brennstoffpreise

Die Angebotslegung fossiler Erzeuger an der Strombörse wird wesentlich durch die Brennstoffkosten der Anlagen bestimmt. Im Kapitel Brennstoffpreise wird eine Simulation des Marktes unter Annahme möglicher Primärenergiepreisentwicklungen lt. Internationaler Energie Agentur (IEA) durchgeführt (Kapitel 6.5.1.1) sowie anhand einer Sensitivitätsanalyse die Abhängigkeit des Börsenpreises und der Betriebsergebnisse der Unternehmen von den einzelnen Primärenergieträgern untersucht (Kapitel 6.5.1.2 bis 6.5.1.4). Zusätzlich wird auch der Einfluss des Euro/Dollar-Wechselkurses ermittelt (Kapitel 6.5.1.5).

#### 6.5.1.1 IEA Primärenergiepreisszenarien

Die Preise der Primärenergieträger Öl, Gas und Kohle waren in den vergangenen Jahren deutlichen Schwankungen unterlegen (Abbildung 91). Nach einem Allzeithoch im Jahr 2008 kam es 2009, bedingt durch die Wirtschaftskrise, zu einem Rückgang das Preisniveau des Jahres 2007.

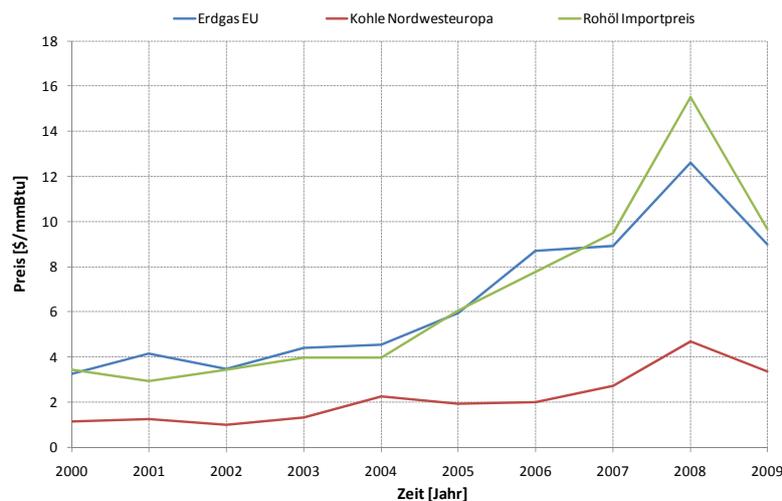


Abbildung 91: Entwicklung der Primärenergiepreise in Europa, Quellen (BP 2009, 16 ff), (EC 2010, 26 ff)

<sup>64</sup> vgl. (Stigler 1999, 184-185)

Auf Grund unterschiedlicher kurz- und langfristiger Einflussfaktoren, wie beispielsweise dem Wechselkurs, der Regulierung der Fördermengen oder der politischen Situation in den Förderregionen, ist die Prognose zukünftiger Primärenergiepreise mit großer Unsicherheit behaftet. Die Internationale Energie Agentur (IEA) veröffentlicht jährlich im Rahmen des sogenannten „World Energy Outlook“ mögliche Preisentwicklungen für die Primärenergieträger Öl, Gas und Kohle. Betrachtet man exemplarisch die Ölpreisprognosen der letzten Jahre, so zeigt sich die Abbildung 92 dargestellt Entwicklung.

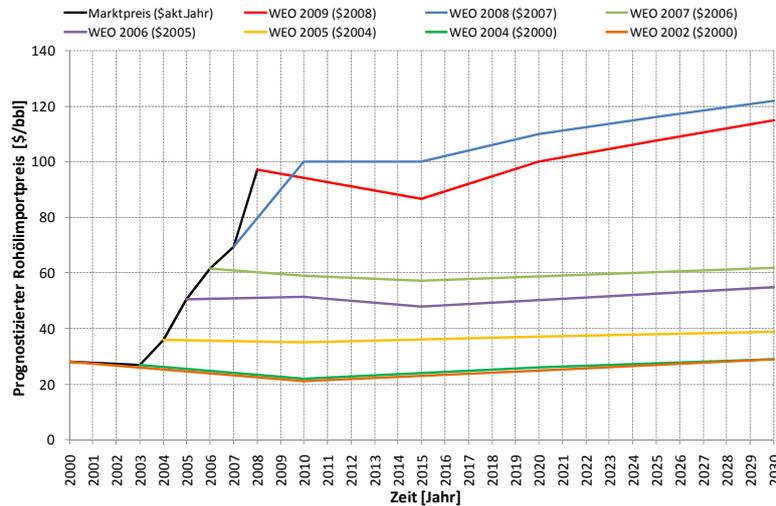


Abbildung 92: Prognose des Rohölimportpreises bis 2030 durch die IEA im Rahmen des "World Energy Outlook", Quelle („World Energy Outlook“ des jeweiligen Jahres)

### 6.5.1.1.1 Szenariodefinition

Um Aufschluss über die langfristige Planbarkeit zu erhalten, werden dem Simulationsmodell die IEA-Primärenergiepreisprognosen der Jahre 2006 bis 2009 (siehe Abbildung 92 bis Abbildung 94) hinterlegt und die Schwankungsbreite der Ergebnisse ermittelt<sup>65</sup>.

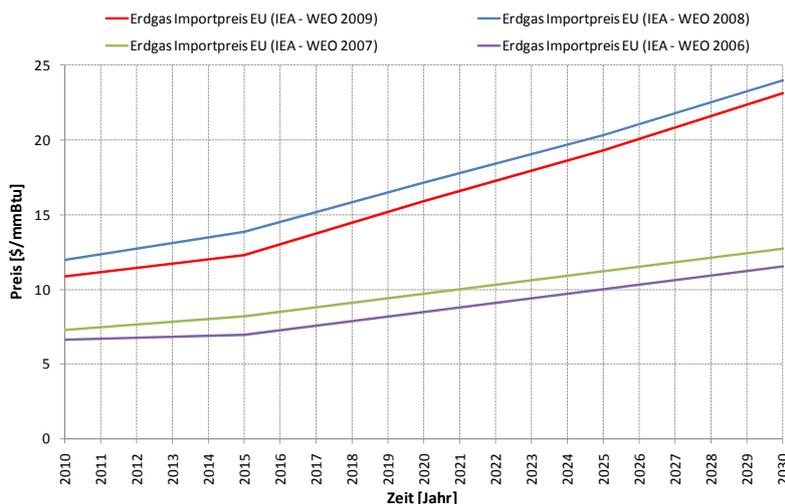


Abbildung 93: Prognostizierte Preisentwicklungen für Erdgas bis 2030, Quellen (IEA 2006, 61), (IEA 2007, 64), (IEA 2008, 68), (IEA 2009, 64)

<sup>65</sup> Wie die Untersuchung der Brennstoffpreisentwicklung lt. „Energy Information Administration“ (2009) zeigt, weichen die Importpreise für Rohöl im Durchschnitt weniger als 8 % von den Preisen für Heizöl schwer ab (siehe Daten „Projection Tables“). Daher werden die von der IEA prognostizierten Rohölimportpreise als Brennstoffpreise der Ölkraftwerke im Modell herangezogen.

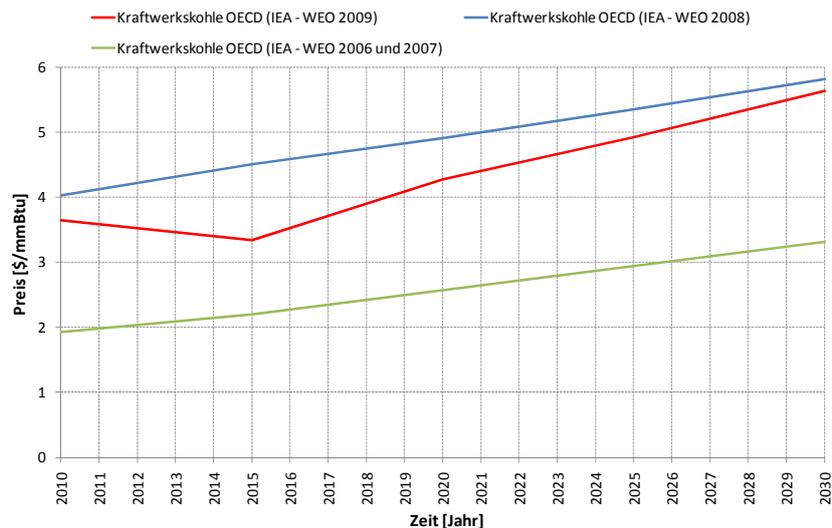


Abbildung 94: Prognostizierte Preisentwicklungen für Kraftwerkskohle bis 2030, Quellen, (IEA 2006, 61)(IEA 2007, 64), (IEA 2008, 68), (IEA 2009, 64)

Die Primärenergiepreise der Jahre 2000 bis 2009 entsprechen den tatsächlichen Werten lt. „BP Statistical Review of World Energy June 2009“ (2009, 16 ff).

### 6.5.1.1.2 Ergebnisse der Szenarien

#### Börsenpreisentwicklung

Die Entwicklung des Börsenpreises bis zum Jahr 2010 ist großen Schwankungen unterlegen. Wie der Vergleich des nominalen Börsenpreises in der Simulation mit den tatsächlichen jährlichen Durchschnittswerten der spanischen Strombörse OMEL zeigt, ist das Modell in der Lage, die Entwicklung im spanischen Markt realitätsnah abzubilden (Abbildung 95).

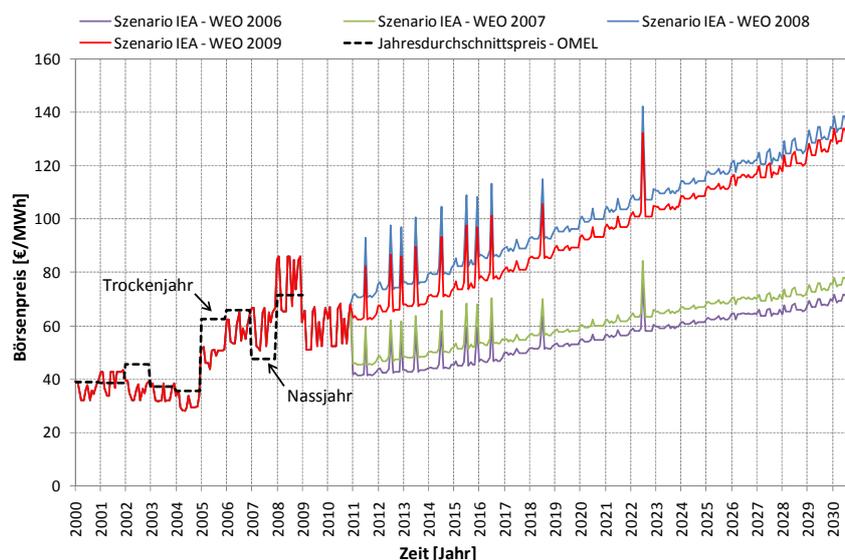


Abbildung 95: Entwicklung des nominalen Börsenpreises nach IEA Brennstoffpreisszenarien und tatsächlicher Jahresdurchschnittspreis, Quellen (Frederico und Vives 2008, 40), (OMEL 2010, 51)

Die Abweichungen in den Jahren 2005 und 2007 ergeben sich auf Grund besonders trockener bzw. wasserreicher Perioden<sup>66</sup>. Dieser Einflussfaktor wird in dem hier dargestellten Szenario noch nicht berücksichtigt, jedoch im Rahmen der Arbeit noch weiter untersucht.

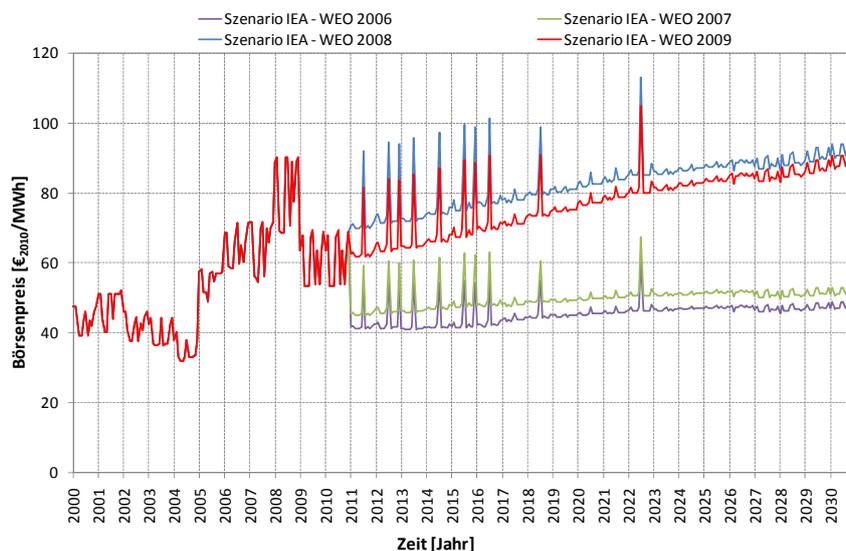


Abbildung 96: Entwicklung des realen Börsenpreises nach IEA Brennstoffpreisprognosen (Basisjahr 2010)

Die Prognoseunsicherheit bezüglich zukünftiger Primärenergiepreise spiegelt sich auch in der Darstellung mittels realer Geldwerte wider (Abbildung 96). Der Börsenpreis kann gemäß den untersuchten Szenarien langfristig zwischen 90 €<sub>2010</sub>/MWh und 50 €<sub>2010</sub>/MWh liegen und weist eine maximale Schwankungsbreite von 52 €<sub>2010</sub>/MWh bzw. 92 % auf<sup>67</sup>.

### Erzeugungsunternehmen 1

Das Betriebsergebnis des vorwiegend fossilen Erzeugungsunternehmens 1 unterscheidet sich in den untersuchten Szenarien deutlich (Abbildung 97). Geht man von einer Primärenergiepreisentwicklung gemäß WEO 2006 aus, so erwirtschaftet das Unternehmen ab dem Jahr 2015 Verluste. In den Szenarien nach WEO 2008 und 2009 ist das Unternehmen hingegen in der Lage, deutliche Gewinne zu erzielen. Der Unterschied des Betriebsergebnisses zwischen den einzelnen Szenarien beträgt bis zu 350 Mio. €/p.a. und kann langfristig sowohl zu Verlusten als auch zu Gewinnen führen. Die Einstellung der Gratiszertifikatszuteilung ab dem Jahr 2013 zeigt eine deutliche Auswirkung auf den Erzeuger. Durch die danach zusätzlich auftretenden Aufwendungen für Emissionszertifikate sinkt der Gewinn in allen untersuchten Szenarien.

<sup>66</sup> siehe auch (Frederico und Vives 2008, 95)

<sup>67</sup> 52 €/MWh im September 2022 und 92 % im Jahr 2030

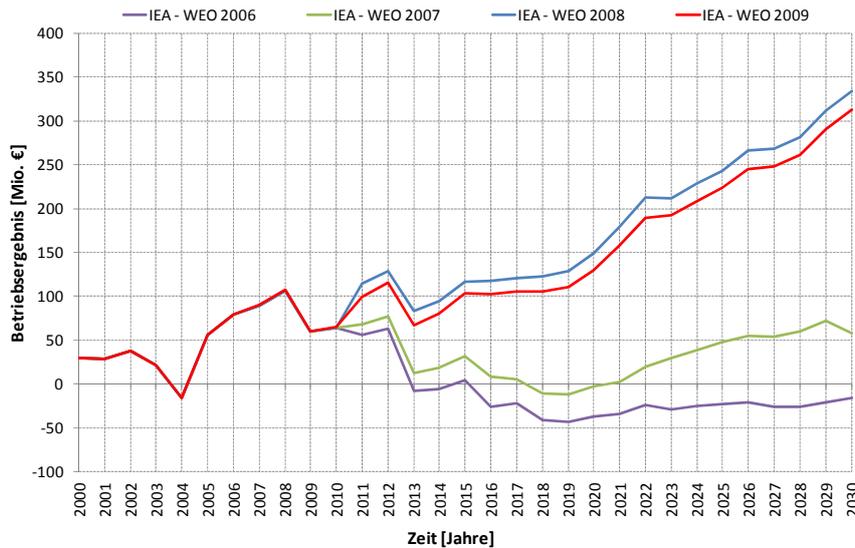


Abbildung 97: Mögliche Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Erzeugungsunternehmen 1

### Erzeugungsunternehmen 2

Das Erzeugungsunternehmen 2 produziert seine Energie vorwiegend aus Wind- und Wasserkraftanlagen. Wie die Analyse zeigt, ist das Unternehmen je nach Brennstoffpreisentwicklung in der Lage, ein positives Betriebsergebnis zu erzielen oder nicht (Abbildung 98).

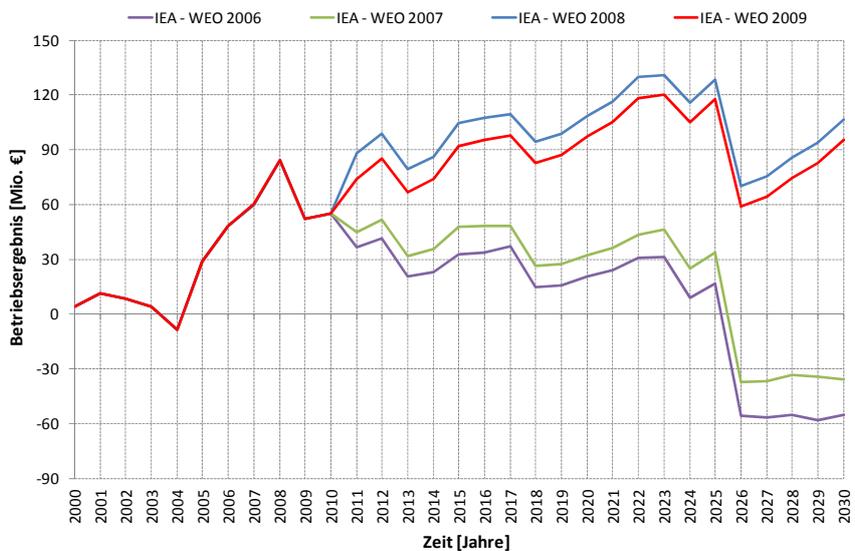


Abbildung 98: Mögliche Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Erzeugungsunternehmen 2

Auf Grund der abnehmenden spezifischen Deckungsbeiträge ist das Unternehmen bei niedrigen Brennstoffpreisen nicht im Stande, kapitalintensive Ersatzinvestitionen durchzuführen. Die in Folge des Ersatzes zweier außer Betrieb gehender Speicherkraftwerke in den Jahren 2018 und 2026 auftretenden Fixkosten (Abbildung 99), führen zu einem deutlichen Einbruch der Betriebsergebnisse. Im Falle einer niedrigen Brennstoffpreisentwicklung erwirtschaftet das Unternehmen ab diesem Zeitpunkt Verluste.

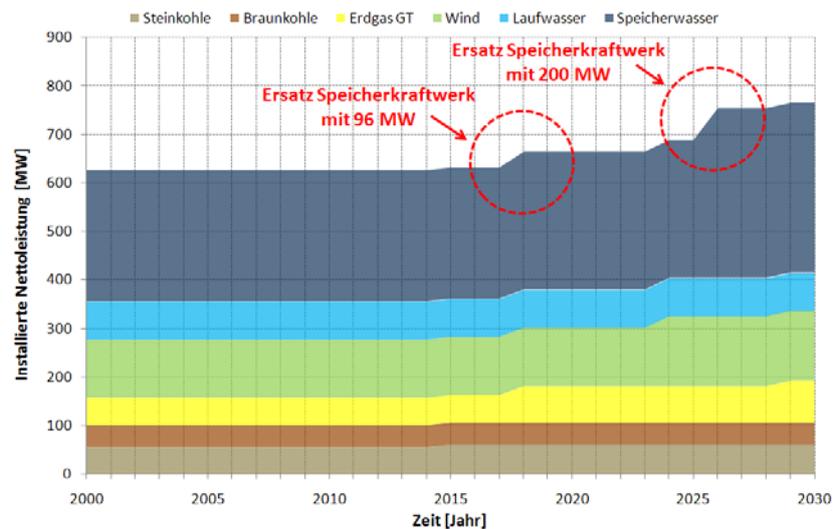


Abbildung 99: Entwicklung des Kraftwerksparks von Erzeugungsunternehmen 2

### Erzeugungsunternehmen 3

Das Erzeugungsunternehmen 3 ist mit seinen Spitzenlastkraftwerken in keinem der untersuchten Fälle in der Lage, ein positives Betriebsergebnis zu erzielen (Abbildung 100).

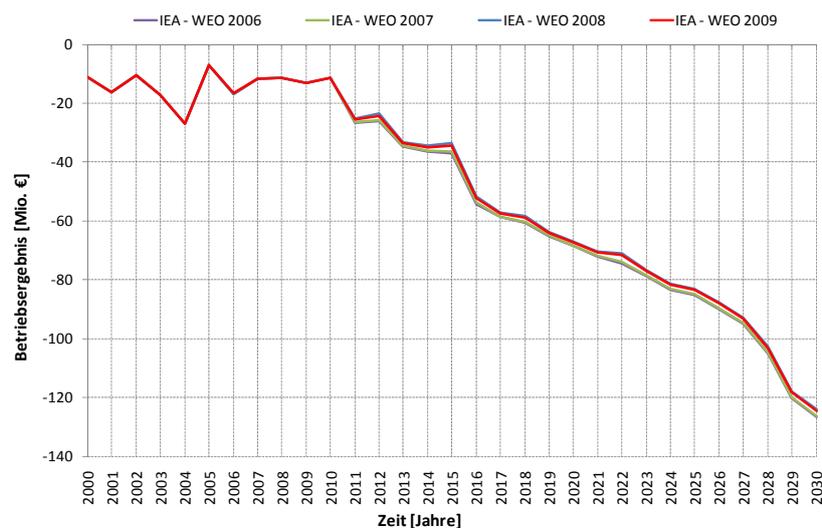


Abbildung 100: Mögliche Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Erzeugungsunternehmen 3

Diese Problematik zeigte sich bereits in der Untersuchung von These 1. Während im Falle von Unternehmen 2 höhere Brennstoffpreise zu einer Verbesserung der Situation führten, ist dies bei Unternehmen 3 nicht der Fall. Grund hierfür ist der schon beschriebene Effekt, dass Spitzenlastkraftwerke während der meisten Zeit des Jahres nicht zum Einsatz kommen bzw. in den wenigen Stunden in denen sie produzieren, den Marktpreis setzen. Geht man davon aus, dass sich der Marktpreis auf Grund der variablen Kosten der Erzeugung bildet, so ist das preissetzende Kraftwerk nicht in der Lage, einen Deckungsbeitrag zu erwirtschaften.

### Erzeugungsunternehmen 4

Das Erzeugungsunternehmen 4, welches ausschließlich Kernkraftwerke besitzt, ist in jedem der untersuchten Szenarien in der Lage, einen Gewinn zu erwirtschaften. Das Unternehmen profitiert von den höheren Brennstoffpreisen, welche die Grenzkosten der preissetzenden fossi-

len Kraftwerke erhöhen. Das Betriebsergebnis schwankt je nach Brennstoffpreisentwicklung um bis zu 270 Mio. €/p.a. bzw. 150 % (Abbildung 101).

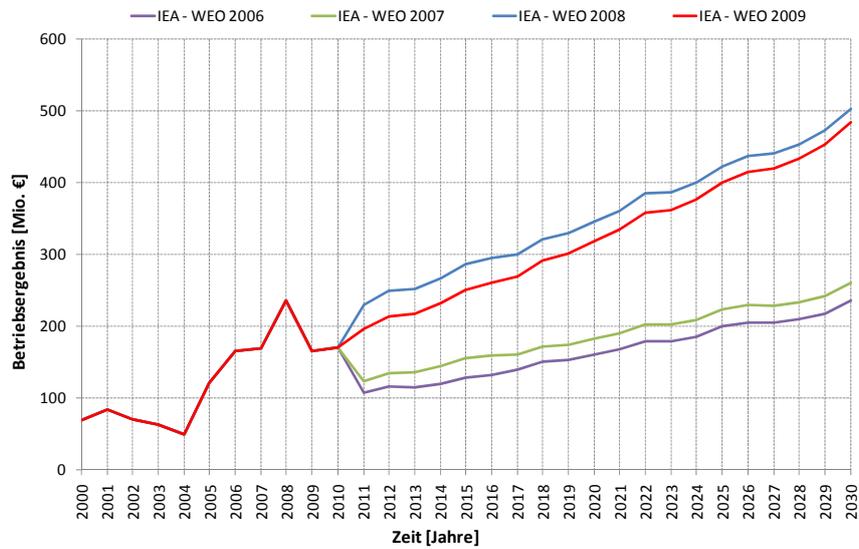


Abbildung 101: Mögliche Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Erzeugungsunternehmen 4

Abbildung 101 zeigt außerdem, dass das Unternehmen 4 durch die Einstellung der Gratiszertifikatszuteilung nicht beeinträchtigt wird. Das Betriebsergebnis entwickelt sich konstant und weist im Gegensatz zu den meisten fossilen Erzeugern im Jahr 2013 keinen Rückgang auf.

**Restunternehmen**

Das Restunternehmen, welches den übrigen Markt abbildet, ist bei einer Brennstoffpreisentwicklung gemäß den Prognosen von WEO 2008 und WEO 2009 in der Lage, Gewinne zu erzielen. Entwickeln sich die Preise gemäß WEO 2006 bzw. WEO 2007, so erwirtschaftet der gesamte restliche Markt ab dem Jahr 2011 Verluste (Abbildung 102).

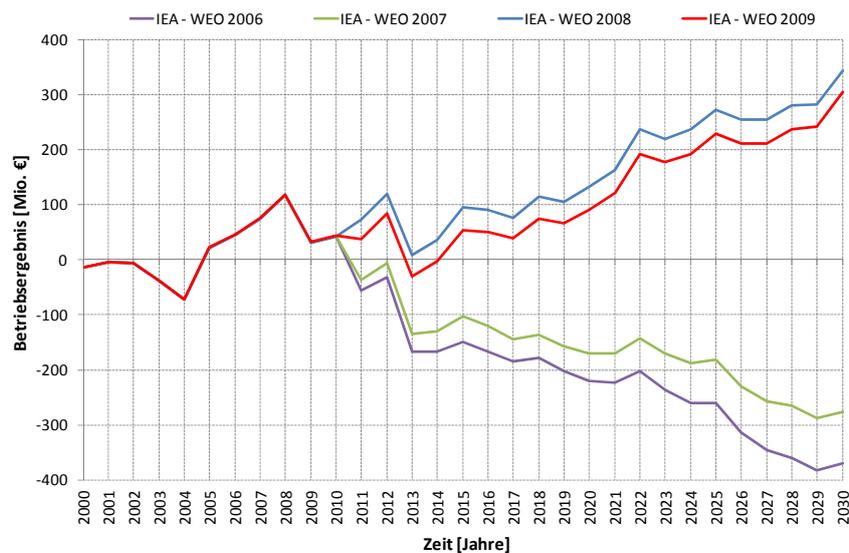


Abbildung 102: Mögliche Entwicklungen der Betriebsergebnisse des Restunternehmens

Das Restunternehmen zeichnet sich durch einen starken Zubau neuer Erzeugungsanlagen aus. Hierbei ist jedoch zu erwähnen, dass vor allem günstig zu errichtende Technologien zugebaut werden (Abbildung 103). Diese verursachen geringere Fixkosten als kapitalintensive Anlagen, wie beispielsweise Laufwasser- oder Speicherkraftwerke. Unter einem Ausbauszenario mit diesen kostenintensiven Technologien würden die Betriebsergebnisse des Restunternehmens deutlich einbrechen. Wie für die vorher betrachteten Erzeuger gilt auch für das Restunternehmen, dass das Betriebsergebnis langfristig große Schwankungsbreiten aufweist.

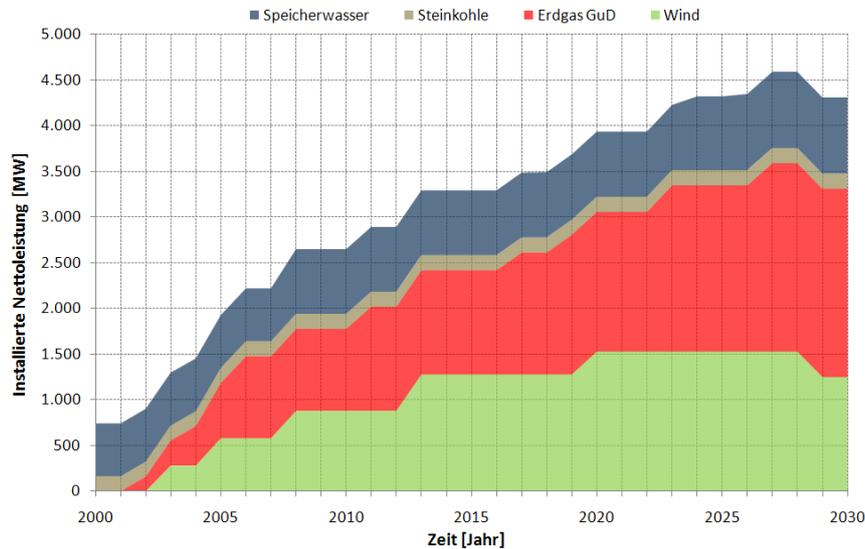


Abbildung 103: Entwicklung des Kraftwerksparks vom Restunternehmen

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Entwicklung der Brennstoffpreise einen wesentlichen Einfluss auf die Preise der Strombörse und damit auch auf die Ergebnisse der Erzeugungsunternehmen besitzt.

Um die konkrete Wirkungsweise der einzelnen Primärenergieträger zu ermitteln, wird nun eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, in der die Preise für Öl, Gas und Kohle variiert und die Börsenpreise bzw. Betriebsergebnisse miteinander verglichen werden.

## 6.5.1.2 Variation des Ölpreises

### 6.5.1.2.1 Szenariodefinition

In der ersten Analyse wird alleinig der Ölpreis variiert. In der Realität zeigt sich, dass der Gaspreis zumeist mit einer zeitlichen Verzögerung von sechs Monaten auf den Ölpreis reagiert und wie dieser steigt bzw. fällt<sup>68</sup>. Um die Wirkungsweise der einzelnen Primärenergieträger zu ermitteln, wird im Rahmen der Sensitivitätsanalyse jedoch immer nur ein Rohstoffpreis verändert. Die Prognoseberechnungen der Internationalen Energie Agentur (IEA) bzw. der Energy Information Administration (EIA) ergeben je nach Szenario eine durchschnittliche nominale Ölpreissteigerung zwischen 2,8 % und 4,6 % p.a. In der Sensitivitätsanalyse wird die Steigerung in den Grenzen von 1 % bis 5 % p.a. variiert und die Ergebnisse miteinander verglichen. Die Preissteigerung der übrigen Brennstoffe wird mit 2 % p.a. angenommen.

### 6.5.1.2.2 Ergebnisse des Szenarios

#### Entwicklung Börsenpreis und Betriebsergebnisse

Die Variation des Ölpreises zeigt im definierten Szenario nur eine geringe Wirkung auf die Preise der Strombörse und die Erlöse der Erzeugungsunternehmen. Dies ist dadurch zu erklären, dass ölbefeuerte Anlagen die höchsten Brennstoffkosten im Markt besitzen und unter Einhaltung der von ENTSO-E geforderten Reservekapazität von 5 %, sehr selten zum Einsatz kommen. Wäre der Anteil ölbefuener Anlagen im Markt höher, so würden diese öfters den Marktpreis setzen und die Variation des Ölpreises eine größere Wirkung zeigen. Abbildung 104 stellt das Betriebsergebnis von Erzeugungsunternehmen 1 im betrachteten Szenario exemplarisch dar. Wie ersichtlich, sind Ölkraftwerke nur in den Jahren 2018 und 2022 über einen längeren Zeitraum preissetzend, so dass die Preisvariation dort zu unterschiedlichen Betriebsergebnissen führt<sup>69</sup>.

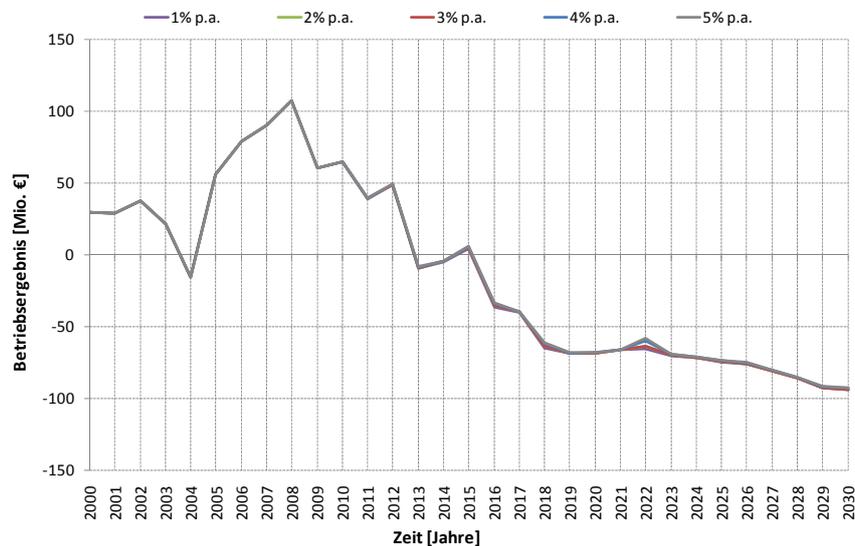


Abbildung 104: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Erzeugungsunternehmen 1 bei Variation des Ölpreises

<sup>68</sup> Dieser Effekt entsteht auf Grund der „Ölpreisbindung“ von Erdgas in vielen Märkten.

<sup>69</sup> Für die Entwicklung des realen Börsenpreises und der Betriebsergebnisse der restlichen Unternehmen siehe 11.3.1

### 6.5.1.3 Variation des Gaspreises

#### 6.5.1.3.1 Szenariodefinition

Die IEA geht in ihren Prognosen von einer durchschnittlichen nominalen Gaspreissteigerung zwischen 3,1 % und 4,4 % p.a. aus. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wird diese zwischen 1 % und 5 % p.a. variiert. Die Preissteigerung der restlichen Primärenergieträger wird wiederum mit 2 % p.a. angenommen.

#### 6.5.1.3.2 Ergebnisse des Szenarios

##### Börsenpreisentwicklung

Die Variation des Gaspreises zeigt im definierten Szenario eine deutliche Wirkung auf die Ergebnisse der Strombörse und Erzeugungsunternehmen. In Abbildung 105 ist die Entwicklung des Börsenpreises in realen Werten bei unterschiedlichen Gaspreissteigerungsraten dargestellt. Diese hohe Abhängigkeit zwischen dem Preis für Erdgas und dem Preis der Strombörse zeigt sich in den meisten liberalisierten Strommärkten (IEA 2007a, 85). Der Grund hierfür ist, dass gasbefeuerte Anlagen zumeist die marginale Erzeugungseinheit darstellen und damit den Börsenpreis setzen. Steigt der Preis für Erdgas, so steigen auch die für die Angebotslegung relevanten variablen Erzeugungskosten und damit der Stromgroßhandelspreis. Im definierten Szenario zeigt sich dieser Effekt, durch den forcierten Zubau von gasbefeuerten Anlagen, besonders deutlich. Die große Schwankungsbreite des Börsenpreises wirkt sich auch auf die möglichen Betriebsergebnisse der Erzeugungsunternehmen aus.

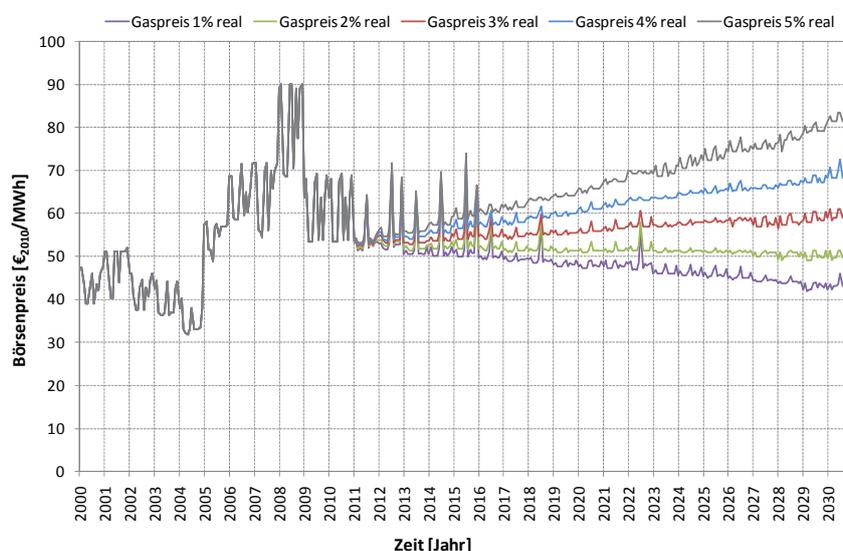


Abbildung 105: Entwicklung des Börsenpreises in realen Werten bei verschiedenen Gaspreissteigerungsraten (reale Werte Basis 2010)

##### Entwicklung der Betriebsergebnisse

Alle untersuchten Unternehmen weisen, ähnlich wie in den Szenarien lt. WEO, bei höheren Gaspreisen deutlich bessere Betriebsergebnisse auf. In Abbildung 106 ist die Entwicklung des Betriebsergebnisses von Unternehmen 1 exemplarisch dargestellt<sup>70</sup>. Der Erzeuger war im Falle der Variation des Ölpreises in keinem der untersuchten Szenarien in der Lage, nach dem Jahr

<sup>70</sup> Für die Entwicklung der restlichen Unternehmen siehe 11.3.2

2015 ein positives Betriebsergebnis zu erzielen. Unter Annahme einer langfristigen Gaspreissteigerung über 3 %p.a. ist er jedoch in der Lage, Gewinne zu erwirtschaften.

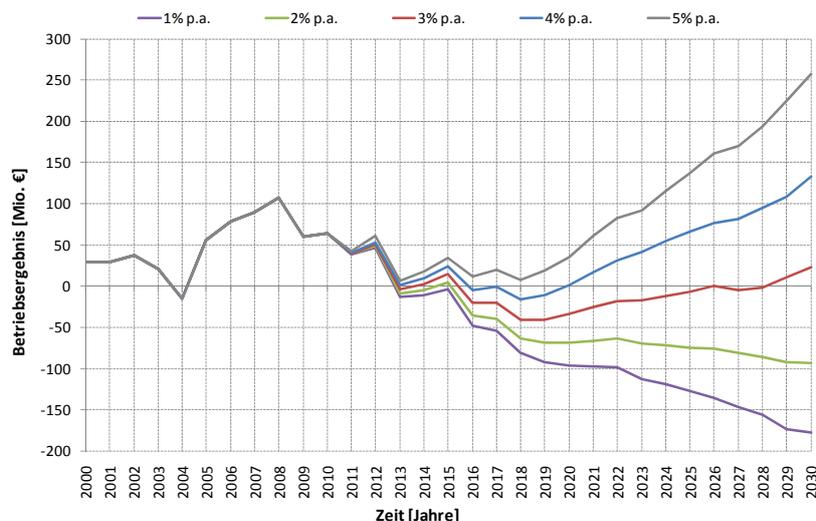


Abbildung 106: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Erzeugungsunternehmen 1 bei Variation des Gaspreises

### 6.5.1.4 Variation des Kohlepreises

#### 6.5.1.4.1 Szenariodefinition

Die Steigerung des Kohlepreises beträgt in den IEA Szenarien zwischen 2,1 % und 3,5% p.a. Die Variation in der Untersuchung erfolgt wiederum in den Grenzen zwischen 1 % p.a. und 5 % p.a. Die restlichen Brennstoffpreise steigen konstant mit 2 % p.a. Es ist hierbei zu erwähnen, dass lediglich der Preis für Stein- bzw. Kraftwerkskohle verändert wird, da es auf Grund des geringen Energieinhaltes von Braunkohle<sup>71</sup> praktisch keinen Großhandelsmarkt hierfür gibt. Stein- oder Kraftwerkskohle<sup>72</sup> wird hingegen sehr wohl über Börsenmärkte gehandelt<sup>73</sup> und ist daher auch marktbedingten Preisschwankungen unterlegen, deren Auswirkung hier untersucht wird.

#### 6.5.1.4.2 Ergebnisse des Szenarios

##### Börsenpreisentwicklung

Eine veränderte Preissteigerungsrate für Kohle zeigt nur eine geringe Auswirkung auf den Preis der Strombörse (Abbildung 107). Im definierten Szenario ergibt sich eine maximale Abweichung von 10 €/2010/MWh bzw. 20 % zwischen einer Preissteigerungsrate von 1 % und 5 % p.a. Diese geringe Auswirkung ist, wie schon bei der Variation des Ölpreises, auf den hohen Anteil gasbefuerter Anlagen zurückzuführen, welche zumeist den Preis setzen. Gleichzeitig führt eine Preissteigerung von 5 %, auf Grund des geringeren Kohlepreises<sup>74</sup>, zu einer

<sup>71</sup> Heizwerte verschiedener Primärenergieträger: Rohbraunkohle ca. 2,2 kWh/kg, Steinkohle ca. 7,5 bis 9 kWh/kg, Heizöl schwer ca. 11 kWh/kg, Heizöl leicht ca. 11,8 kWh/kg, Erdgas ca. 9,7 bis 12,5 kWh/m<sup>3</sup> (entspricht ca. 10,5 kWh/kg) (diverse Quellen)

<sup>72</sup> Die Begriffe Steinkohle und Kraftwerkskohle werden im Rahmen dieser Arbeit synonym verwendet.

<sup>73</sup> siehe z.B. EEX Terminmarkt für Kohle

<sup>74</sup> Angenommene Brennstoffkosten im Szenario: Steinkohle 10,46 €/2006/MWh<sub>thermisch</sub>; Gas 20,83 €/2006/MWh<sub>thermisch</sub>; Öl 21,91 €/2006/MWh<sub>thermisch</sub>

geringeren absoluten Preisänderung als die Variation des Gas- bzw. Ölpreises um diesen Faktor. Dies bedeutet, dass der Kohlepreis in absoluten Werten keinen solch ausgeprägten Schwankungen unterliegt wie der Öl- oder Gaspreis und damit auch geringere Strompreisschwankungen hervorruft.

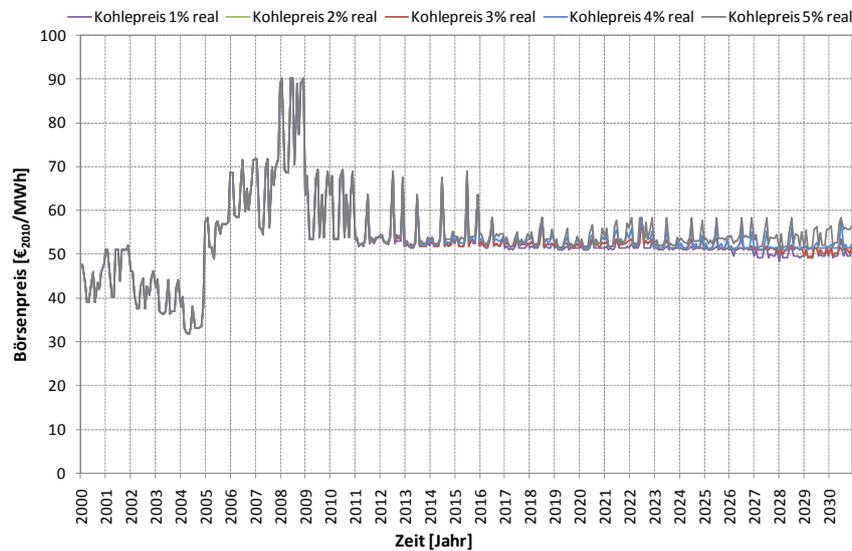


Abbildung 107: Entwicklung des Börsenpreises in realen Werten bei verschiedenen Kohlepreissteigerungsraten (reale Werte Basis 2010)

**Entwicklung der Betriebsergebnisse**

Die Auswirkung der Kohlepreisvariation auf die Betriebsergebnisse der Erzeugungsunternehmen ist von der Zusammensetzung des Kraftwerksparks abhängig. Unternehmen mit einem hohen Anteil steinkohlebefuerter Anlagen, wie z.B. Erzeugungsunternehmen 1, weisen deutliche Änderungen des Betriebsergebnisses auf (Abbildung 108). Dies ist damit zu erklären, dass durch die Erhöhung des Steinkohlepreises auch die variablen Erzeugungskosten dieser Anlagen steigen. Setzt eine teurere Technologie den Marktpreis, so sinken die Deckungsbeiträge kohlebefuerter Anlagen und das Betriebsergebnisse der Eigentümer.

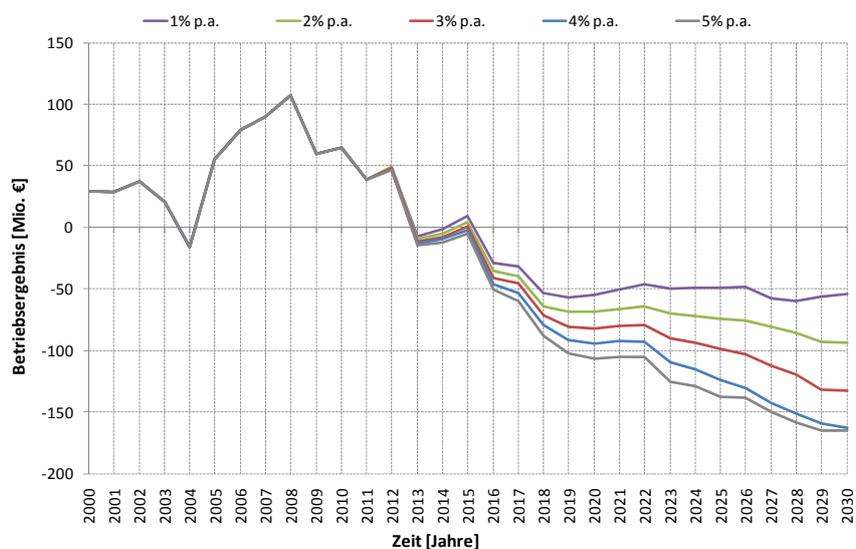


Abbildung 108: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 1 bei Variation des Kohlepreises

Die Betriebsergebnisse von Erzeugern ohne Kohlekraftwerke, wie z.B. von Kernkraftwerksbetreiber Unternehmen 4, variieren nur geringfügig mit dem Kohlepreis (Abbildung 109). Auftretende Schwankungen kommen lediglich durch die geringfügig abweichenden Börsenpreise zu Stande.

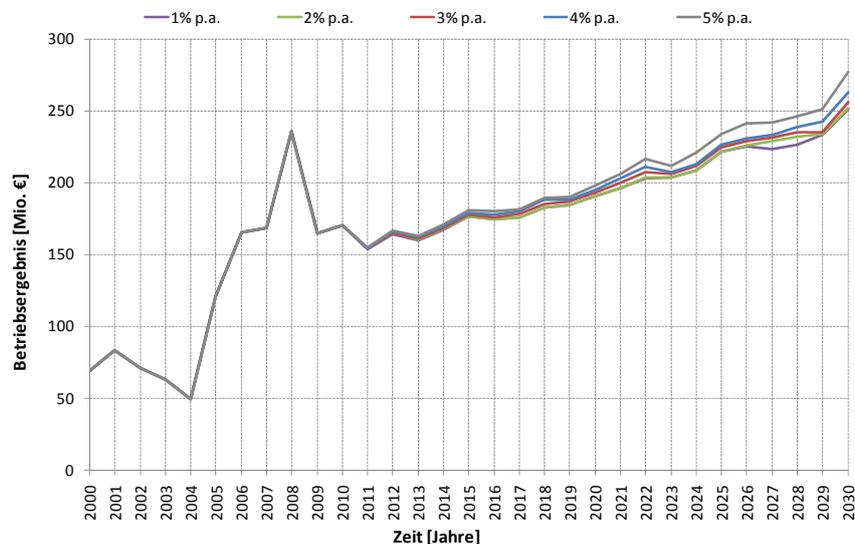


Abbildung 109: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 4 bei Variation des Kohlepreises

### 6.5.1.5 Variation des Wechselkurses

Ein Einflussfaktor auf die Energiepreise, dem in den meisten Betrachtungen nur relativ geringe Aufmerksamkeit geschenkt wird, ist der Euro/Dollar-Wechselkurs. Dieser beeinflusst jedoch die Preise von Importgütern in Europa wesentlich. Durch die historisch bedingte Bindung der Primärenergiepreise an den amerikanischen Dollar, werden Brennstoffpreisänderungen in Europa je nach Wechselkurs verstärkt oder abgeschwächt. In den letzten Jahren profitierte Europa vom hohen Stand des Euros, wodurch Öl, Gas und Kohle deutlich günstiger beschafft werden konnten. Bedingt durch die Finanzkrise und defizitären Staatshaushalte mancher europäischer Länder ist der Stand des Euros jedoch seit Beginn des Jahres 2010 deutlich gesunken und damit die Beschaffungskosten für Primärenergieträger gestiegen.

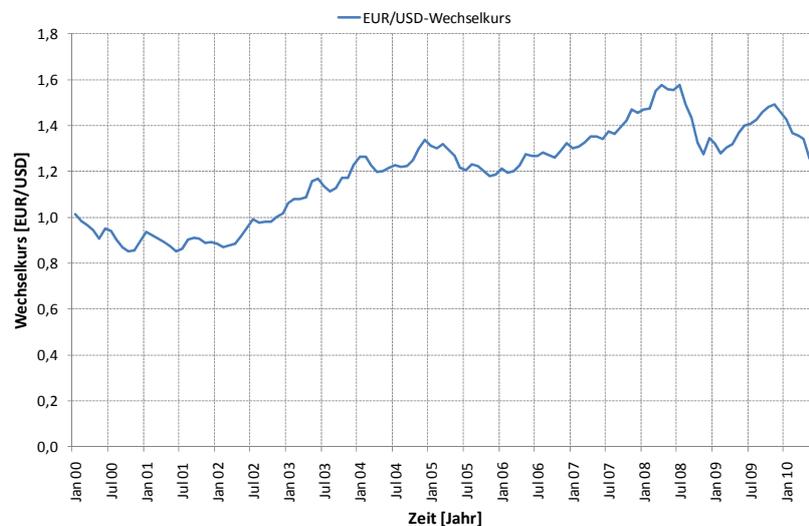


Abbildung 110: Zeitliche Entwicklung des Euro/Dollar-Wechselkurses, Quelle (UBC 2010)

Wie die Untersuchung des Euro/Dollar-Wechselkurs seit dem Jahr 2000 zeigt (Abbildung 110), schwankte dieser in einem Bereich von 0,852 und 1,575 EUR/USD<sup>75</sup> (UBC 2010). Die Auswirkungen solcher Schwankungen auf den Börsenpreis und die Betriebsergebnisse der Unternehmen soll nun untersucht werden.

#### 6.5.1.5.1 Szenariodefinition

In den bisherigen Betrachtungen wurde für die Periode nach dem Jahr 2010 eine Wechselrate von 1,25 EUR/USD angenommen<sup>76</sup>. In Rahmen der folgenden Untersuchung wird die Wechselrate zwischen dem historischen Maximum<sup>77</sup> von 1,575 EUR/USD und dem historischen Minimum<sup>77</sup> von 0,852 EUR/USD variiert und die Ergebnisse miteinander verglichen. Als Szenario für die Brennstoffpreisentwicklung wird die IEA-Prognose lt. „World Energy Outlook 2009“ herangezogen (IEA 2009, 64).

#### 6.5.1.5.2 Ergebnisse des Szenarios

##### Börsenpreisentwicklung

Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass der Euro/Dollar-Wechselkurs einen wesentlichen Einfluss auf den Preis der Strombörse ausübt (Abbildung 111).

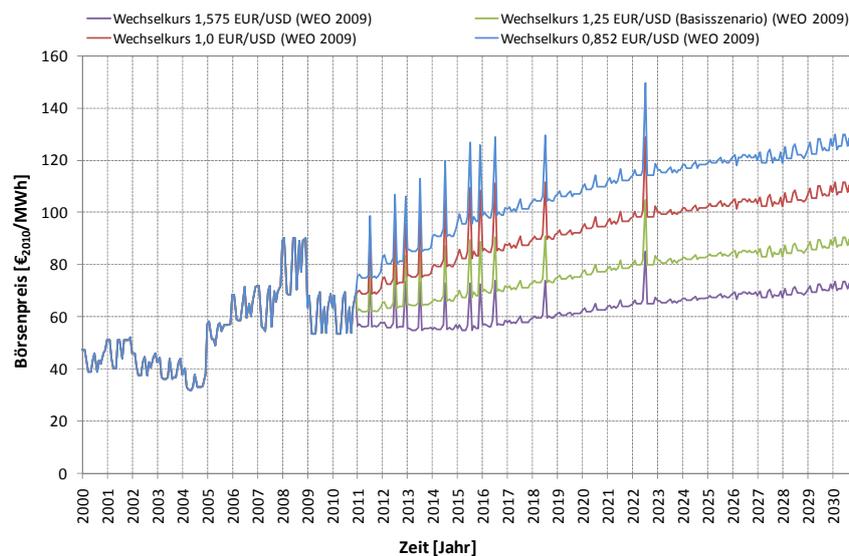


Abbildung 111: Entwicklung des Börsenpreises in realen Werten bei verschiedenen Wechselkursen (reale Werte Basis 2010)

Bei einem steigenden Wert des Euro gegenüber dem Dollar sinken die Preise der Strombörse und umgekehrt. Die hohe Sensitivität des Börsenpreises gegenüber dem Wechselkurs ergibt sich aus dem Umstand, dass dieser nicht nur die Preise einzelner Primärenergieträger beeinflusst, sondern aller in Dollar-Preisen abgerechneten Energieträger. In den untersuchten Sze-

<sup>75</sup> monatliche Durchschnittswerte

<sup>76</sup> Vor dem Jahr 2010 werden die Preise der Primärenergieträger mit dem durchschnittlichen Wechselkurs des jeweiligen Jahres umgerechnet. Als Datenbasis dienen dabei die von University of British Columbia (2010) veröffentlichten Werte.

<sup>77</sup> seit dem Jahr 2000

narien ergibt sich dadurch eine maximale Schwankungsbreite von  $64,5 \text{ €}_{2010}/\text{MWh}^{78}$  bzw.  $77 \text{ ‰}^{79}$ .

### Entwicklung der Betriebsergebnisse

Auch die prognostizierten Betriebsergebnisse der Erzeugungsunternehmen zeigen eine hohe Abhängigkeit gegenüber dem jeweiligen Wechselkurs. Dabei ist die Zusammensetzung des Kraftwerksparks unerheblich. Sowohl Erzeugungsunternehmen 1 mit einem hohen Anteil fossiler Erzeugung (Abbildung 112), als auch Erzeugungsunternehmen 4 ohne fossile Kraftwerke (Abbildung 113), weisen mit dem Wechselkurs schwankende Betriebsergebnisse auf.

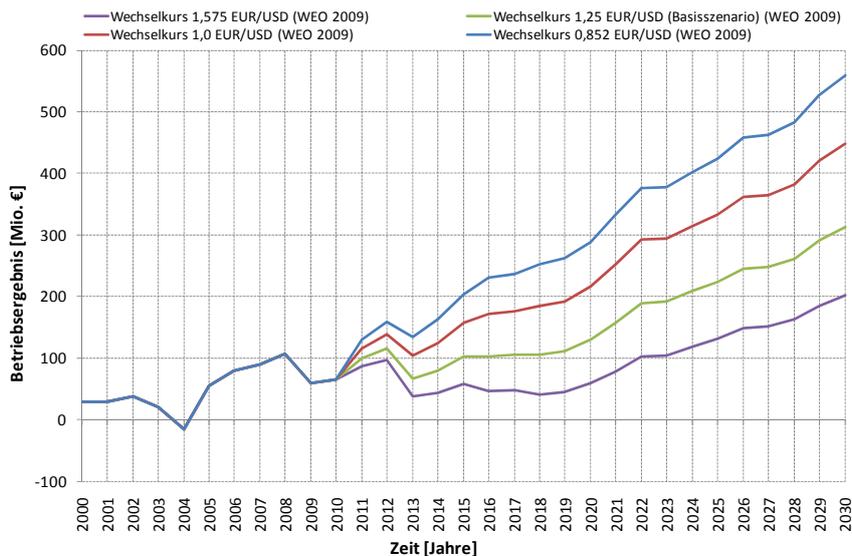


Abbildung 112: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 1 bei Variation des Wechselkurses

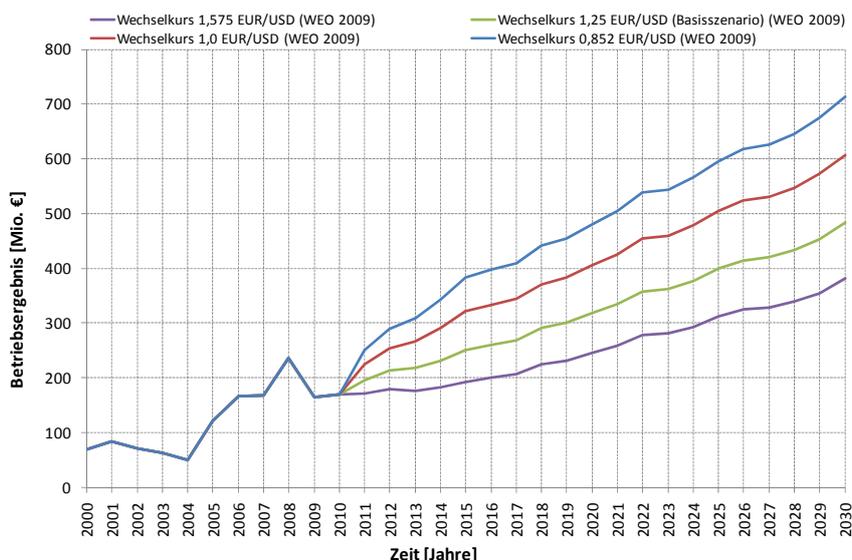


Abbildung 113: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 4 bei Variation des Wechselkurses

<sup>78</sup> im Juli 2022

<sup>79</sup> ab Jänner 2029, Schwankungsbreite immer bezogen auf das Szenario mit dem geringstem Börsenpreis

Da dem Szenario die Brennstoffpreisentwicklung lt. „World Energy Outlook 2009“ hinterlegt ist, welche künftig von einem hohen Primärenergiepreisniveau ausgeht, sind die meisten Erzeugungsunternehmen nach dem Jahr 2010 in der Lage, deutliche Gewinne zu erzielen. Hinterlegt man dem Szenario jedoch die Preisentwicklung lt. „World Energy Outlook 2007“, so sinken die Betriebsergebnisse gegenüber der bisherigen Betrachtung deutlich (Abbildung 114). Die Prognosen zukünftiger Wechselkurse und Primärenergiepreisentwicklungen sind mit großer Unsicherheit behaftet. Da diese Faktoren die Ergebnisse der Strombörse wesentlich beeinflussen, erhöht sich auch das Investitionsrisiko der Erzeugungsunternehmen. Im Falle eines risikoaversen Verhaltens der Unternehmen kann eine solche Entwicklung zum Ausbleiben notwendiger Investitionen führen (Neuhoff und de Vries 2004, 253 ff).

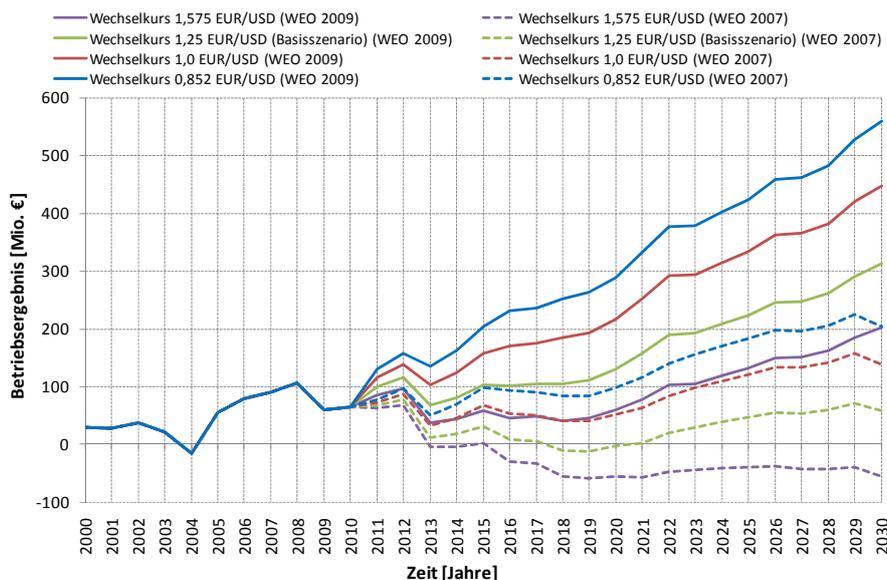


Abbildung 114: Vergleich der Betriebsergebnisse nach WEO 2009 und WEO 2007 bei Variation des Wechselkurses

### 6.5.1.6 Zusammenfassung Einfluss von Brennstoffpreisen

Primärenergiepreisprognosen sind im Allgemeinen mit großer Unsicherheit behaftet (siehe Abbildung 92). Da die Preise der Strombörse eng an die Brennstoffkosten der Erzeugungsanlagen gekoppelt sind, wirkt sich diese Unsicherheit auch auf die Ergebnisse der Strombörse sowie der am Markt teilnehmenden Unternehmen aus. Wie die untersuchten Brennstoffpreisszenarien zeigen, ist es je nach Entwicklung möglich, dass Unternehmen langfristig Gewinne oder Verluste erwirtschaften. In Anbetracht der Langlebigkeit und Kapitalintensität der Anlagen ist diese Planungsunsicherheit problematisch. Aktuelle Entwicklungen in liberalisierten Strommärkten zeigen, dass dieser Umstand zu einer vermehrten Errichtung weniger kapitalintensiver Erzeugungsanlagen, wie z.B. Gas- und Dampfkraftwerke, führt. Diese stellen in einem Umfeld mit unsicherer Ertragslage ein geringeres finanzielles Risiko dar als Anlagen mit hohen fixen Kosten (IEA 2007a, 85 ff)<sup>80</sup>. Wie die Untersuchung von These 1 zeigt, kann eine solche Entwicklung jedoch Probleme in der Preisbildung der Strombörse mit sich bringen.

In den getätigten Untersuchungen zeigte die Variation des Gaspreises die größte Auswirkung auf den Börsenpreis und die Betriebsergebnisse der Unternehmen. Diese Abhängigkeit ist in den meisten wettbewerblichen Strommärkten zu beobachten (IEA 2007a, 85). Grund hierfür

<sup>80</sup> siehe hierzu auch (IEA 2007a, 95) oder (IEA 2007a, 136)

ist das sogenannte Einheitspreisverfahren, bei dem die teuerste noch zum Einsatz kommende Einheit den Marktpreis setzt. In vielen Fällen sind dies derzeit Gas- und Dampfkraftwerke. Die Variation des Ölpreises besitzt, auf Grund des geringen Anteils ölbefeuerten Anlagen im simulierten Markt, nur einen sehr geringen Einfluss auf den Börsenpreis. In Märkten mit einem höheren Anteil an Ölkraftwerken kann die Variation sehr wohl größere Auswirkungen zeigen. Generell ist der Anteil ölbefeuerten Anlagen jedoch in den meisten Märkten rückläufig. Der Kohlepreis ändert sich in absoluten Werten gegenüber dem Öl- und Gaspreis nur geringfügig. Er beeinflusst das Börsenergebnis daher auch nur unwesentlich. Die Deckungsbeiträge von kohlebefeuerten Anlagen können sich jedoch je nach Szenario deutlich unterscheiden. Grund sind die hohen Volllaststunden dieses Kraftwerkstyps, welche selbst bei geringfügigen Abweichungen der variablen Kosten zu großen Erlöseinbußen führen.

Ein nicht zu vernachlässigender Einflussfaktor auf den Strompreis in Europa ist der Wechselkurs. Da die meisten Primärenergiepreise an den US-Dollar gekoppelt sind, kann der Wechselkurs Brennstoffpreisänderungen abschwächen oder verstärken. Sinkende Wechselkurse, wie sie in letzter Zeit in Europa zu beobachten waren, können die Primärenergiepreise und damit auch die Preise der Strombörse signifikant erhöhen.

Nun folgend wird die Wirkung des Emissionshandels auf den Börsenpreis und die Betriebsergebnisse untersucht.

### 6.5.2 Einfluss der Emissionszertifikate

Der Emissionshandel in der Europäischen Union wurde mit dem 1. Januar 2005 eingeführt und verfolgt den Zweck, Treibhausgasemissionen durch deren Bepreisung zu senken. Langfristig soll damit das Erreichen der im Kyoto-Protokoll festgelegten Klimaschutzziele sichergestellt werden. Der Emissionshandel in der europäischen Union gliedert sich in mehrere Phasen. Im Rahmen der Phasen I (2005 bis 2007) und II (2008 bis 2012) wurden den Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft Emissionszertifikate gratis zugeteilt. Die soll sich in Phase III (2013 bis 2020) ändern. Ab dem Jahr 2013 ist es geplant, dass Stromerzeuger ihre Emissionszertifikate über den Markt beschaffen müssen. Dies führt dazu, dass die Zertifikatskosten ausgabewirksam werden und nicht wie derzeit reine Opportunitätskosten darstellen<sup>81</sup>. Im Rahmen der folgenden Untersuchungen soll ermittelt werden, wie unterschiedliche Zertifikatspreise die Ergebnisse der Strombörse und Erzeugungsunternehmen beeinflussen.

In der Vergangenheit waren Emissionszertifikatspreise großen Schwankungen unterlegen. Es zeigte sich zudem eine hohe Abhängigkeit gegenüber der momentanen Brennstoffpreisentwicklung im Markt (vgl. Abbildung 91 und Abbildung 115).

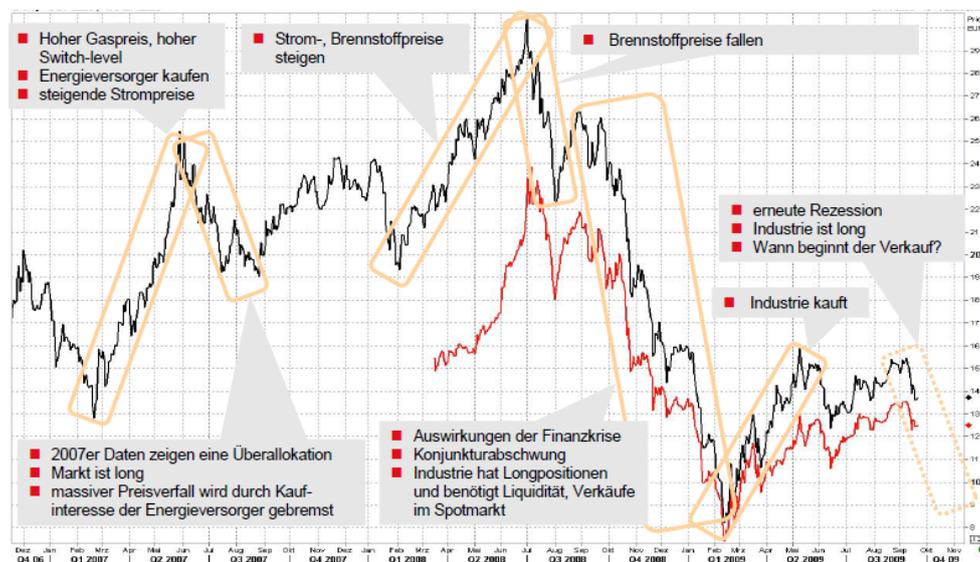


Abbildung 115: Zeitliche Entwicklung der EU-Emissionszertifikatspreise, Quelle (UniCredit 2009, 11)<sup>82</sup>

Die Prognosen zukünftiger Zertifikatspreise variieren je nach Quelle deutlich (Abbildung 116). Desweiteren ist unklar, ob das Europäische Emissionshandelssystem über das Jahr 2020 hinaus fortgeführt wird oder nicht. Auch solche regulatorischen Unsicherheiten beeinflussen die Planbarkeit zukünftiger Einnahmen von Erzeugungsunternehmen negativ und können zur Verzögerung von Investitionen führen, bis Klarheit über die schlussendlichen Rahmenbedingungen herrscht.

<sup>81</sup> Die europäische Union stellt es einigen Mitgliedsstaaten jedoch offen, unter bestimmten Bedingungen, von dieser Regel abzuweichen und Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft auch nach dem Jahr 2012 einen Teil der Zertifikate gratis zuzuteilen (EC 2009a, 17).

<sup>82</sup> rote Linie: Preis für eine European Allowance Unit (EUA)  
schwarze Linie: Preis für eine Certified Emission Reduction (CER)

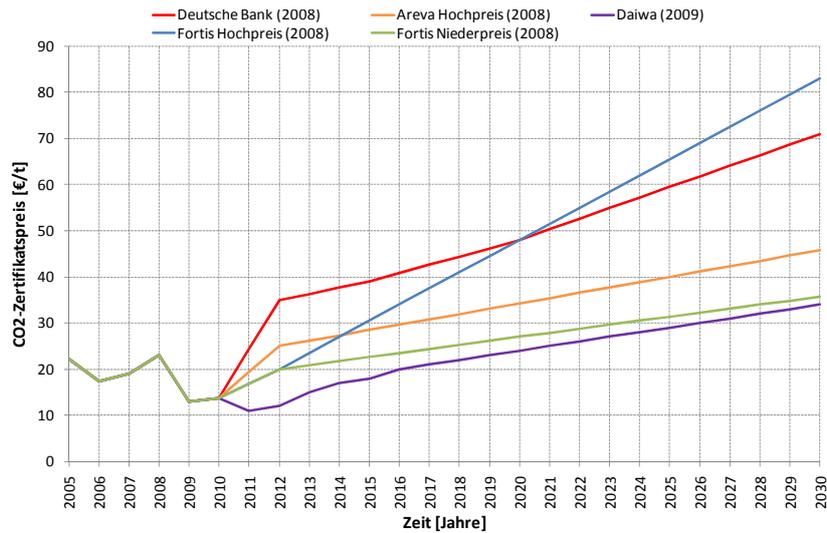


Abbildung 116: Mögliche Entwicklungen des Emissionszertifikatspreises, Quellen (Deutsche Bank 2008, 31), (Areva 2008, 22), (Daiwa 2009, 4), (Fortis 2008, 13) <sup>83</sup>

### 6.5.2.1 Szenariodefinition

In der Untersuchung werden dem Modell bis zum Jahr 2010 die tatsächlichen Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise hinterlegt bzw. ab dem Jahr 2010 die prognostizierten Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2009 und Zertifikatspreise lt. den in Abbildung 116 angeführten Prognosen. Als Ausgangsszenario für die Entwicklung des Kraftwerksparks dient wiederum der modellierte spanische Markt.

### 6.5.2.2 Ergebnisse des Szenarios

#### Börsenpreisentwicklung

Wie die Ergebnisse der Szenarien zeigen, reagieren die Preise der Strombörse auf die Preisänderung der Emissionszertifikate. In den untersuchten Szenarien stellte sich langfristig eine maximale Abweichung des Börsenpreises von  $12,3 \text{ €}_{2010}/\text{MWh}$  bzw. 13 % ein (Abbildung 117).

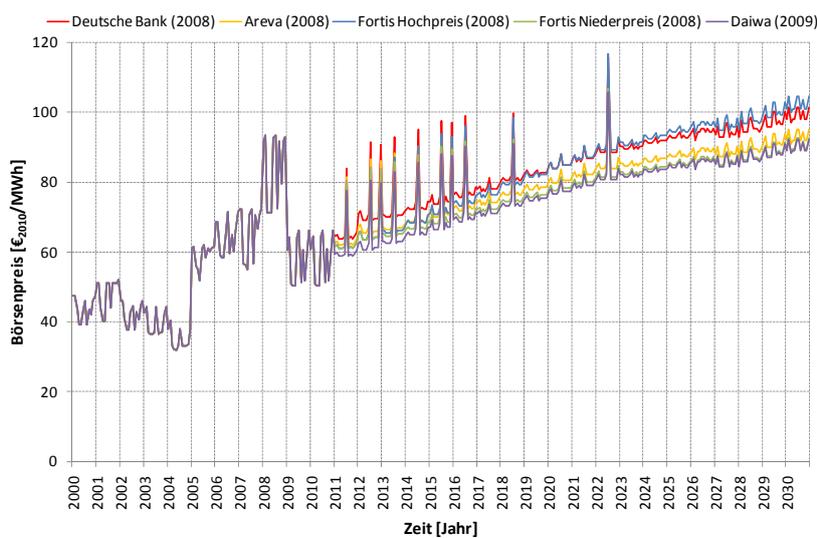


Abbildung 117: Entwicklung des realen Börsenpreises bei unterschiedlichen Emissionspreisen (Basisjahr 2010)

<sup>83</sup> Bei Angaben bis 2020 wird die Preisentwicklung mit gleicher Tendenz bis 2030 extrapoliert.

### Entwicklung der Betriebsergebnisse

Auch die Betriebsergebnisse der Erzeugungsunternehmen werden durch die variierenden Emissionszertifikatspreise beeinflusst. Im Falle des vorwiegend fossilen Erzeugungsunternehmens 1 sinkt das Betriebsergebnis durch die Einstellung der Gratiszuteilung im Jahr 2013 deutlich. Zudem kehrt sich die Vorteilhaftigkeit des fossilen Kraftwerksparks um. Führen hohe Zertifikatspreise vor 2013 zu höheren Gewinnen fossiler Erzeuger, so sinken diese nach Aufhebung der Gratiszuteilung bei höheren Emissionspreisen (Abbildung 118). Über den gesamten Betrachtungszeitraum ergibt sich im definierten Szenario für Unternehmen 1 eine maximale Abweichung des Gewinns von 65 Mio. € bzw. 52 %<sup>84</sup>.

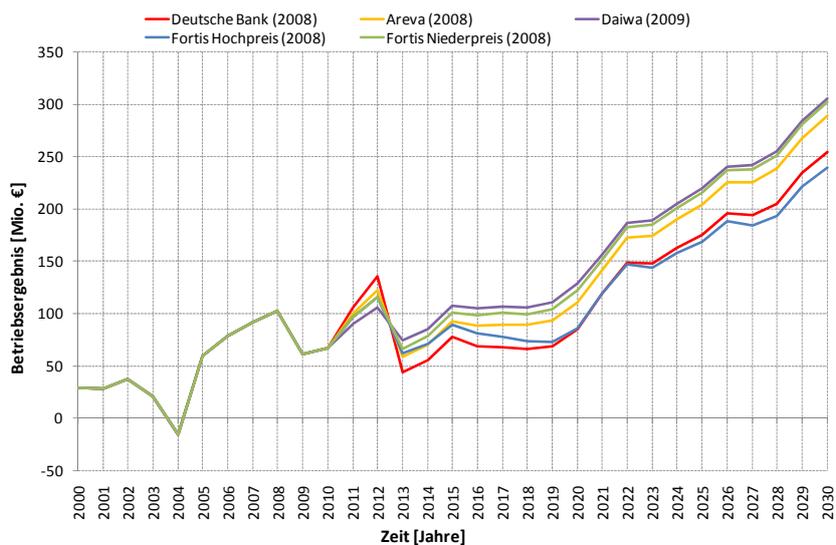


Abbildung 118: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 1 bei verschiedenen Emissionspreisen

Auch das Betriebsergebnis von emissionsfreien Erzeugern wird in den untersuchten Szenarien beeinflusst. Die unterschiedlichen Zertifikatskosten des preissetzenden Kraftwerks führen zu unterschiedlichen Börsenpreisen und damit auch zu unterschiedlichen Erlösen von emissionsfreien Erzeugern, wie den Kernkraftwerksbetreiber Unternehmen 4 (Abbildung 119).

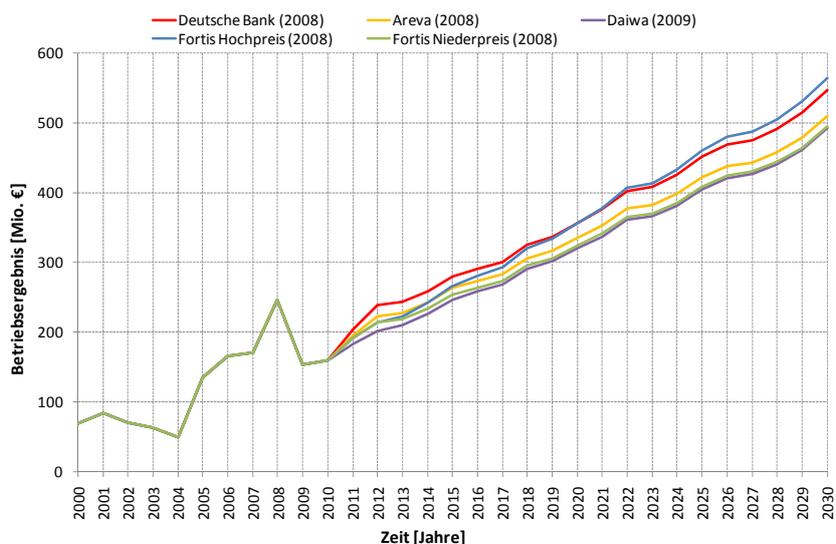


Abbildung 119: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 4 bei verschiedenen Emissionspreisen

<sup>84</sup> 65 Mio. im Jahr 2030 und 52 % im Jahr 2019

Aus dem Vergleich von Abbildung 118 und Abbildung 119 zeigt sich, dass das Betriebsergebnis nicht fossiler Erzeuger bei höheren Zertifikatspreisen steigt, während jenes fossiler Kraftwerksbetreiber sinkt. Somit verstärken höhere Zertifikatspreise den Anreiz zur Errichtung CO<sub>2</sub>-freier Erzeugungsanlagen, wie dies teilweise schon in der Prüfung von These 1 gezeigt wurde.

Bei der Untersuchung der Auswirkung unterschiedlicher Emissionszertifikatspreise muss, wie schon beim Einfluss des Kohlepreises, zwischen der Wirkung auf den Börsenpreis und der Wirkung auf das Betriebsergebnis unterschieden werden. So ergibt sich beispielsweise die Abweichung des Betriebsergebnisses von Unternehmen 4 rein durch die Schwankung des Börsenpreises, während im Fall von Unternehmen 1 auch die variierenden Deckungsbeiträge der nicht preissetzenden Kraftwerke im Betriebsergebnis abgebildet werden. Diese Deckungsbeiträge schwanken auf Grund der unterschiedlichen Zertifikatskosten in den einzelnen Szenarien.

Desweiteren ist die Auswirkung auf die Unternehmen auch von der gehandelten Energiemenge abhängig. Je mehr Energie ein Unternehmen verkauft, desto stärker wirkt sich die Änderung des Zertifikatspreises auf das Betriebsergebnis aus. So zeigt sich beispielsweise im Fall von Unternehmen 2, mit einer geringeren Absatzmenge als Unternehmen 4, auch nur eine geringere Auswirkung der Zertifikatspreisvariation auf das Betriebsergebnis.

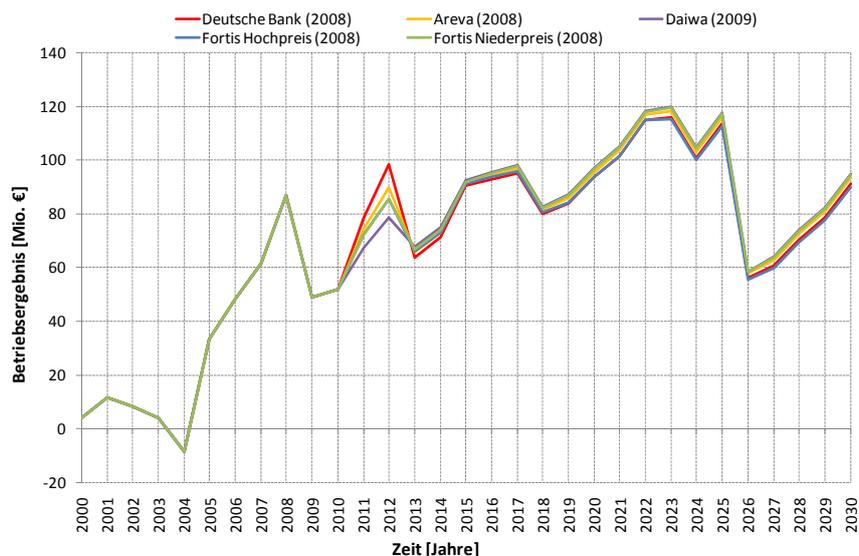


Abbildung 120: Entwicklung des Betriebsergebnisses von Unternehmen 2 bei verschiedenen Emissionspreisen

Sollte der Fall eintreten, dass der Zertifikatspreis überproportional ansteigt, so kann dies zur Folge haben, dass Gaskraftwerke geringere variable Kosten aufweisen als ältere Kohlekraftwerke und vor diesen zum Einsatz kommen. Kohlekraftwerke stellen unter den derzeitigen Rahmenbedingungen hoch profitable Erzeugungsanlagen dar. Im Fall hoher Zertifikatspreise<sup>85</sup> kann es jedoch zu einem deutlichen Rückgang der Produktionsmenge und zur Erwirtschaftung von Verlusten kommen (Abbildung 121).

<sup>85</sup> CO<sub>2</sub>-Hochpreis-Szenario: Zertifikatspreis = 34,66 €<sub>2006</sub>/t

CO<sub>2</sub>-BAU-Szenario: Zertifikatspreis = 17,33 €<sub>2006</sub>/t lt. (EEX 2010c)

CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung lt. Szenario der Deutschenbank und Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2009

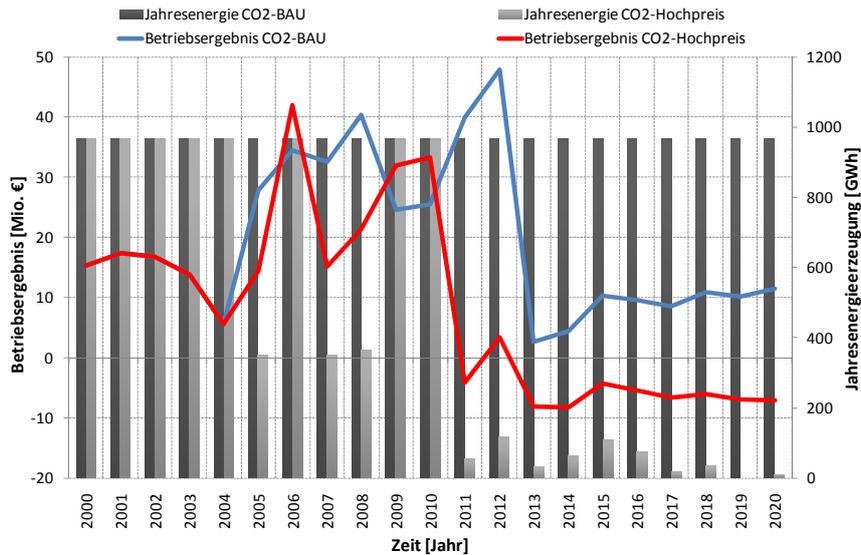


Abbildung 121: Entwicklung von Jahresenergieerzeugung und Betriebsergebnis eines Braunkohlekraftwerks bei unterschiedlichen Zertifikatspreisen

### 6.5.2.3 Zusammenfassung Einfluss der Emissionszertifikate

Emissionszertifikate beeinflussen die Entwicklung des Börsenpreises und der Betriebsergebnisse von Erzeugungsunternehmen. Nach Auslaufen der Gratiszuteilung im Jahr 2013 haben Betreiber fossiler Erzeugungsanlagen mit erheblichen Mehraufwänden zu rechnen. Die Schwankungsbreite des Börsenpreises ist, unter Betrachtung verschiedener in Literatur angeführter Zertifikatspreisentwicklungen, jedoch wesentlich geringer als im Falle unterschiedlicher Brennstoffpreis- oder Euro/Dollar-Wechselkurs-Szenarien. Eine Begründung dafür ist, dass die zumeist preissetzenden GuD-Kraftwerke weniger CO<sub>2</sub> emittieren als Kohle- oder Ölkraftwerke und dadurch geringere Preisaufschläge entstehen.

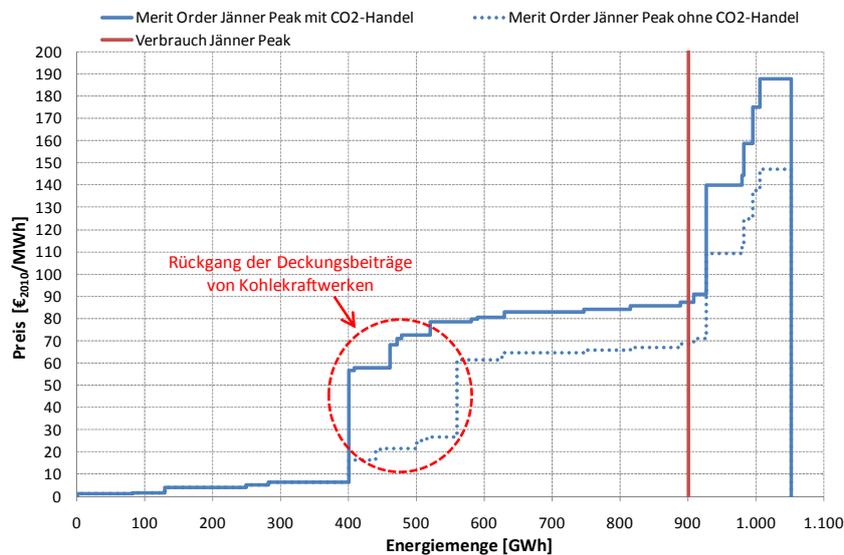


Abbildung 122: Merit Order in der Peak Periode Jänner 2015 mit und ohne CO<sub>2</sub>-Handel (nominale Werte, Brennstoffpreise lt. WEO 2009, CO<sub>2</sub>-Preise lt. Deutsche Bank)

Der Emissionshandel führt jedoch auch zu einer deutlichen Verflachung der Merit Order im Bereich kohle- und gasbefeuerten Anlagen, wodurch vor allem die Rentabilität von Kohlekraftwerken sinkt (Abbildung 122)<sup>86</sup>.

Sollten sich die Preise für Emissionszertifikate deutlich erhöhen, so ist es möglich, dass die variablen Kosten von Kohlekraftwerken über jene von gasbefeuerten Anlagen ansteigen. In diesem Fall werden Kohlekraftwerke, die eigentlich für den Mittellastbereich ausgelegt sind, in den Spitzenlastbereich verdrängt und ihre Deckungsbeiträge sinken. Im untersuchten Fall (Abbildung 121) hat dies den Verlust der Eigenwirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken zur Folge. Auch die Frage, in welcher Form man den Emissionshandel nach dem Jahr 2020 weiterführen wird, ist derzeit noch nicht geklärt und beeinträchtigt notwendige Anlageninvestitionen nachteilig.

---

<sup>86</sup> Diese Erkenntnis wird durch eine Untersuchung der WestLB (2009, 40) für den Marktbereich Deutschland bestätigt. Auch dort zeigt sich bei höheren Zertifikatspreisen eine deutliche Verflachung der Merit Order im Mittellastbereich bzw. eine Verschiebung der kohlebefeuerten Kraftwerke in den in den Spitzenlastbereich.

### 6.5.3 Einfluss der dargebotsabhängigen Energieerzeugung

Im Bereich Kontinentaleuropas kam es in den letzten Jahren zu einem verstärkten Windkraftzubau. Alleine in Spanien stieg die installierte Windkraftleistung von 2.365 MW<sup>87</sup> im Jahr 2000 auf 19.149 MW im Jahr 2009. Dadurch hat sich der Wert innerhalb von neun Jahren mehr als verachtfacht (Abbildung 123).

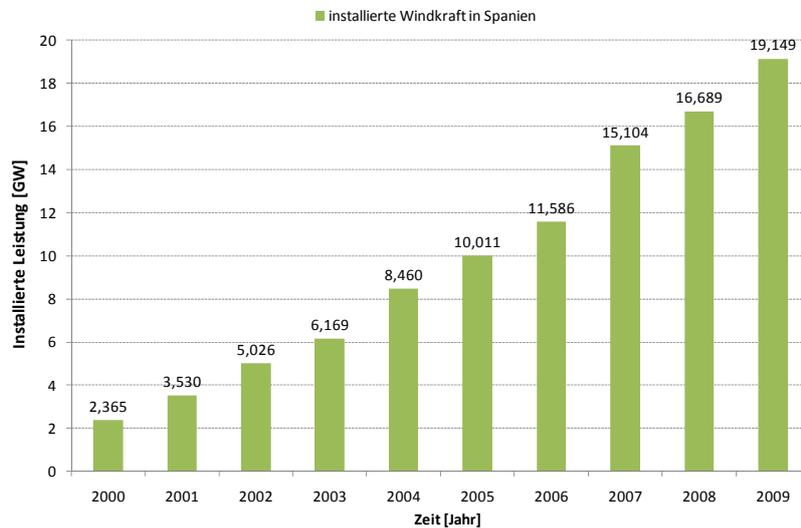


Abbildung 123: Installierte Nettoleistung der Windkraft am spanischen Festland, Quelle (AEE 2010, 1)

Derzeit beträgt der Anteil der Windkraft ca. 17 % der gesamt installierten Leistung im spanischen Markt (Abbildung 124, rechts). Die Tendenz ist lt. Prognose von ENTSO-E (2010) weiterhin steigend. Auch die Wasserkrafterzeugung ist in Spanien von großer Bedeutung. Diese stellt ca. 20 % der installierten Nettoleistung bereit, wovon ca. 4 % auf Laufwasserkraftanlagen entfallen und der Rest auf Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke (ENTSO-E 2010).

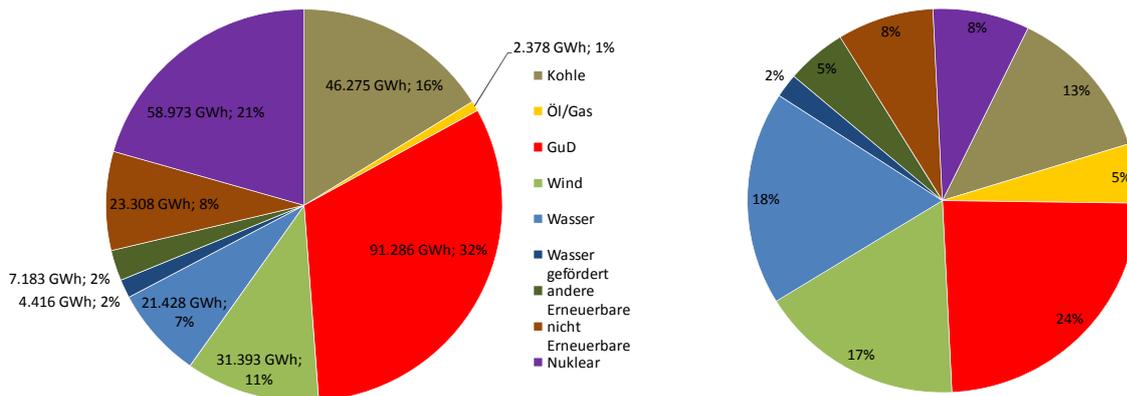


Abbildung 124: Anteil der Technologien an der Energieerzeugung am spanischen Festland im Jahr 2008 (links) und installierte Leistung nach Technologien am spanischen Festland im Jahr 2008 (rechts), Quelle (REE 2009, 9)

Die Erzeugung dieser Technologien ist wesentlich vom Dargebot im System abhängig<sup>88</sup>. Betrachtet man den sogenannten Kapazitätsfaktor der Wind- und Wasserkrafterzeugung, wel-

<sup>87</sup> Nettoleistung

<sup>88</sup> Speicherkraftwerke sind kurzfristig in der Lage Energie bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen, jedoch können sich die monatlichen und jährlichen Einsatzzeiten auf Grund der Wasserführung der

cher das Verhältnis von tatsächlich produzierter Energiemenge zu theoretisch möglicher Produktion angibt, so zeigen sich für den spanischen Markt deutliche saisonale und jährliche Schwankungen (Abbildung 125 und Abbildung 126).

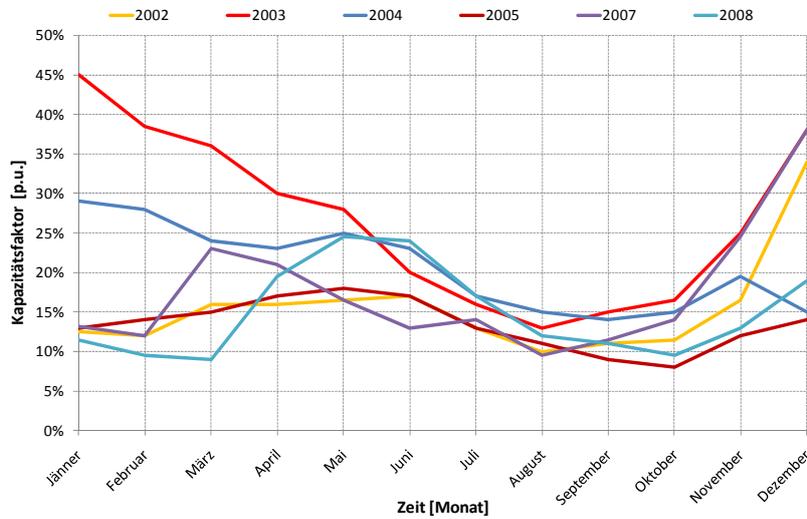


Abbildung 125: Monatlicher Kapazitätsfaktor der Wasserkraft in Spanien, Quelle (AEE 2009, 48)

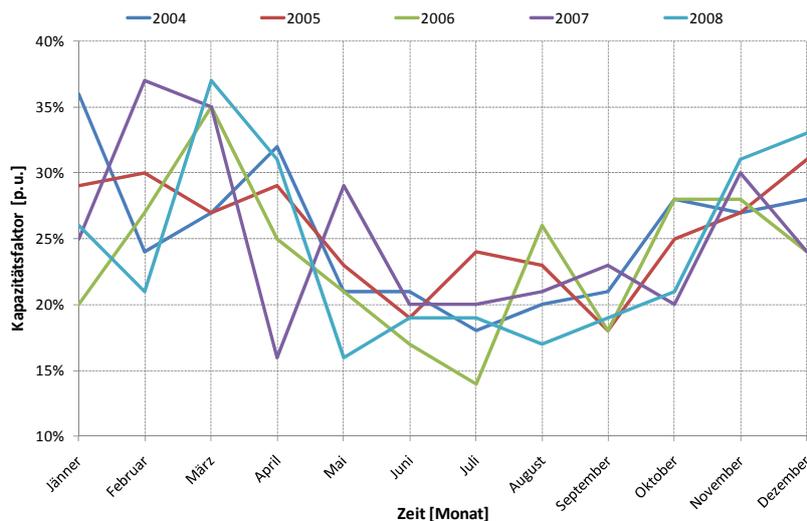


Abbildung 126: Monatlicher Kapazitätsfaktor der Windkraft in Spanien, Quelle (AEE 2009, 48)

Im Folgenden soll geklärt werden, welche Auswirkung die dargebotsabhängige Erzeugung aus Wind- und Wasserkraft auf den Börsenpreis und die Betriebsergebnisse der Unternehmen zeigt. Das Kapitel gliedert sich entsprechend der untersuchten Einflussfaktoren in die Teilbereiche Laufwasserkrafterzeugung (Kapitel 6.5.3.1), Speicherkrafterzeugung (Kapitel 6.5.3.2) und Windkrafterzeugung (Kapitel 6.5.3.3). Die Struktur des Kraftwerksparks und die Erzeugungscharakteristika der dargebotsabhängigen Technologien werden wiederum an den spanischen Markt angelehnt.

---

Zuflüsse deutlich unterscheiden. Somit weisen auch herkömmliche Speicherkraftwerke langfristig eine Abhängigkeit vom Wasserkraftdargebot auf.

---

### 6.5.3.1 Einfluss der Laufwasserkrafterzeugung

#### 6.5.3.1.1 Szenariodefinition

Der Einfluss der Wasserkrafterzeugung im Modell wird separat nach Laufwasserkraft und Speicherkraft untersucht. Herkömmliche Laufwasserkraftwerke weisen je nach Größe und Wasserangebot zwischen 4.000 und 6.000 Volllaststunden pro Jahr auf (Hirschhausen 2008, 8). Diese Werte werden auch für das betrachtete Szenario unterstellt. Im Rahmen einer Variationsrechnung werden nun die jährlichen Betriebsstunden der Laufwasserkraftwerke in den genannten Grenzen verändert und der Einfluss auf den Börsenpreis und die Betriebsergebnisse untersucht. Die Wirkung der unterschiedlichen Erzeugungsfälle wird dabei jedoch nicht über einen Zeitraum von 30 Jahren betrachtet, da es sich hierbei um keine langfristige Tendenz handelt, wie etwa im Falle der Brennstoff- oder Emissionszertifikatspreise, sondern lediglich innerhalb eines Jahres. Als Betrachtungszeitraum dient das Jahr 2010. Der Simulation werden die Brennstoffpreise lt. WEO 2009 hinterlegt sowie Emissionszertifikatspreise lt. dem Szenario der Deutschen Bank.

#### 6.5.3.1.2 Ergebnisse des Szenarios

##### Börsenpreisentwicklung

Auf Grund des geringen Anteils der Laufwasserkraft an der Gesamterzeugung in Spanien zeigt die Variation der Laufwasserkraft-Volllaststunden in der Off-Peak Periode keine große Auswirkung auf den Börsenpreis. In der Peak Periode können sich die Preise jedoch deutlich unterscheiden (Abbildung 127).

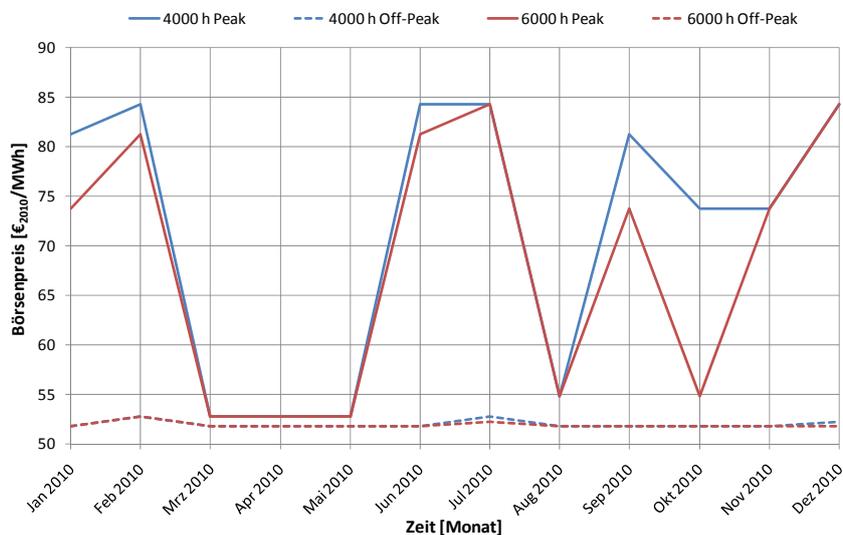


Abbildung 127: Änderung des Börsenpreises im Jahr 2010 bei Variation der Volllaststunden der Laufwasserkraftwerke

Im untersuchten Szenario kommt es vor allem während der Peak Periode des Monats Oktober zu signifikanten Preisunterschieden. Grund hierfür ist der Verlauf der Merit Order. Diese steigt nach einem flachen Bereich, der sich aus den Angeboten von kohle- und gasbefeuerten Anlagen zusammensetzt, steil an. Bei einem hohen Wasserkraftaufkommen mit 6.000 Volllaststunden, setzt ein älteres GuD-Kraftwerk mit Grenzkosten von ca. 55 €/MWh den Preis (Abbildung 128, links). Im Falle eines trockenen Jahres mit 4.000 Volllaststunden verschiebt sich die gesamte Merit Order, auf Grund des geringeren Angebots der Laufwasserkraftwerke,

nach links und ein Ölkraftwerk mit ca.  $75 \text{ €}_{2010}/\text{MWh}$  setzt den Börsenpreis (Abbildung 128, rechts). Somit kann die Laufwasserkrafterzeugung in einem Markt die Volatilität des Börsenpreises wesentlich erhöhen.

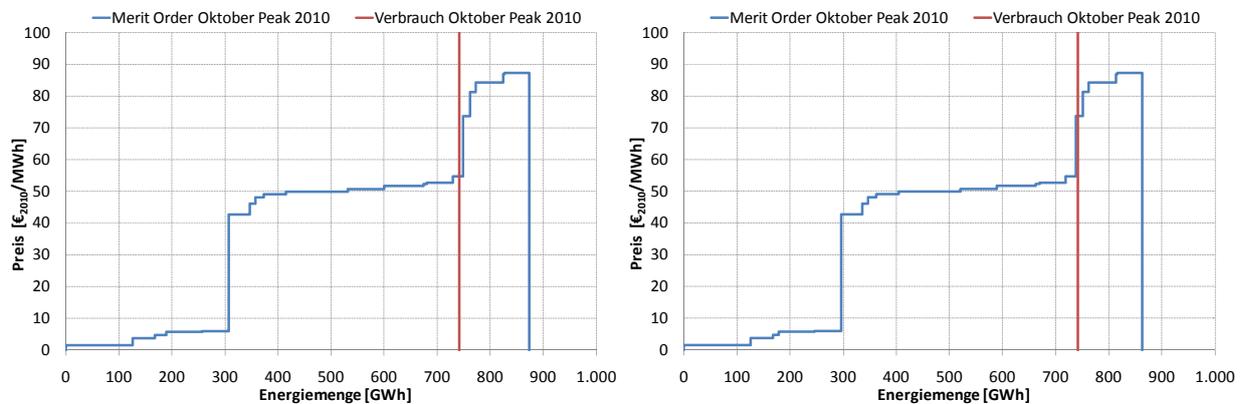


Abbildung 128: Merit Order der Peak Periode im Oktober 2010 bei 6.000 Volllaststunden (links) und 4.000 Volllaststunden (rechts)

### Entwicklung der Betriebsergebnisse

Betrachtet man die Betriebsergebnisse, so zeigt sich eine äußerst unterschiedliche Wirkung auf die einzelnen Erzeuger. Während Unternehmen 2, mit einem großen Anteil an Laufwasserkrafterzeugung, bei höheren Volllaststunden auch ein höheres Betriebsergebnis aufweist, verringert sich jenes der Erzeuger mit einem geringen Anteil bzw. ohne Laufwasserkraft wie etwa Unternehmen 4 oder des Restunternehmens (Abbildung 129). Der Grund hierfür ist, dass bei einem höheren Wasserkraftaufkommen teurere Erzeugungsanlagen aus dem Markt gedrängt werden und der Börsenpreis sinkt (Abbildung 127). Dadurch verringern sich auch die Betriebsergebnisse der Unternehmen ohne Laufwasserkraftanlagen. Erzeuger mit Laufkraftwerken können bei einem größeren Dargebot ihre Ausbringungsmenge erhöhen und dadurch ihre Erlöse steigern. Einen Sonderfall stellt Unternehmen 1 dar. Der Erzeuger besitzt einen vorwiegend fossilen Kraftwerkspark. Die nicht fossilen Anlagen sind jedoch zur Gänze Wasserkraftwerke. Wie in Abbildung 129 ersichtlich, verringert sich das Betriebsergebnis des Unternehmens zunächst bei einem Anstieg der Betriebszeit von 4.000 auf 4.500 Volllaststunden geringfügig. Wird die Betriebszeit der Laufwasserkraftwerke jedoch weiter erhöht, so steigt der Gewinn stetig. Dieser Effekt wird durch die Zusammensetzung des Kraftwerksparks bedingt. Das Betriebsergebnis sinkt zunächst auf Grund der geringeren Börsenpreise bei höheren Volllaststunden der Laufkraftwerke. Gleichzeitig werden die Spitzenlastkraftwerke kurzer eingesetzt. Übersteigt die Betriebszeit 4.500 Volllaststunden, so profitiert das Unternehmen von der steigenden Ausbringungsmenge seiner Laufwasserkraftanlagen und kann dadurch sein Betriebsergebnis steigern. Es überlagern sich in diesem Fall somit drei Effekte. Erstens die fallenden spezifischen Deckungsbeiträge aller Anlagen auf Grund des geringeren Börsenpreises, zweitens die geringeren Deckungsbeiträge der Spitzenlastkraftwerke auf Grund der geringeren Einsatzzeiten und drittens die steigenden Deckungsbeiträge der Laufwasserkraftwerke auf Grund der zusätzlichen Produktion. Im Falle von Unternehmen 1 befindet sich bei Wendepunkt der Summenfunktion bei 4.500 Volllaststunden der Laufwasserkrafterzeugung.

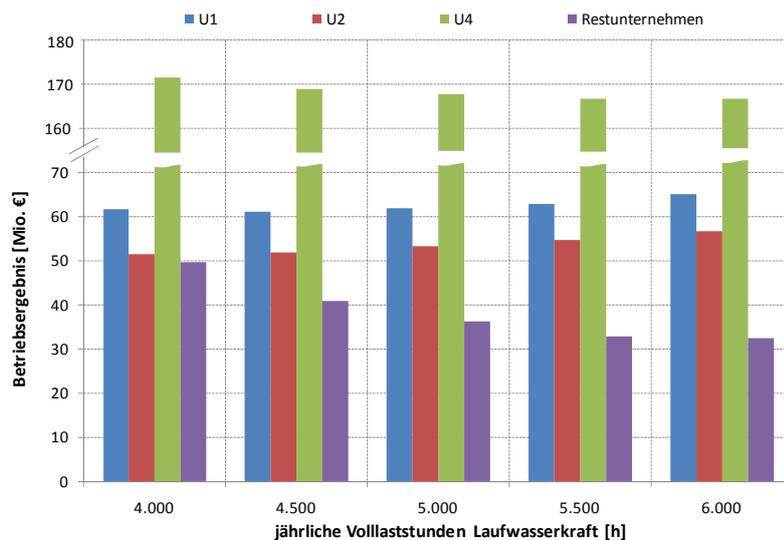


Abbildung 129: Betriebsergebnis der Erzeugungsunternehmen im Jahr 2010 bei unterschiedlichen Laufwasserkraft-Volllaststunden<sup>89</sup>

Im untersuchten Szenario zeigt sich auch, dass die schwankende Wasserkrafterzeugung nicht nur die Planungssicherheit der Betreiber dieser Anlagen beeinflusst, sondern aller Marktteilnehmer. Je nach Wasserkraftaufkommen sinken oder steigen auch die Betriebsergebnisse der konkurrierenden Unternehmen. Die Sensitivität des Marktes wird dabei wesentlich durch die Zusammensetzung des Kraftwerksparks bestimmt. Im Falle des modellierten spanischen Systems zeigt sich trotz geringen Anteils an Laufwasserkraft bereits eine nicht zu vernachlässigende Sensitivität. Hierbei wurde die Wirkung des wesentlich größeren Anteils an Speicherkraftwerken aber noch außer Acht gelassen. In Märkten mit einem hohem Anteil an Laufwasserkrafterzeugung, wie z.B. dem Gebiet Österreich und Deutschland, kann dieser Effekt noch deutlich größere Wirkung zeigen und die Planbarkeit der Erlöse bzw. die Investitionssicherheit noch stärker beeinflussen.

### 6.5.3.2 Einfluss der Speicherkraftwerkserzeugung

Speicherkraftwerke stellen mit 16 % der installierten Nettoleistung einen wesentlichen Anteil des Kraftwerksparks im spanischen Markt dar. Obwohl diese Anlagen im Stande sind, elektrische Energie bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen, besteht bei reinen Speicherkraftwerken doch eine hohe Abhängigkeit vom Dargebot der speisenden Gewässer<sup>90</sup>. Speziell in Spanien kann die Einsatzzeit der Wasserkrafterzeugung, bedingt durch mögliche Trockenperioden, sehr stark variieren (Abbildung 130). Grund hierfür ist, dass die Speicherreservoirs nicht nur zur Energieerzeugung genutzt werden, sondern gleichzeitig auch zur Wasserversorgung in Siedlungsgebieten bzw. zur Bewässerung im landwirtschaftlichen Bereich (AHK 2007, 1). Somit erfolgt die Nutzung der Speicherkraftwerke nicht ausschließlich nach energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten.

Der Kurvenverlauf in Abbildung 130 stellt eine Mischung der Volllaststunden aus Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in den Märkten Spaniens, Frankreichs und Italiens dar.

<sup>89</sup> Unternehmen 3 erwirtschaftet in jedem Szenario Verluste und wird aus Darstellungsgründen nicht angeführt.

<sup>90</sup> vgl. (ENTSO-E 2010, 70)

Eine detailliertere Aufteilung nach den einzelnen Technologien ist auf Grund der vorhandenen Daten nicht möglich. Da Laufwasserkraftwerke in Spanien nur rund 4 %<sup>91</sup> der installierten Nettoleistung bereitstellen, kann angenommen werden, dass der Kurvenverlauf vorwiegend die Volllaststunden der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken im System widerspiegelt. Diese besitzen typischerweise ca. 2.000 Volllaststunden pro Jahr (Avenis 2004, 14). Diese Annahme wird auch durch die Tatsache gestützt, dass Länder mit einem höheren Anteil an installierter Laufwasserkrafterzeugung, wie Italien mit 36 %<sup>91</sup> oder Frankreich mit 30 %<sup>91</sup>, in Summe deutlich höhere Wasserkraftvolllaststunden aufweisen als der spanische Markt.

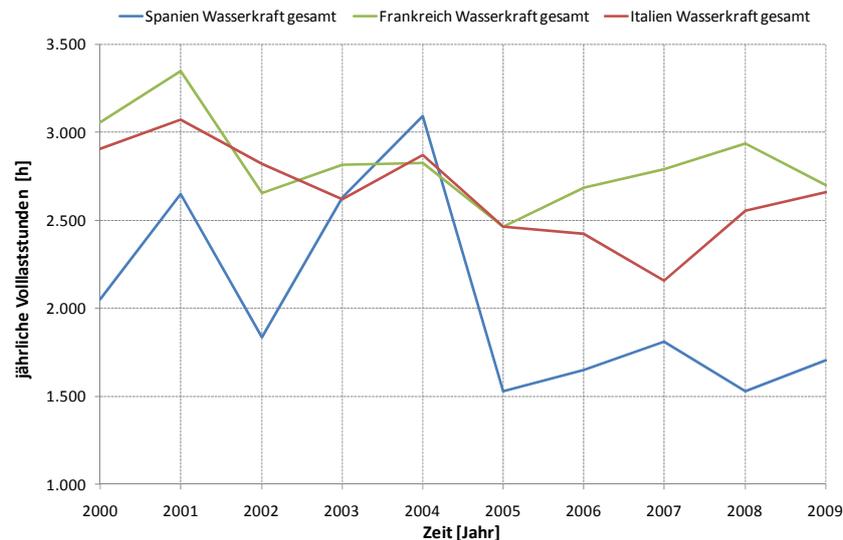


Abbildung 130: Jährliche Volllaststunden der gesamten Wasserkrafterzeugung in Spanien, Frankreich und Italien, Quellen (ENTSO-E 2010c), (ENSTO-E 2010d)

Im Rahmen der folgenden Untersuchung soll die Auswirkung unterschiedlicher Speichereinsatzzeiten auf den definierten Markt untersucht werden.

### 6.5.3.2.1 Szenariodefinition

In den bisherigen Szenarien wurde eine Speichereinsatzzeit von 2.300 Volllaststunden pro Jahr angenommen. Diese wurden zu 60 % der Peak und zu 40 % der Off-Peak Periode zugeteilt, um eine betriebswirtschaftliche Gewinnoptimierung der Erzeugungsunternehmen zu berücksichtigen. Im folgenden Szenario werden nun die Volllaststunden der Speicherkraftwerke bei gleichem Aufteilungsverhältnis in den Grenzen von 1.500 bis 3.000 Stunden pro Jahr variiert. Die Laufkraftwerke besitzen 5.200 Volllaststunden, die Brennstoffpreisentwicklung wird entsprechend den Prognosen des WEO 2009 angenommen und die Entwicklung der Zertifikatspreise lt. den Prognosen der Deutschen Bank. Die restlichen Parameter bleiben unverändert.

### 6.5.3.2.2 Ergebnisse des Szenarios

#### Börsenpreisentwicklung

Die Variation der Speichereinsatzzeiten im modellierten Marktgebiet zeigt eine deutlich stärkere Wirkung als die Variation der Volllaststunden der Laufwasserkraftwerke (Abbildung

<sup>91</sup> im Jahr 2009, Quelle (ENTSO-E 2010c)

131). Der Grund dafür ist, dass Speicherkraftwerke einen höheren Anteil der Nettoleistung im spanischen System bereitstellen und eine Variation der Volllaststunden eine größere Erzeugungsmengenänderung bewirkt. Die Preise der Off-Peak Periode ändern sich, bedingt durch die hohen Überkapazitäten in diesem Zeitraum, nur geringfügig. In der Peak Periode treten hingegen deutliche Schwankungen auf. Bei einer jährlichen Einsatzzeit von 1.500 Stunden fällt der Börsenpreis in der Hochlastperiode nie unter einen Wert von 73 €<sub>2010</sub>/MWh. Bei 3.000 Stunden pro Jahr sinkt dieser in den Monaten geringerer Nachfrage bis auf das Niveau der Off-Peak Periode von ca. 53 €<sub>2010</sub>/MWh.

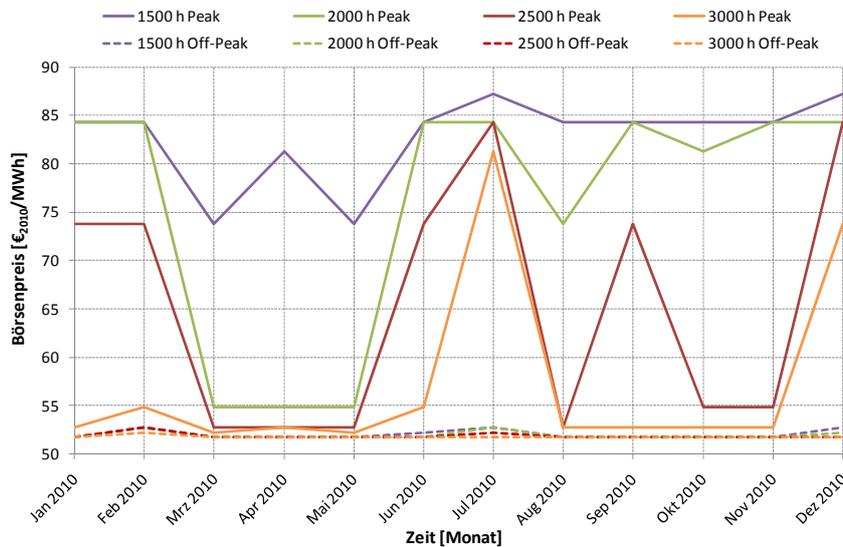


Abbildung 131: Änderung des Börsenpreises im Jahr 2010 bei Variation der Speicherkraft-Volllaststunden

In der Modellierung wurde vereinfachend angenommen, dass die Erzeugungsunternehmen ihre Speicherkraftwerke zu variablen Erzeugungskosten anbieten, welche auf Grund entfallender Brennstoffkosten nur die geringen Hilfsstoffkosten beinhalten. Wie die Untersuchung der realen Marktdaten zeigt, bieten die Erzeuger ihre Anlagen in der Spitzenlastzeit strategisch an, so dass Speicherkraftwerke im untersuchten Fall des Jänners 2007 den Börsenpreis mit bis zu 85 €/MWh setzen können (Abbildung 132).

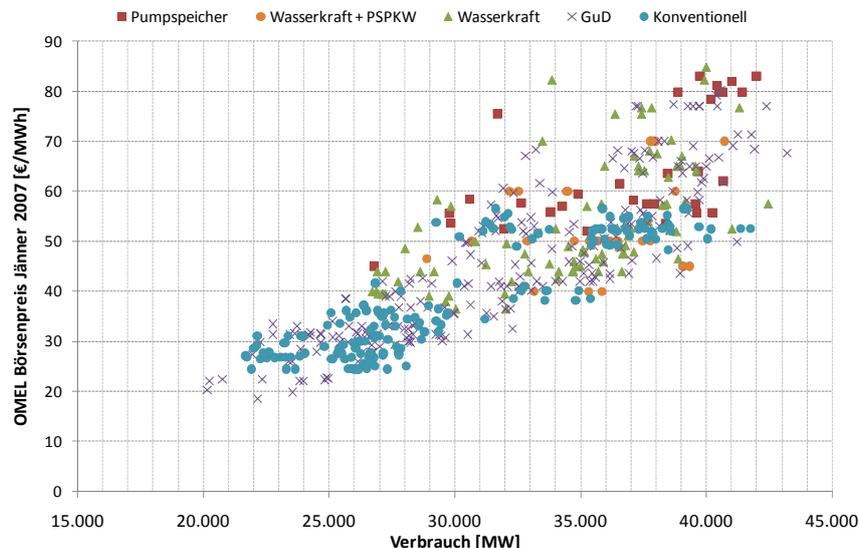


Abbildung 132: Börsenpreis, preissetzende Technologie und Verbrauch des realen spanischen Marktes im Jänner 2007, Quellen (ENSTO-E 2010d), (OMEL 2010)

Um ihre Energie zum gewünschten Zeitpunkt verkaufen zu können, ist anzunehmen, dass Speicherkraftwerksbetreiber Gebote in der Höhe der sonst preissetzenden Technologie abgeben. Wäre dies nicht der Fall und würden die Gebote deutlich höher gesetzt, so bestünde die Gefahr, dass die Betreiber von anderen Technologien bzw. anderen Speicherkraftwerksbetreibern aus dem Markt gedrängt werden. Es ist daher anzunehmen, dass der Angebotspreis der Speicherkraftwerke nur geringfügig über jenen der sonst preissetzenden Technologie liegt und sich die Börsenpreise gegenüber den vereinfachten Annahmen im Modell nur geringfügig ändern. Das strategische Gebot der Speicherkraftwerksbetreiber kann als Absicherung gegen einen möglichen Preisverfall verstanden werden.

### Entwicklung der Betriebsergebnisse

Der Einfluss der Speichereinsatzzeiten auf den Börsenpreis spiegelt sich auch in den Betriebsergebnissen der Unternehmen wider. Höhere Volllaststunden führen zu fallenden Börsenpreisen und damit auch zu geringeren Betriebsergebnissen (Abbildung 133). Eine Ausnahme stellt das Unternehmen 2 dar, bei welchem Speicherkraftwerke ca. 40 % der installierten Nettoleistung bereitstellen. Dieses ist in der Lage, seinen Gewinn bei einer Steigerung der Volllaststunden von 1.500 auf 2.000 auszubauen. Bei einem höheren Wert sinkt der Börsenpreis jedoch soweit, dass auch Erzeugungsunternehmen 2 geringere Betriebsergebnisse erzielt. Die betriebswirtschaftlich optimale Einsatzzeit der Speicherkraftwerke kann sich somit je nach Zusammensetzung des Kraftwerksparks unterscheiden.

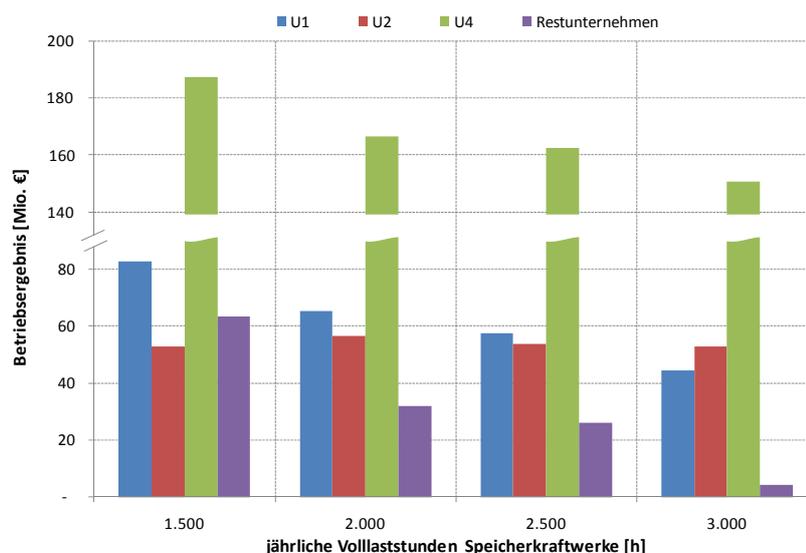


Abbildung 133: Betriebsergebnis der Erzeugungsunternehmen im Jahr 2010 bei unterschiedlichen Speicherkraft-Volllaststunden

Es zeigt sich im untersuchten Modell, dass die Betriebszeiten der Speicherkraftwerke einen deutlichen Einfluss auf den Börsenpreis ausüben. Diese Erkenntnis wird auch durch das Ergebnis des realen spanischen Marktes untermauert (vgl. Abbildung 134). Im Falle der Speicherkrafterzeugung besteht zwar keine kurzfristige Abhängigkeit vom Wasserkraftangebot, wie im Falle der Laufkrafterzeugung, jedoch eine verzögerte langfristige Dargebotsabhängigkeit von der Wasserführung der speisenden Gewässer, welche den Börsenpreis beeinflussen kann.

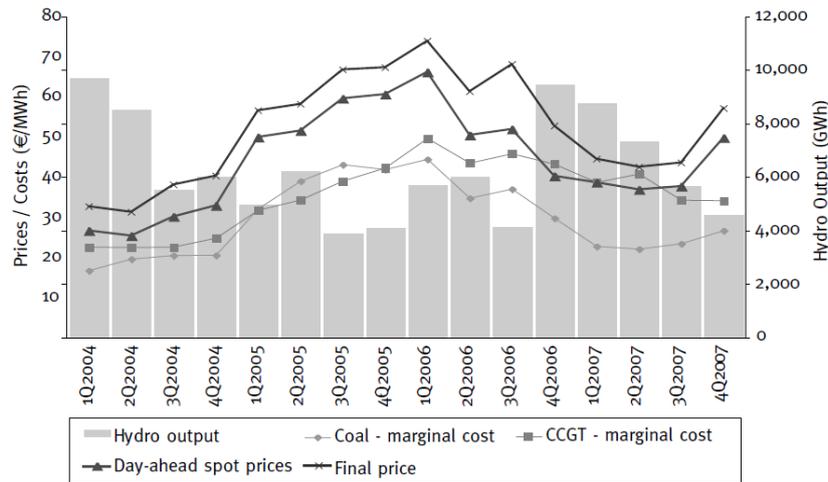


Abbildung 134: Zusammenhang zwischen Börsenpreis und Wasserkrafterzeugung in Spanien, Quelle (Frederico und Vives 2008, 95)

### 6.5.3.3 Einfluss der Windkrafterzeugung

Der Windkraftanteil im spanischen Markt beträgt mittlerweile 17 % der gesamt installierten Nettoleistung (REE 2009, 9). Auch im EPEX-Börsengebiet Deutschland/Österreich ist der Anteil bereits auf 19 % gestiegen (ENTSO-E 2010). Die Windkrafterzeugung weist zudem eine hohe Dynamik auf und war in den vergangenen Jahren zeitweise mit hoher Prognoseunsicherheit behaftet (Abbildung 135).

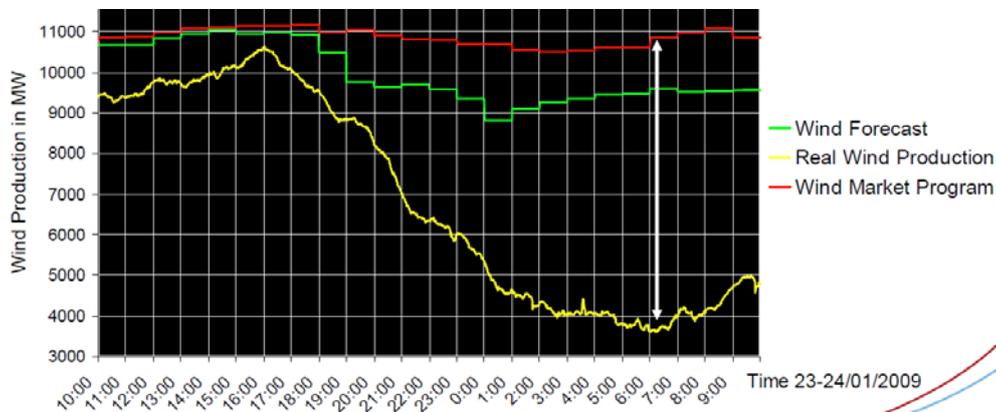


Abbildung 135: Abweichung zwischen tatsächlicher Windkrafterzeugung und -prognose des spanischen Netzbetreibers REE während des Sturms „Klaus“ im Januar 2009, Quelle (REE 2009a, 14)

Es zeigt sich generell, dass die Windkrafterzeugung in den Wintermonaten größer ist als in der Sommerperiode. Damit können diese Anlagen wesentlich zur Energiedeckung im System und zu einer Senkung der Erzeugungskosten in der Hochlastperiode beitragen. In Kombination mit Pumpspeicherkraftwerken stellen Windkraftanlagen eine sinnvolle Erweiterung des Erzeugungssystems dar. Für das Marktmodell des reinen Energiemarktes kann der steigende Windkraftanteil jedoch erhebliche Probleme mit sich bringen, wie die Untersuchung von These 1 bereits gezeigt hat. Im Folgenden soll die Auswirkung einer unterschiedlichen Windkrafterzeugung auf den Börsenpreis und die Unternehmensergebnisse genauer untersucht werden.

### 6.5.3.3.1 Szenariodefinition

Zur Simulation der verschiedenen Windkrafterzeugungsszenarien werden dem Modell die Kapazitätsfaktoren des spanischen Marktes, wie in Abbildung 126 dargestellt, hinterlegt. Als Betrachtungszeitraum dient wiederum das Jahr 2010. Die Laufkraftwerke im Szenario weisen 5.200 Volllaststunden auf, die Speicherkraftwerke 2.300. Die Brennstoffpreisentwicklung wird entsprechend den Prognosen des WEO 2009 angenommen bzw. die Entwicklung der Zertifikatspreise lt. Prognose der Deutschen Bank. Des Weiteren wird unterstellt, dass die Windenergie zu Marktpreisen abgegolten wird. In den meisten Ländern wird die Windenergie mittels fixer Einspeisetarife gefördert. Da hier jedoch der Mechanismus der Strombörse isoliert betrachtet werden soll, würde die Berücksichtigung der Einspeisetarife zu einer Verzerrung bzw. nicht gewünschten Beeinflussung der Unternehmensergebnisse führen, weshalb diese in der Untersuchung vernachlässigt werden. Zudem wird speziell im spanischen Marktgebiet der Großteil der Windkrafterzeugung nicht zu fixen Fördertarifen, sondern zu Großhandelspreisen am freien Markt verkauft, so dass die getroffene Annahme durchaus reale Marktgegebenheiten widerspiegelt (Abbildung 136).

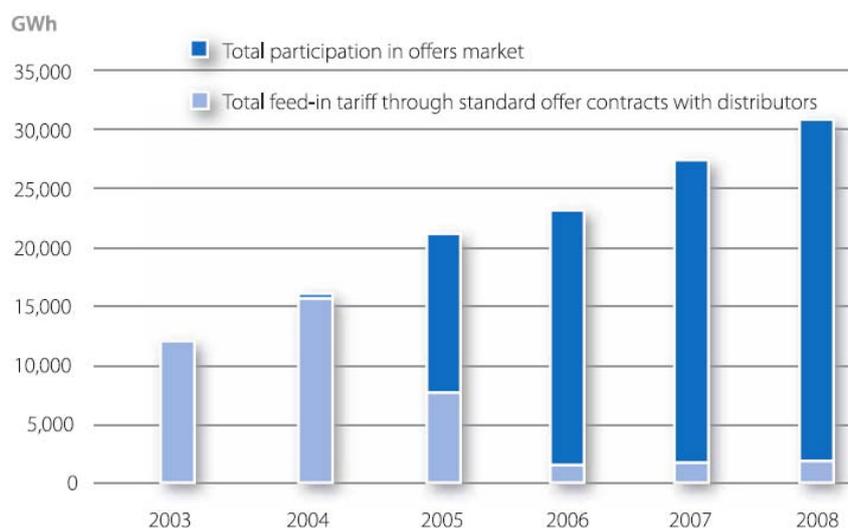


Abbildung 136: Entwicklung des Anteils geförderter und direkt an der Börse vermarkteter Windenergie, Quelle (AEE 2009, 61)

Als Untersuchungsparameter in den einzelnen Szenarien wird neben der Erzeugungscharakteristik auch die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr herangezogen. Diese kann mittels Formel (6-13) aus den monatlichen Kapazitätsfaktoren berechnet werden.

$$t_{VL} = 24 * \sum_{m=1}^{12} K_m * d_m \quad (6-13)$$

mit:

$t_{VL}$  ..... Volllaststunden pro Jahr

$m$  ..... Monat

$K_m$  ..... monatlicher Kapazitätsfaktor

$d_m$  ..... Tage pro Monat

Für die Windkrafterzeugungsscharakteristik der Jahre 2004 bis 2008 ergeben sich die in Tabelle 15 angeführten Volllaststunden pro Jahr.

Jahr	Vollaststunden pro Jahr
2004	2.213
2005	2.225
2006	2.065
2007	2.184
2008	2.118

Tabelle 15: Jährliche Vollaststunden der Windkraft-erzeugung in Spanien je Szenario

### 6.5.3.3.2 Ergebnisse des Szenarios

#### Börsenpreisentwicklung

Wie die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, kann eine schwankende Windkrafterzeugung die Preise der Strombörse wesentlich beeinflussen (Abbildung 137). Vor allem in den Übergangsmonaten zwischen Stark- und Schwachlast (Februar, Juni, September und November) treten in der Peak Periode deutliche Preisunterschiede auf. In der Off-Peak Periode kommt es auf Grund der hohen Erzeugungsreserven, nur zu geringfügigen Preisänderungen.

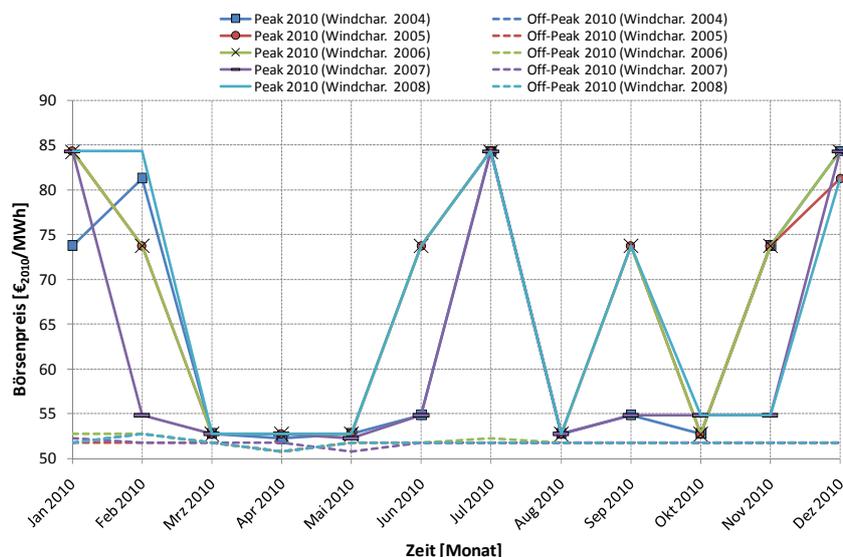


Abbildung 137: Börsenpreise des Jahres 2010 unter Berücksichtigung der Windkrafterzeugungscharakteristik der Jahre 2004 bis 2008

Es ist anzumerken, dass die in der Simulation durchgeführte monatliche Börsenpreisberechnung nicht in der Lage ist, kurzfristige Erzeugungseinbrüche oder -überschüsse der Windkrafteinspeisung darzustellen. Somit können reale Börsenpreise noch deutlich größere Schwankungsbreiten aufweisen, als dies in der Simulation hier zum Ausdruck kommt. Treten Extremwittersituationen auf, so können Prognose- und tatsächliche Einspeisewerte um mehrere Tausend Megawatt voneinander abweichen (Abbildung 135). Dies erschwert nicht nur Unternehmen die Planbarkeit ihrer Deckungsbeiträge, sondern kann unter Umständen zu einer Gefährdung des sicheren Systembetriebs führen.

#### Entwicklung der Betriebsergebnisse

Abbildung 138 zeigt die Betriebsergebnisse der Unternehmen bei der Annahme unterschiedlicher Windkrafterzeugungscharakteristika. Das Restunternehmen besitzt, mit einem Anteil

von 32 % an der installierten Nettoleistung<sup>92</sup>, den größten Windkraftanteil aller Erzeuger. Dies wirkt sich auch auf das Betriebsergebnis aus, welches je nach Szenario um bis zu 30 Mio. € pro Jahr schwanken kann.

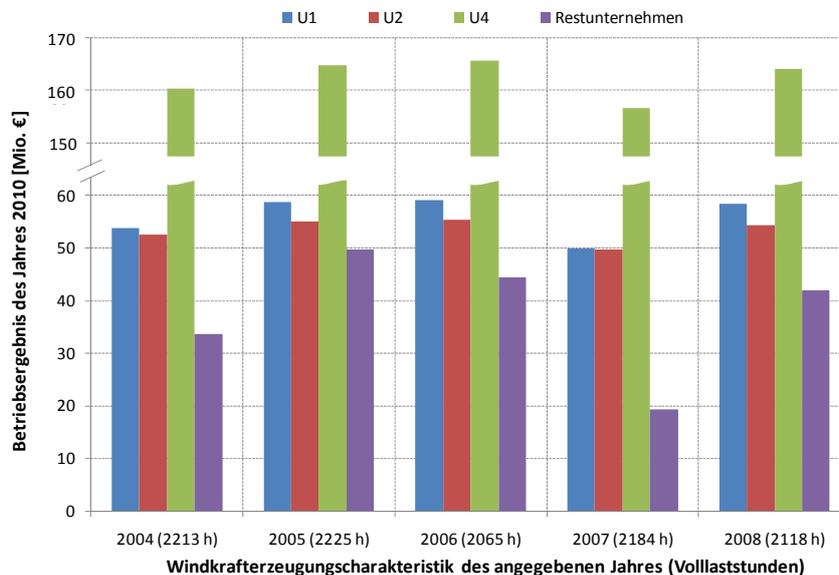


Abbildung 138: Betriebsergebnis der Erzeugungsunternehmen im Jahr 2010 bei unterschiedlicher Windkraftcharakteristik

Die wesentlichen Einflussfaktoren auf das Betriebsergebnis sind dabei die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr und der saisonale Verlauf der Erzeugung. So weist etwa das Restunternehmen im Szenario „2005“, bedingt durch die hohe Anzahl an Volllaststunden und die entsprechende Erzeugungscharakteristik, den höchsten Gewinn auf, jedoch im Szenario „2006“ mit der geringsten Anzahl an Volllaststunden, bedingt durch die Erzeugungscharakteristik, bereits den zweithöchsten Gewinn. Betrachtet man die Börsenpreise der beiden Szenarien, so ist ersichtlich, dass sich diese trotz unterschiedlicher Betriebsstunden der Windkraftanlagen nur geringfügig unterscheiden (Abbildung 139).

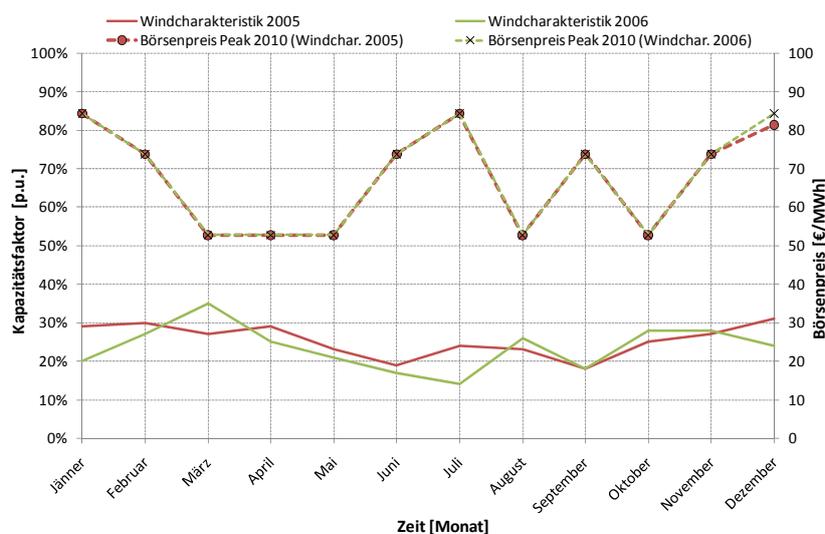


Abbildung 139: Vergleich von Windcharakteristik und Börsenpreis in den Szenarien "2005" und "2006"

<sup>92</sup> Dies entspricht im Jahr 2010 einer installierten Windkraftleistung von 880 MW.

Auf Grund der geringeren Volllaststunden kommt es im untersuchten Szenario „2006“ zu einem Gewinnrückgang des Restunternehmens gegenüber dem Szenario „2005“. Die fehlende Windkrafterzeugung muss durch konventionelle Anlagen gedeckt werden, wodurch die Produktion fossiler Erzeuger wie Unternehmen 1 steigt. Unternehmen 2 besitzt einen vorwiegend nicht fossilen Erzeugungspark mit einem Windkraftanteil von 20 %<sup>93</sup>. Auch diese Anlagen verzeichnen einen Erzeugungsrückgang. Gleichzeitig kommen aber die fossilen Anlagen des Unternehmens verstärkt zum Einsatz, wodurch die gesamte Erzeugung des Unternehmens in Summe steigt. Dies gilt auch für den Gewinn. Kernkraftwerksbetreiber Unternehmen 4 ist in beiden Fällen in der Lage, seine Anlagen voll einzusetzen. Auf Grund der geringfügig höheren Preise im Szenario „2005“ kann das Unternehmen seinen Gewinn gegenüber dem Szenario „2006“ steigern. Die Entwicklung von Unternehmen 3 wurde aus Darstellungsgründen nicht abgebildet. Dieser Erzeuger kann im Szenario „2006“ weniger Energie absetzen, erwirtschaftet aber, auf Grund der geringfügig höheren Preise, weniger Verluste als in Szenario „2005“ mit höheren Volllaststunden.

Der Einfluss der Erzeugungscharakteristik auf den Börsenpreis und die Betriebsergebnisse wird vor Allem beim Vergleich der Szenarien „2005“ und „2007“ ersichtlich. Das Szenario „2007“ weißt mit 2.184 Volllaststunden eine geringere Windkrafteinsatzzeit auf als das Szenario „2005“ mit 2.225 Volllaststunden. Unter Annahmen einer Windcharakteristik wie im Jahr 2005 würde eine geringere Anzahl an Volllaststunden auch zu einer geringeren Windenergieproduktion und damit zu höheren Börsenpreisen führen. Da die geringere Windkrafterzeugung durch konventionelle Anlagen gedeckt werden muss, sollte sich der Gewinn von Betreibern fossiler Erzeugungsanlagen erhöhen. Wie Abbildung 138 zeigt, ist dies im untersuchten Szenario „2007“ jedoch nicht der Fall. Sowohl die Erzeuger mit, als auch die Erzeuger ohne Windkraftanlagen weisen in diesem Szenario den geringsten Gewinn aller untersuchten Szenarien auf. Grund hierfür sind die unterschiedlichen Windkraftcharakteristika der Jahre 2005 und 2007, welche den Börsenpreis wesentlich beeinflussen (Abbildung 140). So liegt beispielsweise im Falle der Charakteristik des Jahres 2007 die Erzeugung in einigen Monaten über jener des Jahres 2005. Dies führt in den Übergangsmontaten Februar, Juni, September und November zu deutlich geringeren Börsenpreisen.

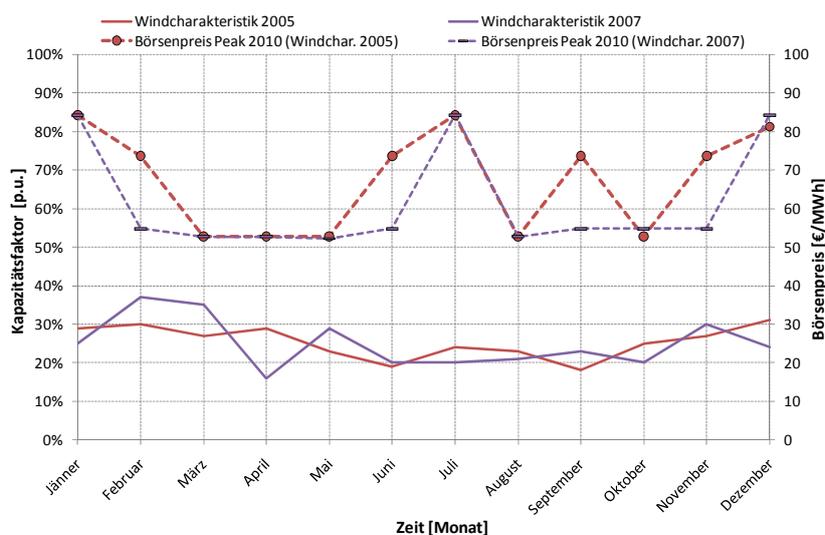


Abbildung 140: Vergleich von Windcharakteristik und Börsenpreis in den Szenarien "2005" und "2007"

<sup>93</sup> 20 % an der installierten Nettoleistung

Diese Preissprünge entstehen auf Grund der Tatsache, dass sich die Angebots- und Nachfragefunktion im steilen Bereich der Merit Order schneiden. Hier können bereits geringe Mengenänderungen zu großen Preisänderungen führen. Exemplarisch wird dieser Fall in Abbildung 141 für die Peak Periode des Monats September 2010 dargestellt. Die Abbildung links zeigt das Börsenergebnis unter Annahme der Windcharakteristik der Jahres 2007. Angebot und Nachfrage schneiden sich hier bei einem Wert von 54 €/MWh. Hinterlegt man dem Modell die Charakteristik des Jahres 2005, so wird im Monat September weniger Windenergie erzeugt, wodurch sich die Merit Order nach links verschiebt und die Nachfrage bei einem Preis von 74 €/MWh schneidet.

Je nach Windkrafteinspeisung sind die preissetzenden Spitzenlastkraftwerke in der Lage unterschiedliche Energiemengen am Markt absetzen. Als Folge variiert auch die Produktionsmenge der Erzeugungsunternehmen je nach Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Während Betreiber mit einem hohen Anteil an Grundlastkraftwerken, wie Unternehmen 4, in den beiden Vergleichsfällen eine unveränderte Produktionsmenge aufweisen, variiert die Erzeugung von Unternehmen 1, mit einem hohen Anteil preissetzender Öl- und GuD-Kraftwerke, deutlich. Ist der Anteil der Windkraft in einem Monat gering, so steigt die Einsatzzeit der Spitzenlastkraftwerke und umgekehrt. Eine unterschiedliche Windkraftcharakteristik führt somit zu einer Veränderung der Angebotsfunktion in den einzelnen Monaten und zu unterschiedlichen Börsenpreisen. Die Windcharakteristik des Jahres 2007 führt auf Grund der hohen Volllaststunden während der Starklastperioden zu den niedrigsten Börsenpreisen aller untersuchten Szenarien sowie zu den niedrigsten Betriebsergebnissen der Unternehmen.

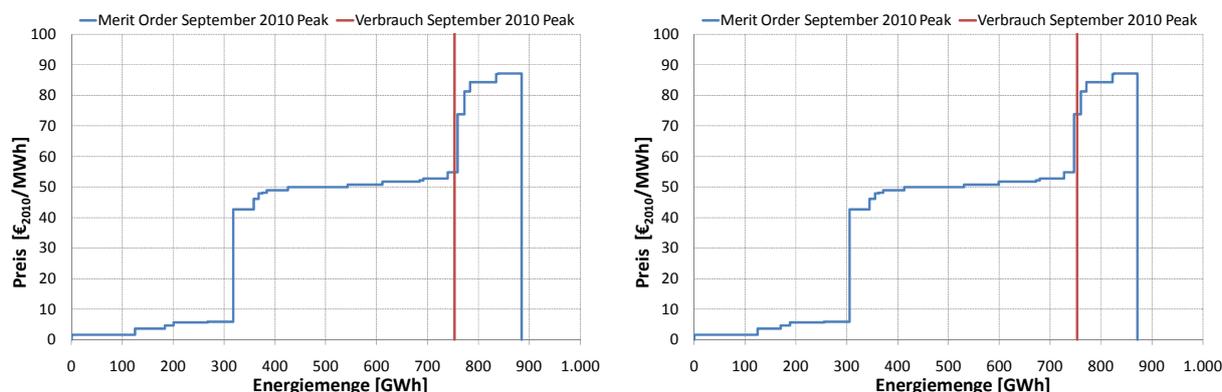


Abbildung 141: Merit Order und Nachfrage der Peak Periode im Monat September 2010 mit Windcharakteristik 2007 (links) und Windcharakteristik 2005 (rechts)

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Variation der Windkrafteinspeisung die Börsenpreise und Planbarkeit der Betriebsergebnisse wesentlich beeinflusst. Während die Preise der Off-Peak Periode keine großen Schwankungsbreiten aufweisen, können die Preise der Peak Periode, auf Grund des steilen Verlaufs der Merit Order in Bereich der Spitzenlast-erzeugung, deutlich variieren. Die Windkraftcharakteristik beeinflusst die Ergebnisse dabei maßgeblich. Eine höhere Erzeugungsmenge in der Spitzenlastzeit kann zu sinkenden Börsenpreisen und damit auch zu geringeren Betriebsergebnissen führen. Im Modell wird zur Minimierung des Rechenaufwandes eine monatliche Auktionierung der Peak und Off-Peak Periode durchgeführt und monatliche Durchschnittspreise ermittelt. Im Rahmen von stündlichen Auktionen, wie sie an der Strombörse abgehalten werden, kann die Windkraftproduktion noch deutlich stärker variieren als dies im Modell zum Ausdruck kommt und damit Planbarkeit der Börsenpreise bzw. Betriebsergebnisse noch stärker beeinflussen. Diese Problematik

hat mittlerweile auch in Märkten wie Deutschland die Diskussion über die Einführung eines Kapazitätsmarktes entfacht<sup>94</sup>.

Es ist auch anzumerken, dass die Untersuchungen auf Basis eines vergleichsweise hohen Brennstoffpreisniveaus durchgeführt wurden. Unter Annahme einer zukünftigen Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2006 ist es möglich, dass die Variation der Windkraft zwischen Gewinn und Verlust eines Unternehmens entscheidet (Abbildung 142).

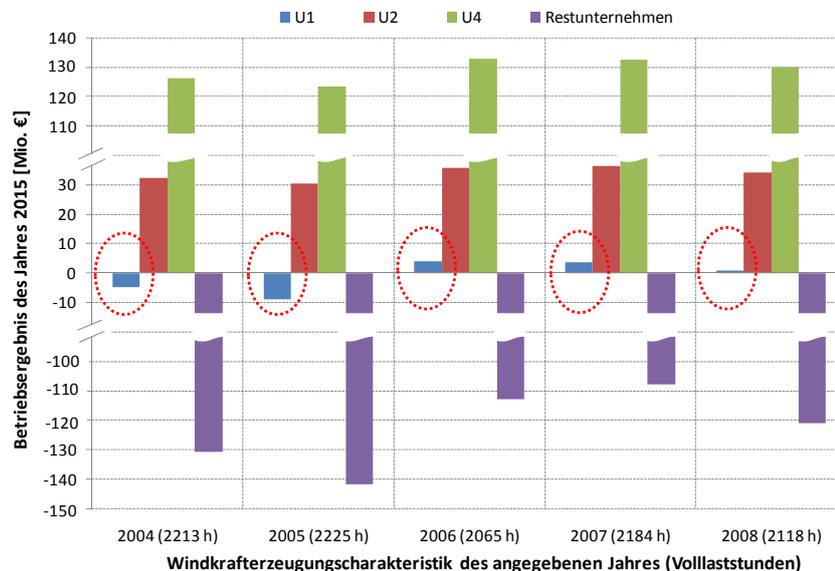


Abbildung 142: Betriebsresultat der Erzeugungsunternehmen im Jahr 2015 bei unterschiedlicher Windkraftcharakteristik unter Annahme einer Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2006

#### 6.5.3.4 Zusammenfassung Einfluss dargebotsabhängiger Erzeugung

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass die Erzeugung dargebotsabhängiger Anlagen den Börsenpreis vor allem in der Peak Periode beeinflusst. Mit Hilfe von Variationsrechnungen wurden unterschiedliche Volllaststunden der Wasserkrafterzeugung sowie Windkraftcharakteristika simuliert. Dabei zeigte die Variation des Speicherkraftwerkseinsatzes die größte Auswirkung auf den Börsenpreis. Grund hierfür ist die Erzeugungsstruktur des spanischen Marktes. Im Simulationsjahr 2010 stellt die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkskapazität mit rund 20 % der installierten Nettoleistung einen erheblichen Anteil der Erzeugung dar. Die Variation der Einsatzzeiten kann daher zu hohen Angebotsschwankungen führen. Auch im realen spanischen Markt stellen jährliche und saisonale Schwankungen der Speicherkrafterzeugung, auf Grund ausgeprägter Trockenperioden und Restriktionen in der Speicherbewirtschaftung, einen wesentlichen Einflussfaktor auf den Börsenpreis dar. Den zweitstärksten Einfluss im Modell besitzt die Charakteristik der Windkrafterzeugung. Diese kann vor allem während der Hochlastzeiten, in denen der Preis im steilen Bereich der Merit Order gebildet wird, zu großen Preisschwankungen führen<sup>95</sup>. Auch die Variation der Laufwasserkrafterzeugung

<sup>94</sup> siehe (Consentec 2008, 21), (Ockenfels 2008, 5) (Infracomp 2009, 14), (Fraunhofer 2010, 17) et al.

<sup>95</sup> H. Weigt (2009, 1-2) untersuchte die Auswirkung der Windkrafteinspeisung auf den Spotmarktpreis in Deutschland. Dabei wurden die stündlichen Windkrafteinspeisewerte in einem Marktmodell berücksichtigt und die Auswirkung auf den Spotmarktpreis analysiert. Auch in diesem Fall zeigte sich vor allem in der Peak-Periode eine starke Beeinflussung des Börsenpreises. Zum gleichen Schluss kommt auch die Arbeit von Wissen und Nicolosi (2007, 3).

gung zeigt einen solchen Effekt, wenngleich dieser Anlagentyp im untersuchten Markt, auf Grund des geringen Anteils an der installierten Nettoleistung, nur eine untergeordnete Rolle spielt. In Gebieten mit einem höheren Anteil an Laufwasserkrafterzeugung, wie z.B. dem Alpenraum, kann die schwankende Produktion dieser Anlagen wesentlich größere Auswirkungen auf den Börsenpreis zeigen.

#### 6.5.4 Zusammenfassung Strombörse und langfristige Planungssicherheit

These 2 muss auf Grund der Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen verworfen werden. Die Preise der Strombörse und Betriebsergebnisse der Erzeugungsunternehmen reagieren äußerst sensitiv auf Brennstoffpreisänderungen bzw. die schwankende Erzeugung dargebotsabhängiger Anlagen. Unter der Annahme marktgetreuer Szenarien ist es möglich, dass Unternehmen Gewinne oder Verluste erwirtschaften. Eine langfristige Planbarkeit ist damit nicht sicher gewährleistet.

Die aus der Untersuchung gewonnen Erkenntnisse werden nun zusammengefasst.

##### Auswirkung Brennstoffpreise

Der modellierte spanische Markt zeichnet sich durch einen steigenden Anteil gasbefuerter Erzeugungsanlagen aus. Da diese zumeist die preisbildende Erzeugungseinheit im Markt darstellen, beeinflusst die Variation des Gaspreises die Ergebnisse der Strombörse und Unternehmen am stärksten. Dieser Effekt kann auch in realen Märkten beobachtet werden. Durch den steigenden Anteil an gasbefeuerten Kraftwerken in Europa<sup>96</sup> erhöht die Abhängigkeit der Stromgroßhandelspreise vom geltenden Gaspreis.

Kohlekraftwerke sind Anlagen des Grund- bzw. Mittellastbereichs und setzen selten den Marktpreis. Die Variation des Kohlepreises zeigt daher nur eine geringe Wirkung auf die Ergebnisse der Strombörse. Betrachtet man hingegen die Deckungsbeiträge dieser Anlagen, so reagieren diese äußerst sensitiv auf Veränderungen des Kohlepreises. Auf Grund der hohen Vollaststunden können bereits kleine Preisabweichungen große Änderungen der Deckungsbeiträge nach sich ziehen.

Der Anteil der ölbefeuerten Anlagen ist im untersuchten Szenario stark rückläufig. Diese Tendenz zeigt sich in den meisten europäischen Strommärkten. Auf Grund ihrer hohen variablen Erzeugungskosten kommen diese Anlagen im Modell selten zum Einsatz und werden vorwiegend zur Reservehaltung verwendet. Die Variation des Ölpreises zeigt daher nur eine geringe Wirkung auf den Börsenpreis und die Betriebsergebnisse.

Ein Faktor dem in vielen Untersuchungen nur geringe Aufmerksamkeit geschenkt wird, ist der Euro/Dollar-Wechselkurs. Da die Preise der meisten Primärenergieträger an den US-Dollar gekoppelt sind, kann der Wechselkurs die Ergebnisse der Strombörse wesentlich beeinflussen. Sinkt der Wert des Euros gegenüber dem Dollar, so steigen die Primärenergiepreise innerhalb Europas. Auftretende Brennstoffpreisänderungen werden in diesem Fall verstärkt und führen zu einer höheren Volatilität der Preise der Strombörse. Steigt der Wert des Euros, so tritt der gegenteilige Effekt ein und Primärenergiepreisänderungen werden abgeschwächt. Von Bedeutung ist in diesem Zusammenhang auch, dass Euro/Dollar-Wechselkurs und Ölpreis in der

---

<sup>96</sup> siehe (Frederico und Vives 2008, 17)

historischen Betrachtung negativ korrelieren (Abbildung 143). Dies bedeutet, fällt der Wert des Euro gegenüber dem Dollar, so steigt normalerweise der Rohölpreis und verstärkt den Effekt der Preisteuerung in Europa noch zusätzlich. In Folge der Bindung des Gaspreises an den Ölpreis kann sich dieser Effekt auch auf den Strommarkt übertragen und hohe Strompreisanstiege nach sich ziehen.

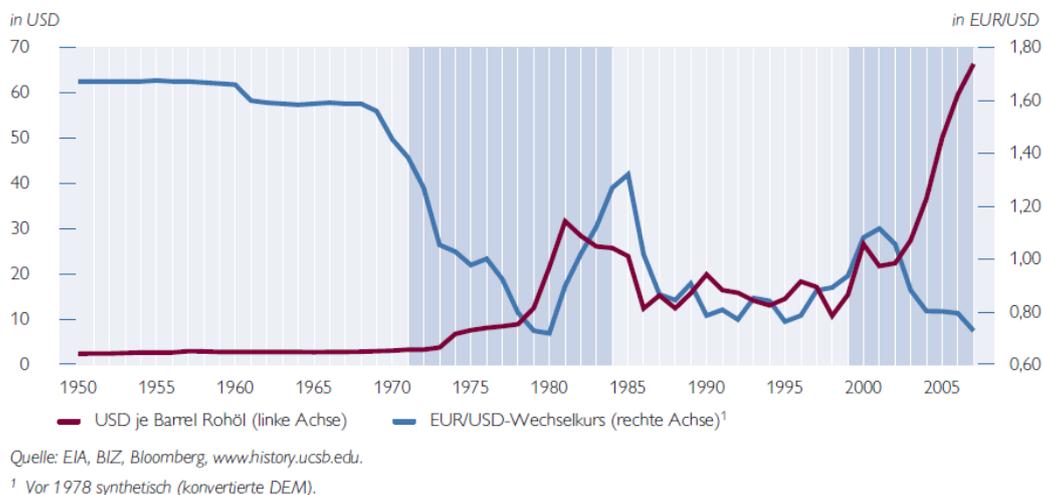


Abbildung 143: USD-Wechselkurs und Rohölpreis 1950 bis 2007, Quelle (Breitenfellner und Cuaresma 2008, 112)

### Auswirkung Zertifikatshandel

Auch der Zertifikatshandel kann die Preise der Strombörse beeinflussen. Die Wirkung ist jedoch deutlich geringer als jene der untersuchten Brennstoffpreis- und Wechselkursszenarien. Während der Gratiszuteilung bis 2013 profitieren die Unternehmen von hohen Zertifikatskosten. Nach Ende der Zuteilungsperiode können diese für fossile Erzeuger eine erhebliche Belastung darstellen. Vor allem die Deckungsbeiträge kohlebefeuerter Kraftwerke werden durch den Zertifikatshandel deutlich reduziert. Steigen die Emissionspreise überproportional an, so ist es möglich, dass Kohlekraftwerke höhere variable Erzeugungskosten besitzen als gasbefeuerte Anlagen und in den Spitzenlastbereich verdrängt werden. Dies kann die Eigenwirtschaftlichkeit von Erzeugern mit hohem Anteil an Kohlekraftwerken gefährden.

### Auswirkung dargebotsabhängiger Erzeugung

Die Auswirkung der schwankenden Erzeugung dargebotsabhängiger Energien wurde über den Betrachtungszeitraum eines Jahres untersucht, weil es sich hierbei um keine langfristige Tendenz wie z.B. jene der Brennstoffpreisentwicklung handelt. Neben der Wasserkrafterzeugung wurde auch die Charakteristik der Windkraft variiert. Dabei zeigte die veränderte Einspeisung der Speicherkraftwerke die größte Auswirkung, gefolgt von der Windkraftcharakteristik und der Erzeugung der Laufwasserkraftwerke. Die Sensitivität gegenüber den einzelnen Technologien ist jedoch sehr stark von der Struktur des Kraftwerksparks abhängig. Die Variation der dargebotsabhängigen Erzeugung beeinflusst vor allem die Preise der Peak Periode. Während dieses Zeitraums schneiden sich Angebot und Nachfrage im steilen Bereich der Merit Order und bereits kleine Mengenänderungen können zu großen Preissprüngen führen.

Unternehmen 3 ist mit seinem Kraftwerkspark in keinem der untersuchten Szenarien in der Lage, seine Fixkosten zu decken. Selbst unter Annahme hoher zukünftiger Brennstoffpreise reichen die Deckungsbeiträge nicht aus, um positiv zu bilanzieren. Das Fixkostenproblem der

Spitzenlasterzeuger manifestiert sich damit auch unter verschiedenen Brennstoffpreis- und Einspeiseszenarien dargebotsabhängiger Erzeuger.

Ursache	Auswirkung auf den Markt	Auswirkung auf die Unternehmen
Variation Gaspreis	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gasbefeuerte Anlagen sind zu- meist preissetzend</li> <li>• Starke Beeinflussung des Börsen- preises</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Abhängigkeit der Betriebser- gebnisse aller Unternehmen vom geltenden Gaspreis</li> </ul>
Variation Kohlepreis	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kohlekraftwerke sind selten preissetzend</li> <li>• Geringfügige Beeinflussung des Börsenpreises</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Betriebsergebnisse von Erzeugern ohne Kohlekraftwerke werden nur geringfügig beeinflusst</li> <li>• Betriebsergebnisse von Erzeugern mit Kohlekraftwerken zeigen bereits bei geringen Variation deutliche Schwankungen (hohe Volllaststun- den)</li> </ul>
Variation Ölpreis	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ölkraftwerke sind selten preis- setzend</li> <li>• Geringfügige Beeinflussung des Börsenpreises</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anlagen kommen auf Grund der hohen Brennstoffpreise selten zum Einsatz</li> <li>• Betriebsergebnisse von Erzeugern ohne Ölkraftwerke werden nur ge- ringfügig beeinflusst</li> <li>• Auch Betriebsergebnisse von Erzeu- gern mit Ölkraftwerken zeigen nur geringe Beeinflussung (niedrige Voll- laststunden)</li> </ul>
Zertifikatshandel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Angebotspreise aller fossilen Erzeugungsanlagen werden er- höht</li> <li>• Durchschnittlicher Börsenpreis steigt</li> <li>• Verflachung der Merit Order (Gaskraftwerke erhalten geringe- re Zertifikatszuschläge als Koh- lekraftwerke)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emissionsfreie Erzeugungsanlagen profitieren von hohen Zertifikats- preisen</li> <li>• Deckungsbeiträge kohlebefeuerter Anlagen sinken deutlich (hohe Voll- laststunden)</li> <li>• Bei überproportionalen Zertifikats- preisen können var. Kosten von Kohlekraftwerken über jene gasbe- feuerten Anlagen steigen (Problem der Wirtschaftlichkeit von Kohle- kraftwerken)</li> </ul>
Variation dargebotsab- hängige Erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Börsenpreise werden vor allem in der Peak Periode beeinflusst (Preisbildung im steilen Bereich der Merit Order)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Auswirkung auf Betriebsergebnisse ist sehr stark von Zusammensetzung des Kraftwerksparks eines Unter- nehms abhängig</li> <li>• Es treten Überlagerungseffekte auf (Erzeugung dargebotsabhängige Kraftwerke, Einsatzzeiten Spitzen- lastkraftwerke)</li> </ul>

Tabelle 16: Zusammenfassung der Ergebnisse Strombörse und langfristige Planungssicherheit

## 6.6 Strombörse und zeitgerechte Investitionsanreize

**Prüfung These 3:** Das Modell der Strombörse ist in der Lage, notwendige Systemerweiterungen frühzeitig anzuzeigen.

Kommt es in einem Markt zu Situationen in denen der Erzeugungspark an seine Grenzen stößt, so ist es notwendig, dass der Energiepreis steigt. Damit erhalten Erzeuger einen Anreiz, neue Anlagen zu errichten und ältere länger in Betrieb zu halten bzw. Kunden ihren Konsum zu reduzieren. In einem ideal funktionierenden Markt sollte dieser Mechanismus langfristig einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch sicherstellen.

Anlagen der Elektrizitätswirtschaft zeichnen sich jedoch durch besonders lange Vorlaufzeiten für die Planung und Errichtung aus. Je nach Kraftwerkstyp können diese zwischen 18 Monaten und sieben Jahren betragen<sup>97</sup>. Um kritische Situationen im System zu vermeiden, ist es daher notwendig, Engpässe bereits frühzeitig anzuzeigen. Dies bedeutet, dass der Preis in einem reinen Energiemarkt ansteigen muss, bevor es zu Spannungseinbrüchen (Brownouts) oder gar zu Lastabschaltungen (Blackouts) kommt.

Wie bereits mehrfach erörtert, bildet sich der Energiepreis in einem Markt durch den Schnittpunkt der Merit Order mit der Nachfragefunktion. Unter der vereinfachenden Annahme einer vollkommen unelastischen Nachfrage wird der Preis vor allem durch den Verlauf der Merit Order bestimmt. Um zeitgerechte Investitionsanreize bereitzustellen, ist es notwendig, dass der Großhandelspreis bereits vor dem Eintreten möglicher Versorgungseingänge auf ein Niveau steigt, das es bestehenden und neuen Anlagen ermöglicht, ihre Vollkosten sicher zu decken. Im Folgenden wird ermittelt, ob ein reiner Energiemarkt in der Lage ist, zeitgerechte Investitionsanreize bereitzustellen bzw. welche Einflussfaktoren diese Eigenschaft beeinflussen.

### 6.6.1 Szenariendefinition

Zur Thesenprüfung wird wiederum der modellierte spanische Markt herangezogen und die Entwicklung des Börsenpreises bei knappen Erzeugungskapazitäten in drei verschiedenen Szenarien untersucht. In Szenario 1 erfolgt der Kraftwerkszubau wie in den bisherigen Betrachtungen, lediglich das Restunternehmen errichtet GuD-Anlagen mit geringerer Leistung, so dass der Verlauf der Reservekapazität einen stetig fallenden Verlauf aufweist (Abbildung 144). Dadurch ist es möglich, den Zusammenhang zwischen Reservekapazitäten und Preispitzen im System zu ermitteln. In Szenario 2 werden außer Betrieb gehende Öl- und Gasturbinenkraftwerke durch GuD-Anlagen ersetzt. Im dritten Szenario entwickelt sich der Markt wie in Szenario 1 mit der Ausnahme, dass das Restunternehmen im Jahr 2017 anstatt eines GuD- ein reines Gaskraftwerk zubaut, wodurch sich der Anteil der Spitzenlastzeugung im System erhöht. Der Verbrauch zwischen den Jahren 2010 und 2020 steigt mit 2 % p.a., danach mit 2,5 % p.a. Dies führt dazu, dass die gesicherte Leistung ab dem Jahr 2025 unter der geforderten Grenze liegt. In der Analyse wird nun der Börsenpreis der einzelnen Szenarien miteinander verglichen. Da unterschiedliche Brennstoffpreisentwicklungen das Ergebnis der Strombörse maßgeblich beeinflussen können, wird jeweils ein Hochpreisszenario (Primärenergiepreisentwicklung lt. WEO 2009) und ein Niedrigpreisszenario (Primärenergiepreisentwicklung lt. WEO 2006) simuliert. Im ersten Teil der Untersuchung wird ermittelt, ob ein reiner

---

<sup>97</sup> siehe (IEA 2007a, 76), (IEA 2010a, 44)

Energiemarkt in der Lage ist, knappe Erzeugungsressourcen durch Preisspitzen frühzeitig aufzuzeigen bzw. im zweiten Teil, wie sich diese Preisspitzen auf mögliche Investitionsvorhaben auswirken.

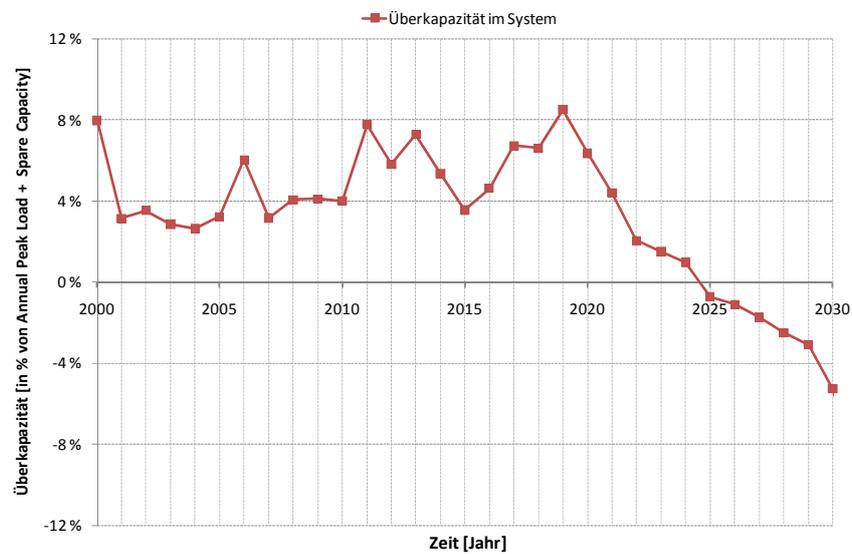


Abbildung 144: Entwicklung der Reservekapazität in allen drei Szenarien bei einer Steigerung der Verbrauchszuwachsrates auf 2,5 % p.a. ab dem Jahr 2020

### 6.6.2 Ergebnisse der Szenarien

#### Börsenpreis in Szenario 1

Die Analyse des Börsenpreises in Szenario 1 zeigt, dass sich ab dem Jahr 2021 erste Preisspitzen bilden. Diese häufen sich mit sinkender Reserve, so dass der Energiepreis immer öfter durch die Grenzkosten der Öl- oder Gasturbinenkraftwerke bestimmt wird. Die Brennstoffpreisentwicklung beeinflusst die Höhe der Börsenpreise bzw. der auftretenden Preisspitzen dabei maßgeblich.

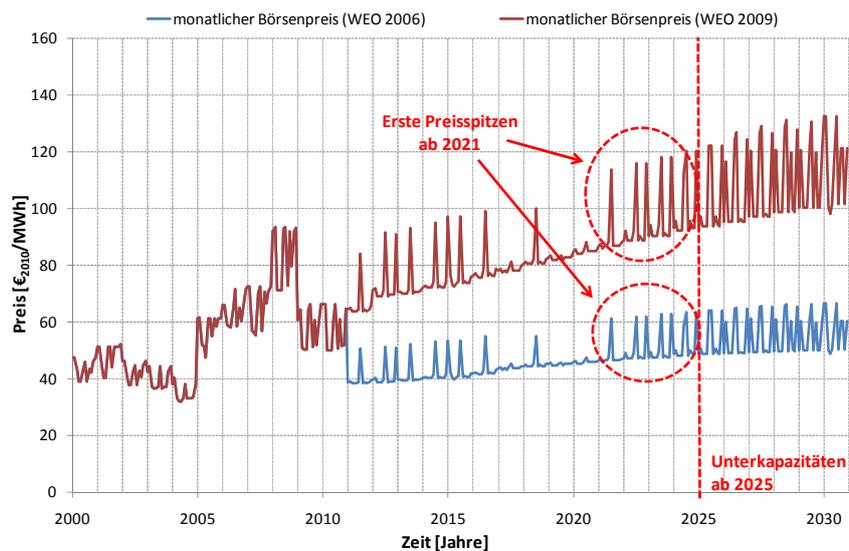


Abbildung 145: Entwicklung der realen Börsenpreise unter Szenario 1 (Basisjahr 2010)

Im betrachteten Fall zeigt der Spotmarkt einen bevorstehenden Engpass vier Jahre im Voraus an (Abbildung 145). Diese Zeitspanne kann ausreichen, um neue gas- und kohlebefeuerte An-

lagen zu errichten, sofern die Erzeuger im Markt bereits auf erste Preisspitzen reagieren. Es gilt jedoch zu berücksichtigen, dass sich die Merit Order des Marktes durch die Anlagenerichtung verändert und dadurch möglicherweise die für die Rentabilität der Anlagen notwendigen Preisspitzen ausgelöscht werden (Abbildung 146). In der Folge müsste der Markt erst wieder seine Kapazitätsgrenze unterschreiten, damit auch neu errichtete Anlagen wirtschaftlich betrieben werden können. Dieser Effekt kann zu sogenannten „Boom-Bust“-Zyklen führen, welche in Commodity Märkten ein häufig anzutreffendes Problem darstellen. Dieser Effekt wird unter Punkt 6.8.5 detailliert erläutert.

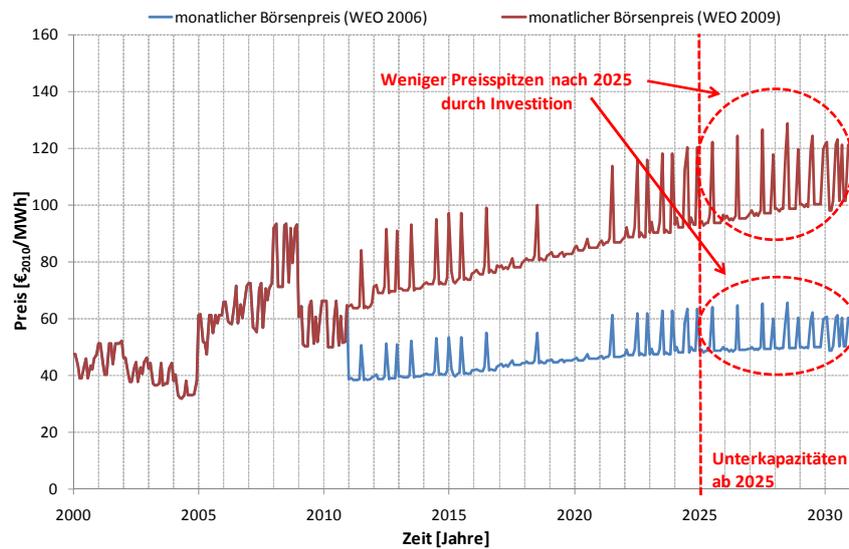


Abbildung 146: Entwicklung der realen Börsenpreise unter Szenario 1 bei Zubau eines 100 MW GuD-Kraftwerks im Jahr 2025 (Basisjahr 2010)

### Börsenpreis in Szenario 2

Werden außer Betrieb gehende Öl- und Gasturbinenkraftwerke durch GuD-Anlagen ersetzt, so zeigt die Untersuchung, dass der Markt nicht mehr in der Lage ist, einen Erzeugungspass frühzeitig anzuzeigen (Abbildung 147).

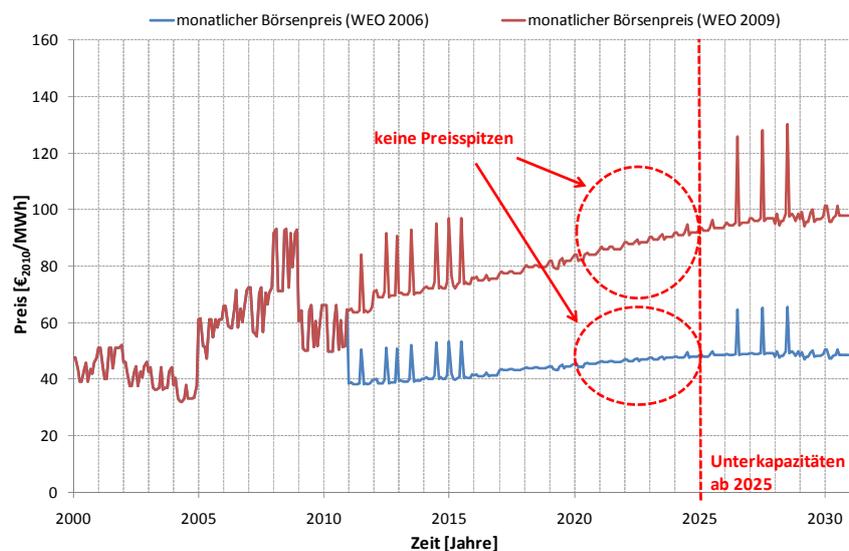


Abbildung 147: Entwicklung der realen Börsenpreise unter Szenario 2 (Basisjahr 2010)

In diesem Fall treten auch nach dem Jahr 2025, wenn die geforderte Reserve bereits unterschritten wird, nur vereinzelte Preisspitzen auf. Unterscheiden sich die Grenzkosten der zumeist preissetzenden Mittellastkraftwerke nur geringfügig, so besteht für Erzeuger kein Anreiz solche Anlage zu errichten, da die zu erwirtschaftenden Deckungsbeiträge nicht ausreichen, um deren Fixkosten zu decken. Dasselbe gilt auch für neue Grundlastkraftwerke, die in der Regel die höchsten Fixkosten aller Kraftwerkstypen besitzen und daher höhere Deckungsbeiträge erwirtschaften müssen.

### Börsenpreis in Szenario 3

In Szenario 3 errichtet das Restunternehmen im Jahr 2017 anstatt eines GuD-Kraftwerks ein Gasturbinenkraftwerk mit 200 MW. Diese Anlage besitzt höhere variable Erzeugungskosten als kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke und wird daher in der Merit Order hinter diesen gereiht. Auf Grund des neueren Baujahres verfügt die Anlage über einen höheren Wirkungsgrad als ältere Kraftwerke des gleichen Typs bzw. ältere ölbefeuerte Anlagen. Dies führt dazu, dass diese Anlage in Zeiten höheren Bedarfs öfters den Preis setzt. Wie in Abbildung 148 ersichtlich, kommt es daher bereits frühzeitig zur Ausbildung von Preisspitzen. Ab dem Jahr 2025 bleibt der Preis beinahe das gesamte Jahr auf diesem höheren Niveau. Ist der Unterschied zwischen den Grenzkosten der zumeist preissetzenden Spitzenlastkraftwerke sowie den Grund- und Mittellastkraftwerken ausreichend groß, so werden vermehrt Grund- und Mittellastkraftwerke errichtet werden.

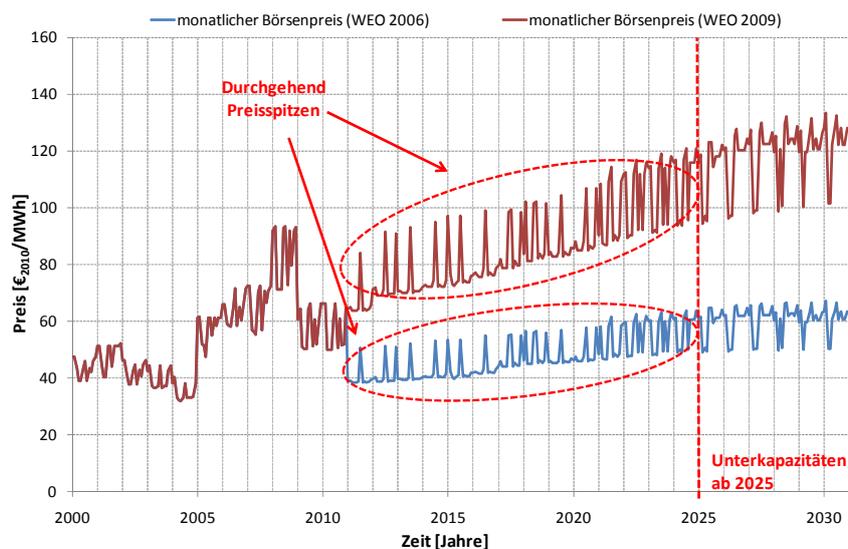


Abbildung 148: Entwicklung der realen Börsenpreise unter Szenario 3 (Basisjahr 2010)

### Vergleich der Merit Order Funktionen

Die Fähigkeit der Strombörse Erzeugungsengpässe frühzeitig anzuzeigen, hängt wesentlich von der Form der Merit Order ab. Je nach Anteil hochpreisiger Erzeugungsanlagen an der Gesamtkapazität kommt frühzeitig oder erst bei unterschreiten der geforderten Kraftwerkreserve zur Ausbildung notwendiger Preisspitzen. In Abbildung 149 ist die Merit Order des Marktes in der Peak-Periode des Monats Dezember 2025 für das Szenario 1 dargestellt. Wie ersichtlich pendelt sich der Preis auf einen Wert von ca. 150 €/MWh ein.

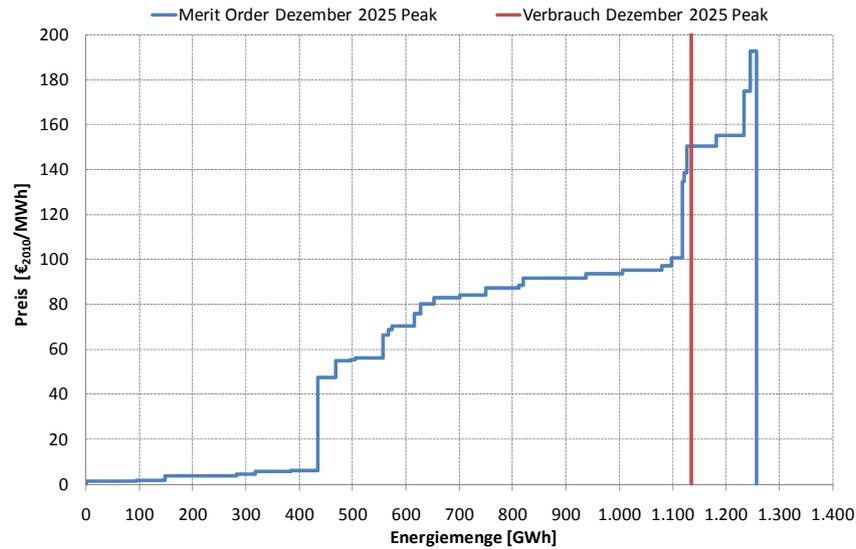


Abbildung 149: Merit Order des Marktes in der Dezember Peak-Periode des Jahres 2025, Szenario 1 (Basisjahr 2010)

In Szenario 2 bildet sich für den gleichen Zeitraum ein deutlich geringerer Preis von ca. 95  $\text{€}_{2010}/\text{MWh}$ . Grund hier ist der geringere Anteil an hochpreisigen Öl- und Gasturbinenkraftwerken, wodurch die Merit Order auch im Spitzenlastbereich noch einen teilweise flachen Verlauf aufweist (Abbildung 150). In der Folge kommt es erst bei sehr knappen Erzeugungskapazitäten oder bei Unterschreiten der geforderten Reservehaltung zur Ausbildung von Preisspitzen, welche in einem reinen Energiemarkt die Notwendigkeit zusätzlicher Investitionen anzeigen sollten.

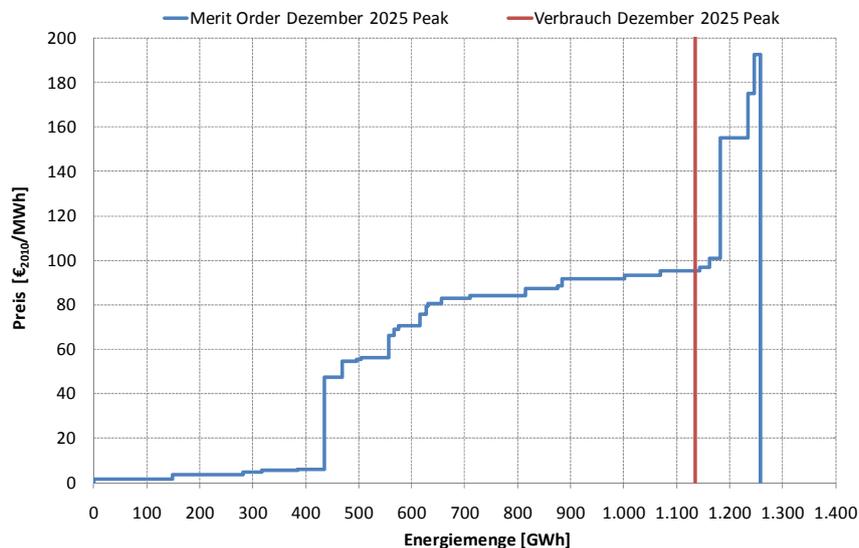


Abbildung 150: Merit Order des Marktes in der Dezember Peak-Periode des Jahres 2025, Szenario 2 (Basisjahr 2010)

Der gegenteilige Effekt zeigt sich bei einem höheren Anteil an teuren Spitzenlastkraftwerken, wie in Szenario 3. Da die Merit Order bereits frühzeitig ansteigt, treten Preisspitzen häufiger auf (Abbildung 151) und Investitionen können sich bereits frühzeitig als rentabel erweisen. Reagieren Erzeuger auf dieses Anreizsignal mit einer Anlagenerrichtung, so sollten Erzeugungsgenpässe ausbleiben.

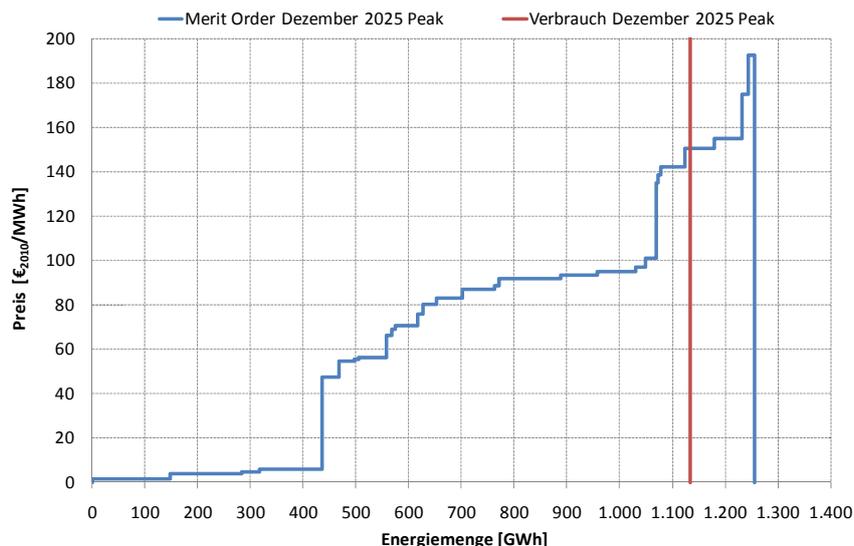


Abbildung 151: Merit Order des Marktes in der Dezember Peak-Periode des Jahres 2025, Szenario 3 (Basisjahr 2010)

### Einfluss der Bedarfssteigerungsrate

Neben dem Verlauf der Merit Order hängt die Fähigkeit des Marktes Erzeugungsgpässe frühzeitig anzuzeigen auch wesentlich von der Bedarfssteigerungsrate im System ab. Je höher der jährliche Verbrauchszuwachs ausfällt, desto kurzer ist die Verzugszeit zwischen Preisspitzen und Versorgungsgpässen. Unterstellt man beispielsweise in Szenario 1 zwischen den Jahren 2020 und 2025 eine jährliche Verbrauchszunahme von 3,5 %, so wird die erforderliche Reserve bereits ab 2022 unterschritten (Abbildung 152).

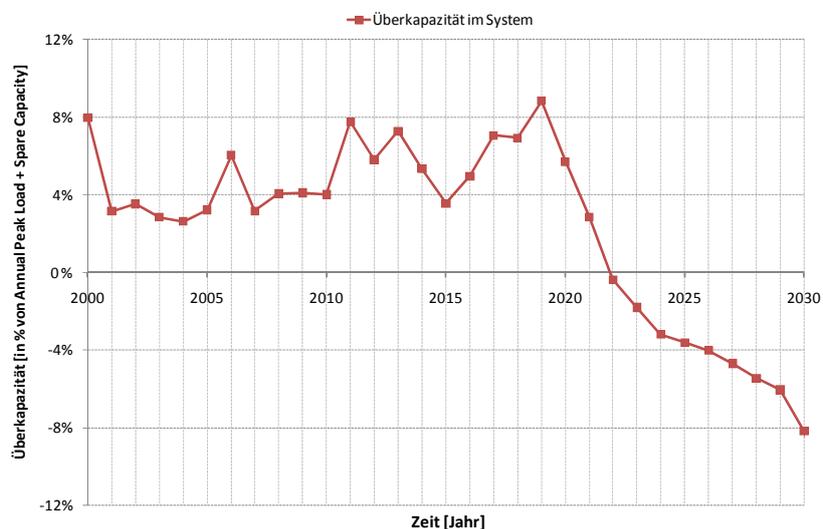


Abbildung 152: Entwicklung der Reservekapazität bei einer Verbrauchssteigerungsrate von 3,5 % zwischen 2020 und 2025

Die ersten Preisspitzen im System bilden sich jedoch erst im Jahr 2021 (Abbildung 153). Diese Verzugszeit kann selbst für schnell zu errichtende Anlagen wie Gasturbinenkraftwerke zu kurzfristig sein, um zeitgerecht darauf reagieren zu können<sup>98</sup>.

<sup>98</sup> Diese weisen durchschnittlich eine Errichtungszeit von zwei Jahren auf (IEA 2007a, 76).

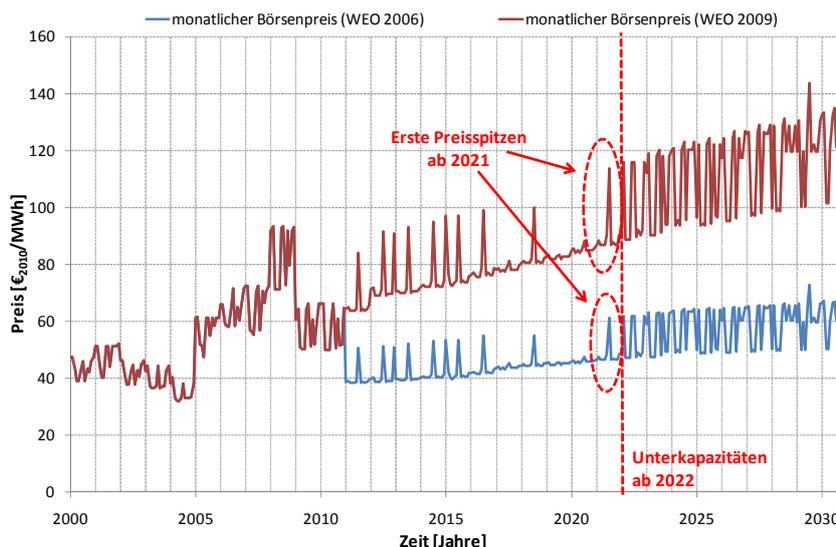


Abbildung 153: Entwicklung der realen Börsenpreise unter Szenario 1 mit 3,5 % jährlichen Verbrauchszuwachs zwischen 2020 und 2025 sowie Zubau eines 100 MW GuD-Kraftwerks im Jahr 2025 (Basisjahr 2010)

Um im definierten Szenario nach 2025 eine Markträumung zu ermöglichen, ist es zudem zwingend notwendig, den Kraftwerkspark zu erweitern.

### Vergleich der Deckungsbeiträge eines Investitionsprojektes

Im Folgenden wird der Fall dargestellt, dass ein Anlagenbetreiber im Jahr 2025 ein neues GuD-Kraftwerk mit einer Leistung von 100 MW errichtet. Vergleicht man die Deckungsbeiträge und Fixkosten bis zum Jahr 2030, so zeigt sich, dass die Brennstoffpreisentwicklungen Investitionsentscheidungen grundlegend beeinflussen. Während im Szenario lt. WEO 2009 (Abbildung 154, links) die Deckungsbeiträge im Betrachtungszeitraum deutlich über den Fixkosten liegen, kann die Anlage im Szenario lt. WEO 2006 (Abbildung 154, rechts) die Fixkosten nur im letzten Jahr sicher decken. Reagieren auch andere Kraftwerksbetreiber mit einer Anlagenerrichtung auf das Preissignal, so kann sich der Börsenpreis in beiden Szenarien noch zusätzlich verringern und damit auch die Vorteilhaftigkeit der Investition. Projekte mit unsicherer Ertragslage werden von Kapitalgebern mit einem erhöhten Zinssatz zur Abgeltung des Investitionsrisikos beaufschlag<sup>99</sup>. Wird dieser Aspekt mit berücksichtigt, so können sich die jährlichen Fixkosten der Neuanlage noch zusätzlich erhöhen.

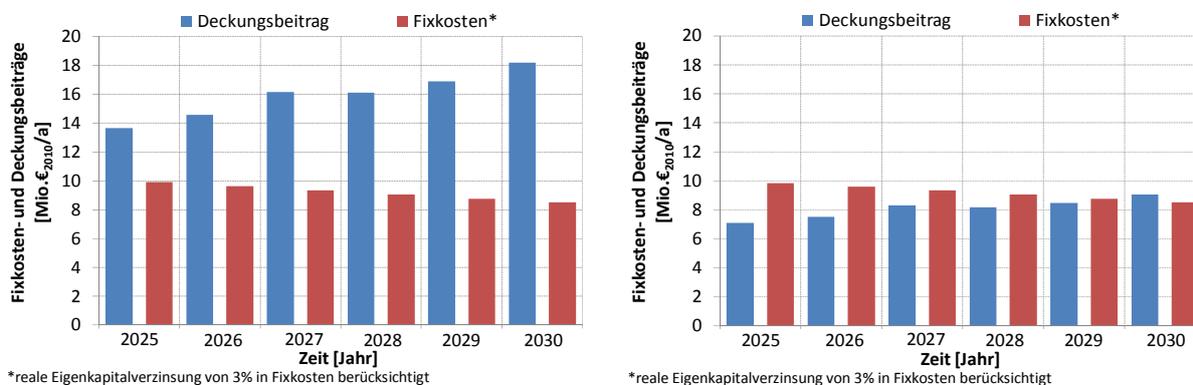


Abbildung 154: Reale Entwicklung von Deckungsbeiträgen und Fixkosten eines GuD-Kraftwerks in Szenario 1 mit Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2009 (links) und Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2006 (rechts)(Basisjahr 2010)

<sup>99</sup> siehe (Doorman 2000, 27 ff), (A.T. Kearney 2009, 16-18), (The Brattle Group 2009, 34) et al.

Bei Börsenpreisen ohne Preisspitzen, wie in Szenario 2, sinken die Deckungsbeiträge des gleichen GuD-Kraftwerks gegenüber Szenario 1 deutlich (Abbildung 155). Die Anlage erscheint weniger profitabel. Hier ist es auch bei höherem Preisniveau möglich, dass die Fixkosten gerade noch bzw. nicht mehr gedeckt werden können. Bei niedrigeren Börsenpreisen kann der Anlagenbetreiber die Fixkosten in keinem Jahr des Untersuchungszeitraums erwirtschaften. Damit ist der Anreiz der Anlagenerrichtung deutlich geringer als im Fall von Szenario 1. Vor allem die Tatsache, dass ein hohes Grundpreisniveau zum wirtschaftlichen Betrieb der Anlage von Nöten ist, erhöht das Investitionsrisiko.

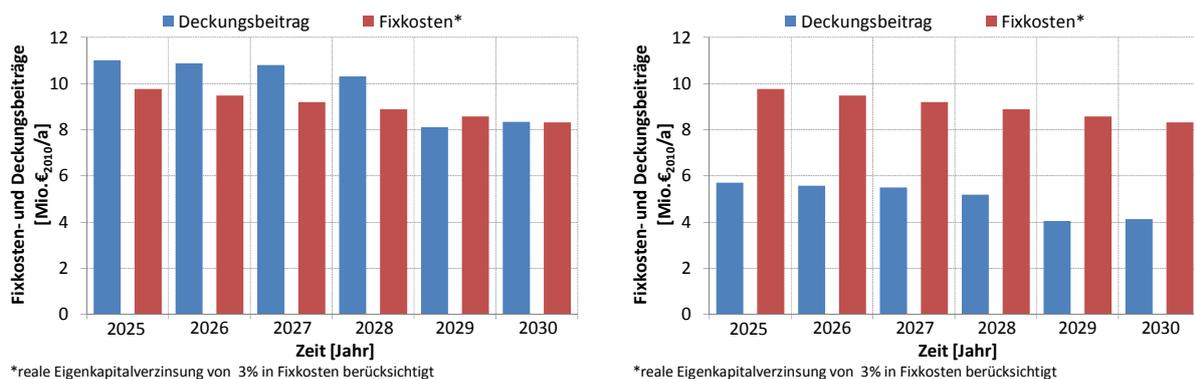


Abbildung 155: Reale Entwicklung von Deckungsbeiträgen und Fixkosten eines GuD-Kraftwerks in Szenario 2 mit Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2009 (links) und Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2006 (rechts) (Basisjahr 2010)

Kommt es, wie in Szenario 3, bereits frühzeitig zur Ausbildung von Preisspitzen, so rentiert sich die Anlagenerrichtung im Falle beider Brennstoffpreisentwicklungen (Abbildung 156). Die Neuanlage kann sowohl bei niedrigem, als auch bei hohem Brennstoffpreisniveau ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften. Das Investitionsrisiko ist deutlich geringer und die Wahrscheinlichkeit einer Anlagenerrichtung höher.

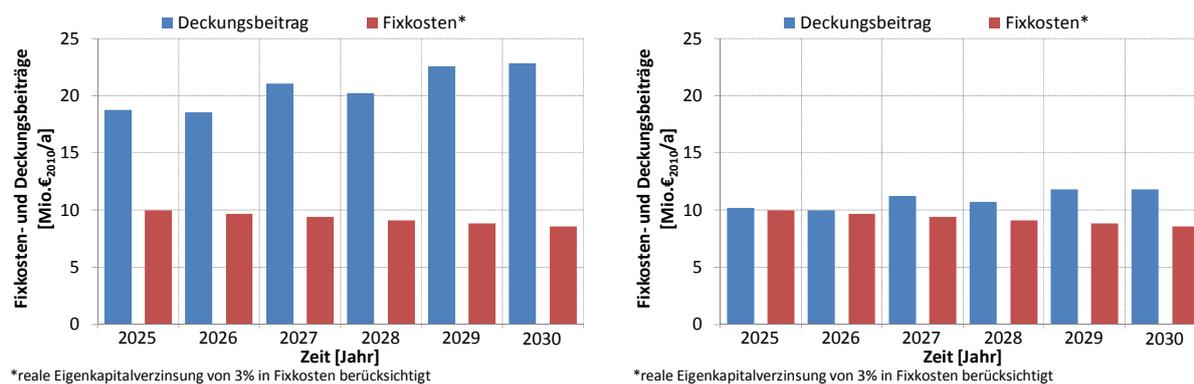


Abbildung 156: Reale Entwicklung von Deckungsbeiträgen und Fixkosten eines GuD-Kraftwerks in Szenario 3 mit Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2009 (links) und Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2006 (rechts) (Basisjahr 2010)

Für eine schlussendliche Entscheidungsfindung muss natürlich die gesamte Nutzungsdauer der Anlage betrachtet werden, da sich die Fixkosten im Laufe der Zeit, z.B. durch die annehmenden Fremdkapitalkosten, verringern und damit auch der erforderliche Börsenpreis, um eine geforderte Kapitalverzinsung zu erzielen. Unsichere Einflussfaktoren, wie die Brennstoffpreisentwicklung, die Erzeugung dargebotsabhängiger Kraftwerke, die Entwicklung des Marktes

oder auch regulatorische Rahmenbedingungen, beschränken jedoch die Aussagekraft langfristiger Planungsrechnungen über mehrere Jahre bzw. Jahrzehnte hinweg. Unter diesem Aspekt ist daher davon auszugehen, dass die Deckungsbeiträge des dargestellten Betrachtungszeitraums verstärkt in die Berechnung eingehen und daher auch einen Anhaltspunkt für eine mögliche Anlagenerrichtung darstellen. Werden neue Anlagen auf Basis der Kapitalwertmethode bzw. mittels Realoptionen bewertet, so wird die Unsicherheit zukünftiger Einnahmen durch die Annahme höherer Zinssätze berücksichtigt. Damit verringern sich die Barwerte weiter in der Zukunft liegender Einnahmen bzw. fließen kurzfristige Erlöse verstärkt in die Berechnung mit ein (L. de Vries 2004, 91-92).

Wie die Untersuchung gezeigt hat, ist die Existenz von ausreichenden Spitzenlastkraftwerken, die in der Lage sind, Erzeugungsengepässe frühzeitig anzuzeigen, in einem reinen Energiemarkt unumgänglich. Preisspitzen in der Höhe der Grenzkosten öl- und gasbefuerter Anlagen stellen jedoch nur für Grund- und Mittellastkraftwerke einen Investitionsanreiz dar. Die Fixkostendeckung der Spitzenlastkraftwerke selbst ist damit noch nicht sicher gewährleistet.

### Fixkostenproblem der Spitzenlastkraftwerke

Bei der Betrachtung der Fixkostenproblematik im Spitzenlastbereich muss zwischen fossilen und regenerativen Kraftwerkstechnologien unterscheiden werden. Während sich Öl- oder Gasturbinenkraftwerke durch hohe variable Kosten für Brenn- und Hilfsstoffe sowie geringe fixe Kosten für z.B. Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen auszeichnen, verhält es sich bei Speicherkraftwerken genau umgekehrt. Durch die Bewertung des Speicherinhaltes zu Opportunitätskosten ist eine Anhebung der variablen Erzeugungskosten auf das Niveau fossiler Spitzenlastkraftwerke möglich. Dies sind jedoch nicht ausgabewirksame Kosten und ermöglichen den Erzeugern daher die Erwirtschaftung von Deckungsbeiträgen. Ob diese ausreichen, um die hohen Fixkosten abzudecken, hängt, wie die durchgeführten Untersuchungen zeigen, vorwiegend von der Entwicklung der Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise<sup>100</sup> sowie von der Häufigkeit der auftretenden Preisspitzen ab.

Das eigentliche Fixkostenproblem im Spitzenlastbereich ergibt sich bei fossilen Erzeugungstechnologien. Dies sind vor allem Öl- und Gasturbinenkraftwerke sowie ältere Mittellastkraftwerke mit schlechtem Wirkungsgrad. Diese Kraftwerkstypen besitzen in der Regel die höchsten variablen Erzeugungskosten und werden in der Merit Order zuletzt gereiht. Kommt es zu einer erhöhten Nachfrage im System oder zum Ausfall günstigerer Erzeugungsanlagen, so setzen diese Technologien den Preis. Unter Einhaltung einer geforderten Kraftwerksreserve kommen die teuersten Erzeugungsanlagen jedoch nur sehr selten zum Einsatz. Das bedeutet, diese Kraftwerke müssen innerhalb weniger Betriebsstunden in der Lage sein, ihre Fixkosten zu verdienen. Zudem gilt, dass wenn Überkapazitäten vorhanden sind und die Angebotslegung an der Strombörse zu den kurzfristigen Grenzkosten erfolgt, die letzte produzierende Einheit nicht in der Lage ist, einen Deckungsbeitrag zu erwirtschaften. Kein Anbieter würde langfristig diese Einheit bereitstellen wollen. Daher ist es in einem reinen Energiemarkt notwendig, dass der Preis kurzfristig über die Grenzkosten der letzten Produktionseinheit ansteigt. Dies ist unter Annahme vollkommener Konkurrenz nur dann möglich, wenn die Nach-

---

<sup>100</sup> siehe Kapitel 6.5

frage das Angebot übersteigt und der Marktpreis nur mehr durch die Zahlungsbereitschaft der Kunden (Willingness to Pay) beschränkt wird<sup>101</sup> (Abbildung 157).

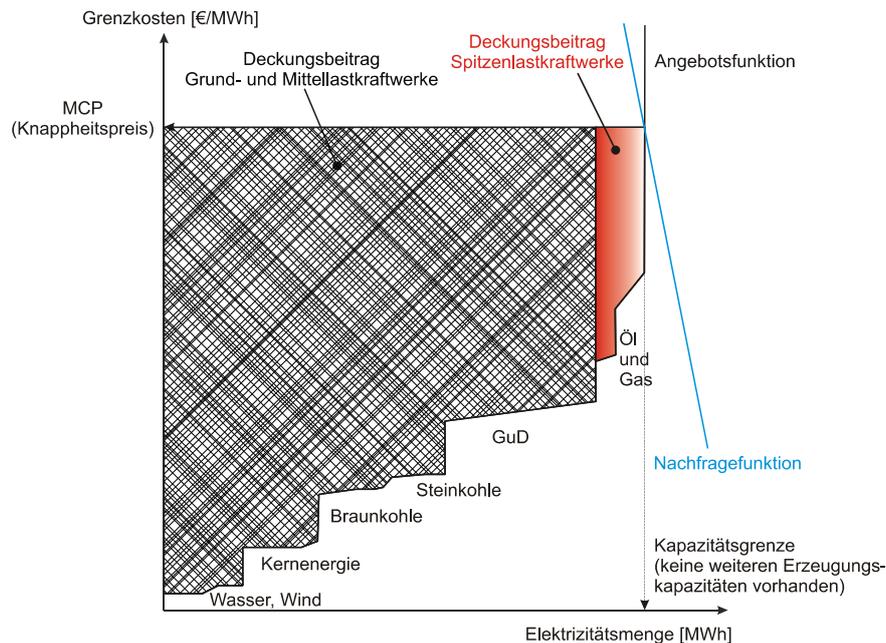


Abbildung 157: Markt mit Knappheitspreis und Deckungsbeiträgen der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien

In diesen Situationen würde der Preis theoretisch bis auf das Niveau des sogenannten „Value of Lost Load“ (VOLL) ansteigen. Das sind jene Kosten, die den Kunden entstünden, wenn sie im Engpassfall unfreiwillig abgeschaltet würden (Stoft 2002, 154). Um auch im Falle knapper Erzeugung sicher versorgt zu werden, würden die Endkunden daher bereit sein, diesen „Knappheitspreis“ (Scarcity Price) zu bezahlen. In der Literatur werden je nach Land, Branche und Erhebungsmethode teils widersprüchliche Werte für den VOLL angegeben (Tabelle 17). Eine unbestrittene Tatsache ist jedoch, dass der Wert einer sicheren Energieversorgung deutlich über dem durchschnittlichen Marktpreisen liegt.

Studie	Land	Methodik	Bereich	Value of Lost Load [€/MWh]
Bliem (2007)	Österreich	Befragung	Haushalte	5.300
			Industrie	13.200
Samdal (2006)	Norwegen	Befragung	Haushalte	1.000
			Industrie	8.250
Bliem (2005)	Österreich	Makroökonomische Abschätzung	Haushalte	16.000
			Industrie	5.000
			Durchschnitt	8.100
KEMA (2003)	Niederlande	Befragung	Haushalte	10.000
US DoE (2003)	USA	Blackout-Studie	Durchschnitt	5.800
Billinton (2001)	Frankreich	Befragung	Durchschnitt	9.000
	Norwegen	Befragung	Haushalte	500
			Industrie	6.300

Tabelle 17: „Value of Lost Load“ (VOLL) ausgewählter Studien, Quelle (Frontier Economics 2008, 21)

<sup>101</sup> vgl. (EIA 1997, xi), (Ockenfels, Grimm und Zoettl 2008, 72-73), et al.

Das kurzfristige Auftreten von Knappheitspreisen wird in einem reinen Energiemarkt als essentiell erachtet. Erst wenn Engpasssituationen mit Rationierungsmaßnahmen, wie beispielsweise Lastabwürfe, auftreten und es somit zu einer Verringerung der Versorgungssicherheit kommt, ist ein reiner Energiemarkt theoretisch in der Lage allen Erzeugungstechnologien und vor allem Spitzenlastkraftwerken, die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten zu ermöglichen (The Brattle Group 2009, 20). Dieser Ansatz steht jedoch in grobem Widerspruch mit den Zielen der Europäischen Union. So soll die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in Europa lt. Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG:

„...wettbewerbsfähige Preise und höhere Dienstleistungsstandards bewirken und zu mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit beitragen.“

(RL 2009/72/EG, 2009, Abs. 1)

Das Modell des reinen Energiemarktes kann diese Ansprüche unter den derzeitigen technischen Rahmenbedingungen jedoch nicht erfüllen. Die meisten Endkunden werden zu Durchschnittspreisen verrechnet und sind daher nicht in der Lage, auf extreme Preisspitzen durch eine Einschränkung ihres Konsums zu reagieren. Somit stellen hohe Preisspitzen auch ein sozialpolitisches Problem dar. Zum Schutz der Endkunden wurden an den meisten Börsen- und Poolmärkten Gebotsobergrenzen eingeführt. Diese liegen in Europa zumeist bei 3.000 €/MWh bzw. im amerikanischen Raum bei 1.000 \$/MWh (Tabelle 18)<sup>102</sup>.

Börse/Pool	Marktgebiet	Gebotsobergrenze
EPEX Spot	D, A, CH, F	3.000 €/MWh
Nord Pool Spot	NOR, SE, FIN, DK	2.000 €/MWh
OMEL	ES, P	180,3 €/MWh
APX NL	NL	3.000 €/MWh
ISO New England	USA (6 Bundesstaaten)	1.000 \$/MWh
Midwest ISO	USA (13 Bundesstaaten) und Kanada (Manitoba)	1.000 \$/MWh
New York ISO	USA (New York)	1.000 \$/MWh
PJM	USA (13 Bundesstaaten)	1.000 \$/MWh

Tabelle 18: Gebotsgrenzen internationaler Strommärkte, Quellen (Adib, Schubert und Oren 2008), (Grimm, Ockenfels und Zöttl 2008, 164), (Crampes und Fabra 2004, 4)

### Häufigkeit von Preisspitzen

Unter der Annahme, dass ein abgeschriebenes Gasturbinenkraftwerk (Baujahr 1980, Nettoleistung 93 MW) die teuerste Erzeugungseinheit im Markt darstellt, muss dieses mindestens drei Volllaststunden pro Jahr bei einem maximalen Börsenpreis von 3.000 €/MWh zum Einsatz kommen, damit eine Vollkostendeckung gewährleistet werden kann<sup>103</sup>. Im Falle eines abgeschriebenen Ölkraftwerks (Baujahr 1965, Nettoleistung 276 MW) wären dafür 30 Volllaststunden pro Jahr notwendig<sup>103</sup> (Abbildung 158).

<sup>102</sup> Es ist jedoch noch nicht geklärt, ob die Gebotsgrenzen an den europäischen Strombörsen wirklich als Price Caps für den gesamten Markt wirken, da Erzeuger im Knappheitsfall auch in den OTC-Markt abwandern könnten, in dem es keine Preisobergrenzen gibt (Ockenfels, Grimm und Zoettl 2008, 35-36).

<sup>103</sup> Berechnung lt. den ermittelten Fixkosten des Simulationsmodells. In den fixen Aufwendungen der abgeschriebenen Anlagen werden die Ausgaben für Personal, Versicherung sowie Betrieb und Instandhaltung berücksichtigt, jedoch nicht die geforderte Kapitalverzinsung.

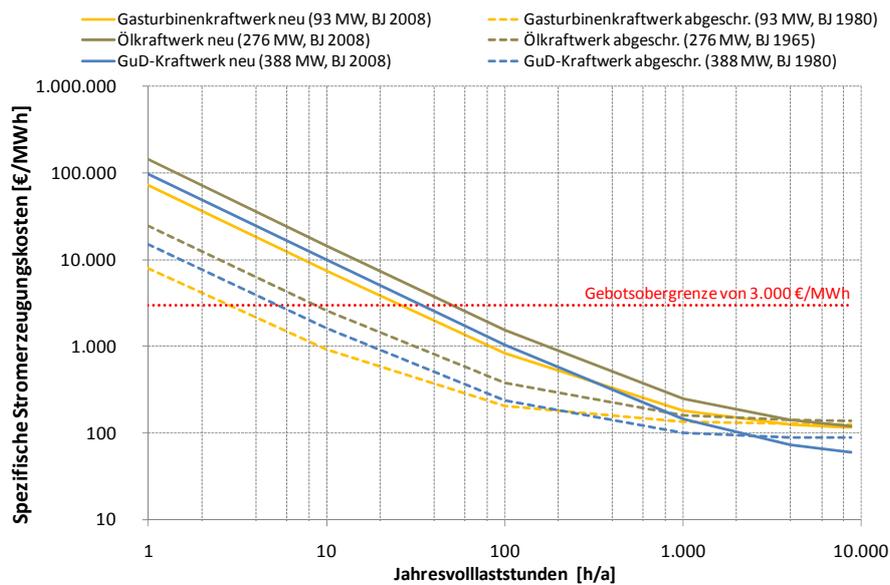


Abbildung 158: Spezifische Stromerzeugungskosten von div. Spitzenlastkraftwerken, Quelle (Werte lt. Simulationsmodell, Primärenergiepreise für das Jahr 2008 lt. (BP 2009, 16 ff))

Um die Aussagekraft der berechneten Stromerzeugungskosten bestimmen zu können, werden diese mit realen Marktdaten verglichen (Abbildung 159). Als Richtwert dienen die von der „Commission for Energy Regulation“<sup>104</sup> jährlich veröffentlichten Fixkosten neu errichteter Gas- bzw. Gas- und Dampfkraftwerke. In der Gegenüberstellung werden für Anlagen desselben Typs vereinfachend gleiche variable Erzeugungskosten angenommen. Wie Abbildung 159 zeigt, ist das Simulationsmodell in der Lage, reale Kostenverhältnisse abzubilden. Ein Vergleich zwischen den Fixkosten abgeschriebener Anlagen im Modell und realer Kraftwerke ist auch Grund fehlender Vergleichsdaten nicht möglich.

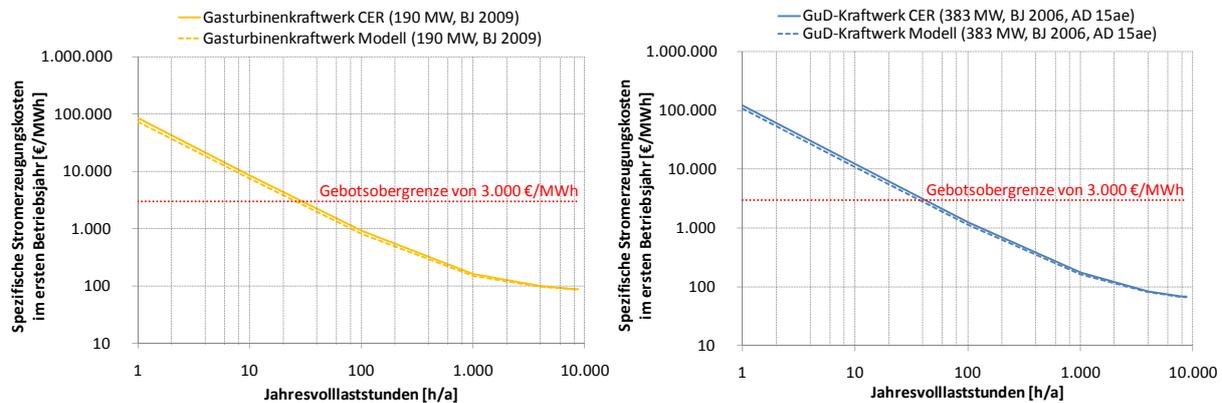


Abbildung 159: Vergleich der ermittelten spezifischen Stromerzeugungskosten des Simulationsmodells mit Werten realer Anlagen für Gasturbinen (links) und GuD-Anlagen (rechts), Quellen (Modell-Werte lt. Simulation), (CER 2005, 9-17), (CER 2009, 6)

### Strompreiskrise in Kalifornien

Dass Knappheitssituationen mit Lastabschaltung bei gleichzeitig erhöhten Großhandels- und Endkundenpreisen nicht nur von theoretischer Natur sind, zeigte sich am Beispiel der kaliforn-

<sup>104</sup> Die „Commission for Energy Regulation“ ist die irische Regulierungsbehörde für den Strom- und Gasbereich.

nischen Strompreiskrise. Im dort eingeführten reinen Energiemarkt<sup>105</sup> kam es in den Jahren 2000 und 2001 mehrmals zu sogenannten „Rolling Blackouts“, in denen ganze Stadtteile der Ballungszentren San Francisco und San Diego alternierend abgeschaltet werden mussten. Die Stromgroßhandelspreise stiegen auf den 10- bis 20-fachen Wert und in Regionen mit freien Endkundenpreise erhöhten sich die Stromrechnungsbeträge durchschnittlich um das 2- bis 4-fache (Ufer 2001, 1-4). Die Gesamtkosten der Krise beliefen sich nach konservativen Schätzungen auf 40 bis 45 Milliarden US-Dollar (Weare 2003, 4) Wie de Vries (2004, 88) anführt, hätte die dauerhafte Bereithaltung ausreichender Erzeugungskapazitäten in Summe geringere soziale Kosten verursacht, als die schlussendlich notwendigen Lastabschaltungen im Knappheitsfall. Als wesentliche Gründe für die Krise wurden ausbleibende Kraftwerksinvestitionen auf Grund der unsicheren Ertragslage, fehlende Übertragungskapazitäten in benachbarte Märkte und der überdurchschnittliche Verbrauchsanstieg im System identifiziert.

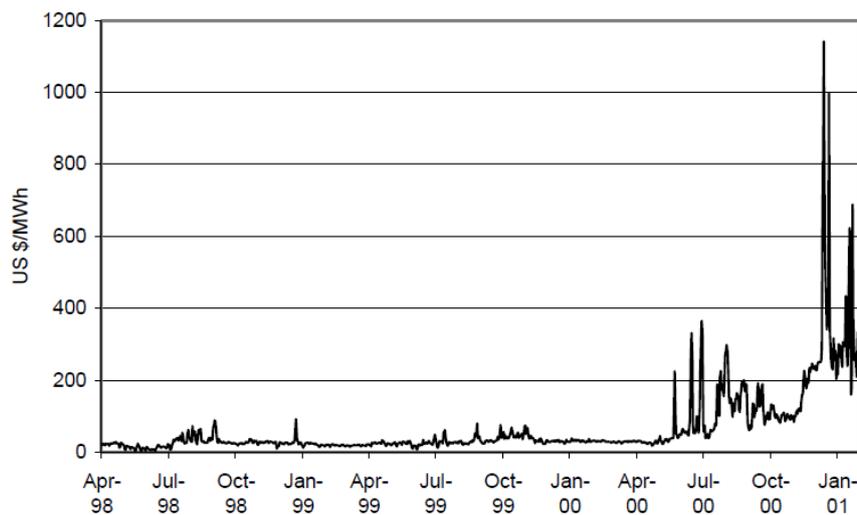


Abbildung 160: Durchschnittliche tägliche Großhandelspreise in Kalifornien während der Stromkrise 2000 und 2001, Quelle (L. de Vries 2004, 44)

### 6.6.3 Zusammenfassung Strombörse und zeitgerechte Investitionsanreize

Die Prüfung von These 3 hat gezeigt, dass Faktoren, wie die Form der Merit Order, die geltenden Primärenergiepreise oder die Bedarfssteigerungsrate, das Auftreten zeitgerechter Investitionsanreize in einem reinen Energiemarkt grundlegend beeinflussen.

Die Errichtung bzw. der Betrieb von Spitzenlastkraftwerken stellt in diesem Marktmodell ein generelles Problem dar. Um allen Anlagen im System eine Vollkostendeckung zu ermöglichen, ist es notwendig, dass der Marktpreis über die Grenzkosten der letzten Erzeugungseinheit ansteigt. Dies ist unter Annahme eines kompetitiven Marktes erst gewährleistet, wenn das System keine Erzeugungsreserven mehr besitzt und der Energiepreis nur mehr durch die Zahlungsbereitschaft der Kunden beschränkt wird. Solche Erzeugungssituationen sind jedoch in einem realen Marktumfeld aus technischer, sozialpolitischer und wohlfahrtsökonomischer Sicht nicht vertretbar.

Auf Grund dieser Beobachtungen sowie den aus der kalifornischen Strompreiskrise gewonnenen Erkenntnissen muss These 3 verworfen werden.

<sup>105</sup> vgl. (The Brattle Group 2009, 7)

Im Folgenden werden die in Kapitel 6.6 gewonnenen Erkenntnisse noch einmal zusammengefasst.

### **Form der Merit Order Funktion und Bedarfssteigerungsrate**

Verfügt ein Markt über einen hohen Anteil an Spitzenlastkraftwerken, so können bereits bei einem geringen Verbrauchsniveau Preisspitzen auftreten, die neuen Grund- und Mittellastkraftwerken eine Deckung ihrer Vollkosten gewährleisten<sup>106</sup>. Bei einem geringen Anteil hochpreisiger Spitzenlastkraftwerke ist es hingegen möglich, dass notwendige Investitionsanreize erst nach unterschreiten der geforderten Reservehaltung im System auftreten. Ein reiner Energiemarkt benötigt daher ein ausreichendes Maß an hochpreisiger Spitzenlasterzeugung, um frühzeitige Investitionsanreize bereitzustellen zu können. Desweiteren spielt auch die Bedarfssteigerungsrate eine wichtige Rolle. Kommt es, wie um untersuchten spanischen Markt<sup>107</sup>, zu hohen Verbrauchsanstiegen, so verkürzt sich die Zeitspanne zwischen dem Auftreten erster Knappheitspreise und der Unterschreitung der geforderten Erzeugungsreserve im System. Auf Grund der langen Vorlaufzeiten der Anlagenerichtung ist es möglich, dass diese Preisspitzen zu kurzfristig auftreten, um einen zeitgerechten Kraftwerkszubau zu fördern.

### **Knappheitspreise und mangelnde Elastizität der Nachfrage**

Spitzenlastkraftwerke besitzen das grundlegende Problem, dass diese nur für wenige Stunden pro Jahr zum Einsatz kommen und während dieser Zeit, auf Grund der hohen variablen Erzeugungskosten, nur geringe Deckungsbeiträge erwirtschaften. Um auch der letzten produzierenden Einheit eine Vollkostendeckung zu ermöglichen, ist es notwendig, dass der Marktpreis über die kurzfristigen Grenzkosten dieser Anlage ansteigt. Dies ist unter Annahme eines wettbewerblichen Marktes jedoch erst beim Auftreten von Erzeugungsempässen mit entsprechenden Knappheitspreisen (Scarcity Prices) der Fall. Aus wirtschaftlicher Sicht sind Knappheitssituationen daher für die einwandfreie Funktion eines reinen Energiemarktes unumgänglich, aus technischer Sicht jedoch höchst problematisch. Auf Grund der mangelnden Nachfrageelastizität reagieren Endkunden nur geringfügig auf das Preissignal der Strombörse. Es kann daher im Knappheitsfall notwendig sein, Lastabschaltungen durchzuführen, um Erzeugung und Verbrauch in Gleichklang zu bringen. Solche Situationen sind sowohl aus sozialpolitischer Sicht problematisch, da sich Endkunden nicht gegen hohe Energiepreise schützen können, als auch aus vom energiepolitische Standpunkt her, da die Europäische Union mit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft das Ziel verfolgt, die Versorgungssicherheit noch weiter zu erhöhen (RL 2009/72/EG). Ist es zudem notwendig zufällige Lastabschaltungen, ohne Berücksichtigung der Zahlungsbereitschaft der Kunden, durchzuführen, können hohe wohlfahrtsökonomische Verluste die Folge sein<sup>108</sup>. Um in Europa langfristig Erzeugungsempässe wie im kalifornischen Strommarkt zu vermeiden, ist es daher notwendig, sinnvolle zusätzliche Anreizmechanismen für Anlageninvestitionen zu schaffen oder in letzter Konsequenz die Vorhaltung ausreichenden Kraftwerkskapazitäten vorzuschreiben.

---

<sup>106</sup> Wesentlicher Einflussfaktor ist hierbei auch wieder der Primärenergiepreis, welcher die Höhe der Preisspitzen bestimmt.

<sup>107</sup> Der Stromverbrauch im spanischen Markt stieg während der Jahre 2001 bis 2006 durchschnittlich mit 5 % p.a. (ENTSO-E 2010b, 70).

<sup>108</sup> siehe hierzu 7.6

Ursache	Auswirkung auf den Markt	Auswirkung auf die Unternehmen
Geringer Anteil an Spitzenlastkraftwerken im System	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Börsenpreis steigt erst im Falle von Unterkapazitäten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Errichtung von Neuanlagen erst im Falle von Unterkapazitäten rentabel</li> <li>• Zubau kann jedoch notwendige Preisspitzen wieder auslösen (Anlagen durch erhöhtes Angebot und sinkende Börsenpreise nicht mehr rentabel)</li> <li>• Hohes Investitionsrisiko</li> </ul>
Hoher Bedarfszuwachs	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geringe Verzugszeit zwischen Börsenpreisanstieg und dem Auftreten von Unterkapazitäten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erzeugungsunternehmen können wegen langer Vorlaufzeiten der Anlagenerrichtung auf kurzfristiges Preissignal der Strombörse nicht reagieren</li> <li>• Investitionen erfolgen erst beim Auftreten von Unterkapazitäten</li> </ul>
Vollkostendeckung von Spitzenlastkraftwerken	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preis muss über Grenzkosten der letzten Erzeugungseinheit ansteigen (in idealem Markt auf Niveau von VOLL)</li> <li>• Knappheitssituationen sind notwendig, damit alle Erzeugungsanlagen rentabel betrieben werden können</li> <li>• Endkunden werden zu Durchschnittspreisen verrechnet (können sich nicht gegen hohe Börsenpreise schützen)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wenn Preis auf Grenzkosten letzter Erzeugungseinheit: Niemand möchte langfristig letzte Erzeugungseinheit bereitstellen</li> <li>• Letzte Erzeugungseinheit ist erst rentabel, wenn Preis über die kurzfristigen Grenzkosten ansteigt (Knappheitssituationen notwendig)</li> </ul>
Mangelnde Elastizität der Nachfrage	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Endkunden reagieren nur geringfügig auf Preissignal (reduzieren ihren Verbrauch nur in geringem Maße)</li> <li>• In Knappheitssituationen sind Lastabschaltungen notwendig, um Erzeugung und Verbrauch in Gleichklang zu bringen</li> <li>• Im Falle zufälliger Lastabschaltungen treten volkswirtschaftliche Verluste auf</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reservehaltung notwendig, um sicheren Systembetrieb zu gewährleisten</li> <li>• Erzeuger erhalten dzt. kein Preissignal für den Wert sicherer Versorgung (Endkunden müssen Zahlungsbereitschaft für sichere Versorgung nicht offenlegen)</li> <li>• Produkt „sichere Energieversorgung“ wird nicht abgegolten</li> </ul>

Tabelle 19: Zusammenfassung der Ergebnisse Strombörse und zeitgerechte Investitionsanreize

## 6.7 Strombörse und lokale Investitionsanreize

**Prüfung These 4:** Das Modell der Strombörse ist in der Lage, Investitionen am richtigen Standort zu fördern.

Die Strombörse stellt den wirtschaftlichen Marktplatz dar, an dem elektrische Energie gehandelt wird. Je nach Angebot und Nachfrage ergibt sich der Kraftwerkseinsatz der Unternehmen zur Deckung des Bedarfs. Der tatsächliche Austausch der Liefergeschäfte erfolgt über das Übertragungs- und Verteilernetz, welches den physikalischen Marktplatz darstellt. Um die Komplexität zu begrenzen und die wirtschaftlichen Ergebnisse des Modells besser interpretieren zu können, wurde in den bisherigen Untersuchungen der Einfluss des Netzes vernachlässigt. Da die meisten Börsenmärkte in der Vergangenheit auf nationale Grenzen ausgelegt wurden, und innerhalb dieser in der Regel ausreichende Verbindungskapazitäten vorhanden waren, ist diese vereinfachende Annahme durchaus zulässig. Durch den steigenden internationalen Stromhandel sowie den zunehmenden Anteil an dargebotsabhängiger Einspeisung können Leitungsentpässe zwischen als auch innerhalb von Börsengebieten zukünftig jedoch ein erhebliches Problem darstellen<sup>109</sup>. Dies bedeutet, selbst wenn in einem Markt ausreichende Erzeugungskapazitäten vorhanden sind, ist es auf Grund von Leitungsentpässen möglich, dass der Bedarf nicht gedeckt werden kann. Daher ist es notwendig, entsprechende Preissignale auszusenden, um die Errichtung von neuen Erzeugungsanlagen am richtigen Standort zu fördern. Dies ist vor allem deshalb von Bedeutung, weil Leitungsbauprojekte auf Grund ihres großen Flächenbedarfs schwieriger zu realisieren sind als Kraftwerksbauprojekte. In der folgenden Untersuchung soll die Fragestellung geklärt werden, ob ein Markt mit Strombörse in der Lage ist Investitionen ortsabhängig zu fördern. Dafür werden zwei Börsengebiete mit unterschiedlicher Anbindung bzw. ein Markt mit und ohne interne Engpässe betrachtet. Die Untersuchung erfolgt mit Hilfe eines einfachen qualitativen Modells, welches im nächsten Punkt näher erläutert wird. Wie die Prüfung der vorangegangenen Thesen bereits gezeigt hat, besitzt das theoretische Modell der Strombörse einige Mängel, welche Investitionen in einem ausreichenden Masse verhindern können. Diese werden in der hier durchgeführten Betrachtung außer Acht gelassen. Es soll rein die Anforderung an die Strombörse nach ortsabhängigen Investitionsanreizen untersucht werden. These 4 kann bestätigt werden, wenn die Strombörse im Gebiet mit knappen Erzeugungskapazitäten zu höheren Börsenpreisen bzw. Deckungsbeiträgen führt und somit die Investition vorteilhafter erscheint als im Marktgebiet mit Überkapazitäten.

### 6.7.1 Modell

Für die Prüfung der These wird ein einfaches ökonomisches Modell mit Angebots- und Nachfragefunktion herangezogen. Die Untersuchung erfolgt für einen stationären Betrachtungszeitpunkt. Einflussfaktoren wie eine veränderliche Erzeugungsstruktur oder veränderliche Brennstoffpreise werden dabei vernachlässigt.

Als ökonomischer Rahmen wird wiederum das Modell der vollkommenen Konkurrenz gewählt. Das bedeutet, die Preisbildung der Marktteilnehmer erfolgt zu den variablen Erzeug-

---

<sup>109</sup> vgl. (Ockenfels, Grimm und Zoettl 2008, 11), (Monopolkommission 2009, 24-25)

ungskosten und möglichen Opportunitätskosten. Die fixen Kosten der Anlagen gehen nicht in die Angebotslegung der Strombörse mit ein.

Für die durchgeführten Betrachtungen werden zwei Teilmärkte A und B mit unterschiedlichem Verlauf von Angebot  $S_A(Q)$  und  $S_B(Q)$  sowie unterschiedlicher Nachfrage  $D_A(Q)$  und  $D_B(Q)$  modelliert. Dabei wird unterstellt, dass Marktgebiet A eine teurere Erzeugungsstruktur besitzt als Gebiet B. Insgesamt verfügen beide Bereiche über die gleiche Menge an Erzeugungskapazitäten  $Q_{\text{Max}}$ . Die in den Kennlinien verwendeten Werte stellen jährliche Durchschnittswerte dar. Die Prüfung von These 4 erfolgt mittels vier verschiedener Referenzszenarien.

### 6.7.2 Referenzszenarien

#### Zwei getrennte Börsengebiete

Im ersten Szenario werden zwei Inselsysteme ohne jegliche physikalische Anbindung betrachtet. Jedes Teilsystem stellt einen separaten Börsenmarkt mit separatem Börsenpreis und ohne interne Leitungsengpässe dar. Es wird unterstellt, dass Marktgebiet A eine höhere Nachfrage  $D_A(Q)$  besitzt als Marktgebiet B und daher auch weniger freie Kapazitäten. Um im Sinne der Versorgungssicherheit einen örtlich richtigen Investitionsanreiz zu geben, sollte daher der Preis  $p_A$  in Zone A über dem Preis  $p_B$  in Zone B liegen. Der diskutierte Fall ist in Abbildung 161 dargestellt. Marktgebiet A weist eine teurere Kostenstruktur auf, welche sich im Verlauf der Merit Order des Marktes  $S_A(Q)$  widerspiegelt. Bei einer höheren Nachfrage  $D_A(Q)$  liegt der Preis  $p_A$  in Zone A über dem Preis  $p_B$  in Zone B. Für Investoren wäre es in der Folge wirtschaftlich sinnvoller, eine Anlage in Gebiet A mit variablen Erzeugungskosten kleiner als  $p_A$  zu errichten. Durch die zusätzlichen Kapazitäten würde der Preis in Markt A sinken und damit auch der Anreiz für die Errichtung weiterer Anlagen. Unterstellt man beiden Teilmärkten die gleiche Nachfragemenge  $Q_A$  bzw.  $Q_B$ , wäre der Anreiz einer Anlagenerrichtung in Gebiet A, auf Grund des höheren erzielbaren Börsenpreises, noch immer deutlich stärker. Dieses Preissignal ist aus ökonomischer Sicht sinnvoll, da eine zusätzliche günstige Erzeugungseinheit im Hochpreisgebiet zu einem größeren Wohlfahrtszugewinn führt, als eine zusätzliche günstige Erzeugungsanlage im Niederpreisgebiet. Das lokale Preissignal der Strombörse ist daher auch in diesem Fall korrekt.

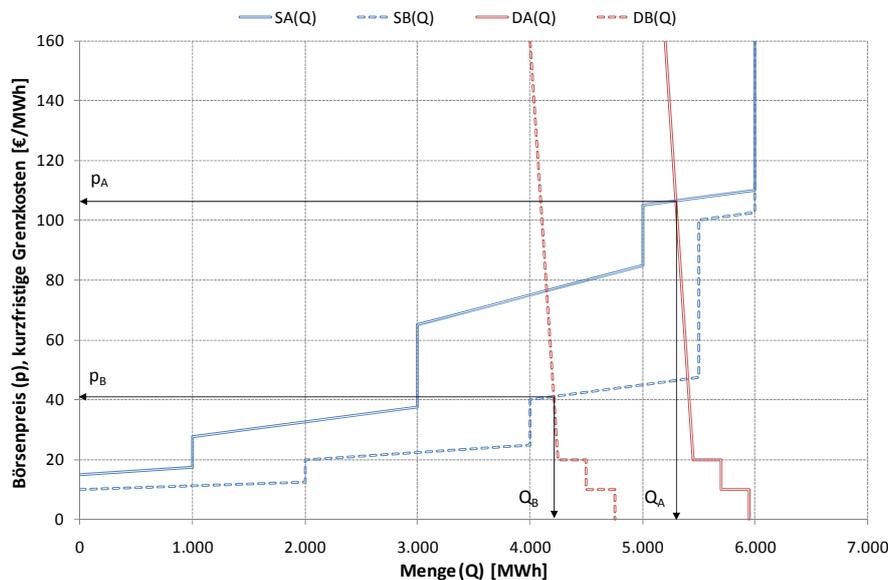


Abbildung 161: Preisbildung in zwei getrennten Börsenmärkten

Der Verlauf der Merit Order ist, wie die Prüfung von These 3 bereits gezeigt hat, für einen frühzeitigen Anreiz der Anlagenerrichtung wesentlich. Würde man im gewählten Szenario beispielsweise die Nachfragekurven der beiden Märkte vertauschen, so würde auf Grund der teureren Erzeugungsstruktur, Markt A trotz der größeren Erzeugungsreserven einen höheren Börsenpreis besitzen (Abbildung 162). Der preisliche Anreiz zur Investition in Gebiet A ist aus rein ökonomischer Sicht sinnvoll, da wie bereits erwähnt, der Wohlfahrtszugewinn durch günstige Erzeugungsanlagen im Hochpreisgebiet größer wäre. Aus technischer Sicht ist dieses Preissignal jedoch problematisch, da die Strombörse erst im Falle knapper Kapazitäten, wenn der Preis nur mehr durch die Zahlungsbereitschaft der Kunden (Willingness to Pay, WTP) begrenzt wird, sicher in der Lage ist in Gebiet B einen höheren Strompreis zu generieren.

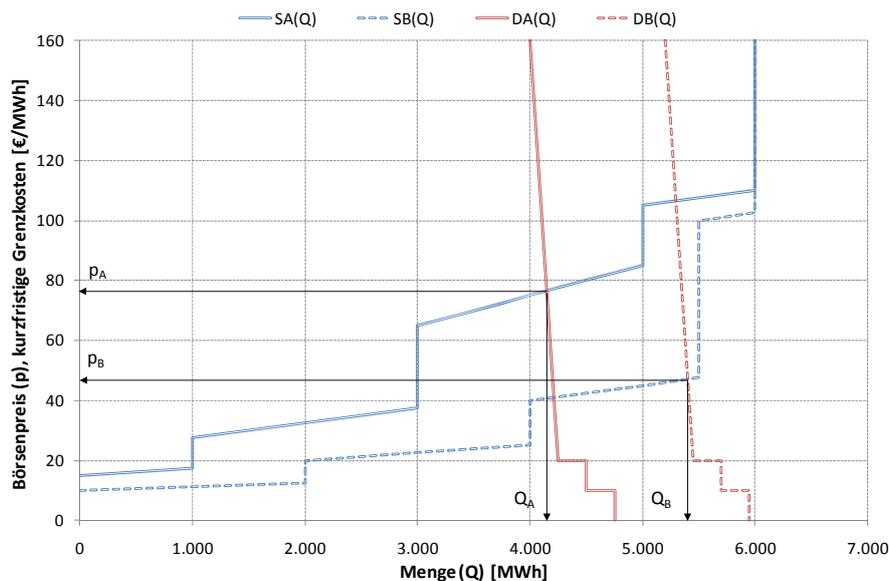


Abbildung 162: Preisbildung in zwei getrennten Börsenmärkten bei Vertausch der Nachfragekurve

Es zeigt sich somit im Falle zweier getrennter Märkte, dass die Strombörse stets ökonomisch richtige Preissignale aussendet, diese aber unter dem technischen Aspekt der Versorgungssicherheit problematisch sein können. Spiegelt sich nämlich die Knappheit der Erzeugung nicht durch entsprechend hohe Angebotspreise in der Merit Order wider, so ist erst im Falle einer Rationierung sicher gewährleistet, dass ein Gebiet mit knappen Reserven über höhere Preise verfügt als ein Markt mit ausreichender Erzeugung.

### Zwei getrennte Börsengebiete mit knappen Verbindungsleitungen

Im Regelfall sind Börsenmärkte nicht isoliert, sondern über knappe Verbindungsleitungen miteinander verbunden (Abbildung 163). Die Übertragungsrechte für diese Leitungen müssen mittels wettbewerblichen Verfahren an die konkurrierenden Nachfrager weitergegeben werden (Verordnung 1228/2003/EG). Innerhalb Europas befinden sich, je nach Ländergrenze, unterschiedliche Mechanismen in Anwendung (Tabelle 20). In Mitteleuropa werden zumeist explizite Auktionen durchgeführt, in denen internationale Stromlieferverträge und Übertragungsrechte separat erworben werden müssen. Solche Versteigerungen finden beispielsweise für die österreichischen Verbindungsleitungen nach Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien und der Schweiz statt und werden jährlich bzw. monatlich abgehalten (Auction Office 2010).

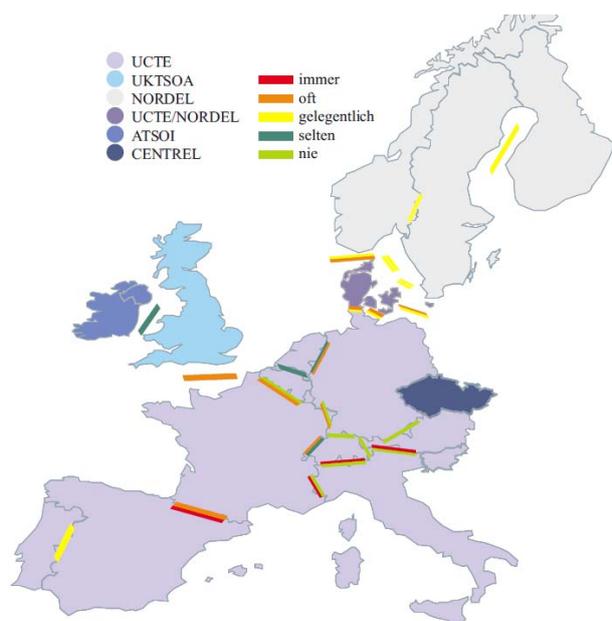


Abbildung 163: Engpässe zwischen westeuropäischen Staaten, Quelle (Dieckmann 2008, 50)

Österreich-Tschechien	Belgien-Niederlande
Österreich-Ungarn	Deutschland-Niederlande
Österreich-Slowenien	Norwegen-Schweden
Deutschland-Polen	Finnland-Schweden
Tschechien-Polen	Dänemark-Schweden
Polen-Slowakei	Dänemark-Deutschland
Tschechien-Deutschland	Dänemark-Norwegen
Tschechien-Slowakei	Frankreich-Spanien
Ungarn-Slowakei	Spanien-Portugal
Österreich-Italien	Frankreich-England
Italien-Slowenien	Ungarn-Rumänien
Italien-Griechenland	Rumänien-Bulgarien
Frankreich-Italien	
Frankreich-Deutschland	Explizit
Belgien-Frankreich	Implizit

Tabelle 20: Ausgestaltung des kurzfristigen Engpassmanagements in Europa, Quelle (GDF Suez 2009, 22)

Erfolgt die Versteigerung internationaler Stromlieferverträge gemeinsam mit den Leitungsnutzungsrechten, so spricht man von einer impliziten Auktion. Diese Methode wird beispielsweise in Form eines trilateralen Market Coupling<sup>110</sup> zwischen den Börsengebieten Belgiens (BELPEX), Frankreichs (EPEX Spot) und den Niederlanden (APX) angewendet. Dabei bietet ein Marktteilnehmer im Börsengebiet, in welches er verkaufen möchte, seine Energie an. Übersteigt die Summe aller Liefergeschäfte die für den Stromhandel verfügbaren Leitungskapazitäten (Net Transfer Capacity, NTC), so tritt ein Engpass auf, welcher bewirtschaftet werden muss. Hierfür werden die Gebote der Erzeuger im Hochpreisgebiet um einen Preisaufschlag erhöht, so dass die exportierte Liefermenge der verfügbaren Kapazität der Leitung entspricht. Da dem Verbundnetzbetreiber die Angebots- und Nachfragekurven beider Märkte genau bekannt sind, kann der Preisaufschlag präzise bestimmt werden.

Eine weitere Form der impliziten Versteigerung wird im skandinavischen Strommarkt (Nord Pool Spot AS), auf der iberischen Halbinsel (OMEL) und in Italien (GME Spa) angewendet. Hier kommt das sogenannte Market Splitting<sup>111</sup> für die Zuteilung der knappen Leitungskapazitäten zum Einsatz. Dabei werden die einzelnen Teilmärkte als separate Börsengebiete betrachtet in denen Erzeuger und Händler ihre Energie anbieten bzw. nachfragen. Auf Grund der knappen Leitungskapazitäten ist kein freier Handel zwischen den einzelnen Teilmärkten möglich. Zur Bewirtschaftung des Engpasses fragt der dazu ernannte Netzbetreiber die über die Engpassleitung zu übertragende Leistung im günstigeren Markt nach (Upstream Market) und bietet diese am teureren Markt (Downstream Market) an. Die Marktbereiche Nord Pools und Italiens, welche diese Methode als erste eingeführt haben, zeichnen sich durch eine ein-dimensionale, wenige vermaschte Netzstruktur aus. Auch die Märkte Spaniens und Portugals

<sup>110</sup> nur im Day-Ahead Markt

<sup>111</sup> Für die Methode des Market Splitting wird in der Literatur auch häufig der Begriff „Zonal Pricing“ verwendet.

sind nur über wenige Leitungen miteinander verbunden. Die Anwendbarkeit des Systems in hochvermaschten Netzbereichen ist noch wenig erforscht (L. de Vries 2001, 2-4).

Allen genannten Methoden ist gemein, dass eine Leistung bzw. Energiemenge in der Höhe verfügbaren NTC vom Hoch- in das Niederpreisgebiet exportiert werden kann. Dadurch erhöht sich die nachgefragte Energiemenge im Börsegebiet mit niedrigeren Preisen bzw. die angebotene Menge im Gebiet mit höheren Preisen maximal um den Wert der NTC. Ziel ist es, die vorhandenen Verbindungskapazitäten optimal auszunutzen. Unter der Annahme vollkommener Konkurrenz sollten sich in sowohl bei explizierter Versteigerung als auch bei Market Coupling und Market Splitting dieselben Marktpreise im jeweiligen Börsegebiet ergeben. Daher wird hier stellvertretend nur die Methode des Market Splitting und deren Preisbildung im Falle knapper Leitungs- und Erzeugungskapazitäten näher betrachtet.

Die verfügbare knappe Leitungskapazität verschiebt hierbei die Nachfragekurve des Niederpreisgebietes  $D_B(Q)$  um den Wert der NTC nach rechts<sup>112</sup>. Dies bedeutet, in Marktgebiet B wird um diesen Betrag mehr Energie nachgefragt. Mathematisch muss der Wert der NTC horizontal zur Nachfragekurve  $D_B(Q)$  hinzuaddiert werden. Hierfür wird die Inverse der Teilfunktion herangezogen. Selbiges gilt für die Angebotskurve  $S_A(Q)$  im Hochpreisgebiet A. Auch diese wird um den Wert der NTC nach rechts verschoben.

$$S_A(Q)_{\text{Neu}} = (S_A(Q)^{\text{inv}} + \text{NTC})^{\text{inv}} \tag{6-14}$$

$$D_B(Q)_{\text{Neu}} = (D_B(Q)^{\text{inv}} + \text{NTC})^{\text{inv}} \tag{6-15}$$

Durch diese Verschiebung ergeben sich in den beiden Teilmärkten neue Börsenpreise  $p_{A \text{ Neu}}$  und  $p_{B \text{ Neu}}$  (Abbildung 164). Diese liegen näher beieinander als die Preise ohne physikalische Verbindung (Abbildung 161) und auf Grund der unterstellten Nachfrageelastizität hat sich die insgesamt zugewiesene Erzeugungsmenge erhöht.

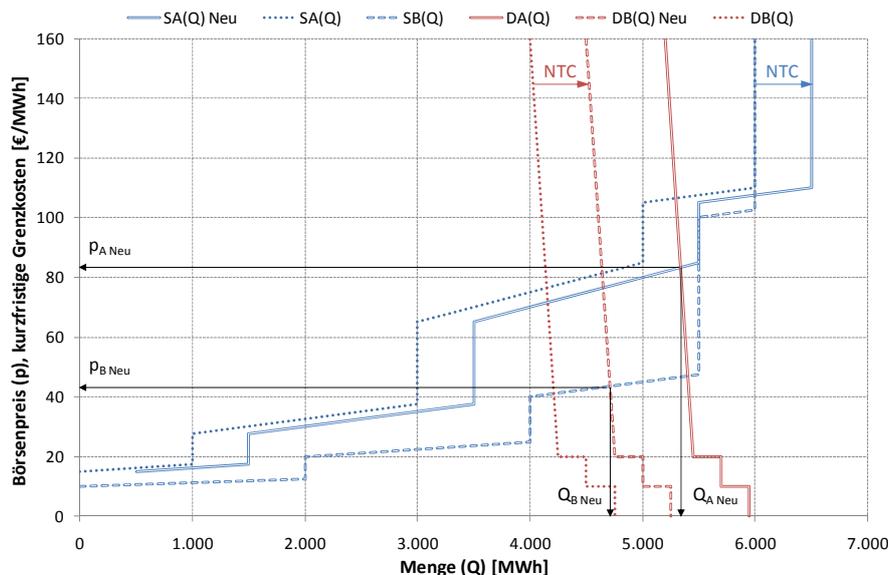


Abbildung 164: Preisbildung im Falle zweier über eine knappe Leitungsverbindung gekoppelter Märkte

<sup>112</sup> Die Verschiebung erfolgt durch ein preisunabhängiges Blockgebot in der Höhe des NTC-Wertes (Nischler 2009, 41-44)

Der Börsenpreis in Marktgebiet A hat sich auf Grund der Energieimporte verringert, liegt jedoch noch immer über jenen von Marktgebiet B. Es besteht somit auch weiterhin ein Anreiz, in Börsegebiet A mit geringeren Erzeugungskapazitäten zu investieren, wodurch ein sowohl im ökonomischen Sinne, als auch im Sinne der Versorgungssicherheit richtiges Preissignal, ausgesendet wird.

### Ein gemeinsames Börsegebiet mit ausreichenden Verbindungsleitungen

Im dritten Referenzszenario wird unterstellt, dass ausreichende Leitungskapazitäten zwischen den Gebieten vorhanden sind und ein gemeinsamer Börsemarkt mit einer Gesamtangebotskurve  $S_G(Q)$  und einer Gesamtnachfragekurve  $D_G(Q)$  vorliegt. Diese beiden Verläufe müssen mathematisch durch die horizontale Addition von  $S_A(Q)$  und  $S_B(Q)$  bzw.  $D_A(Q)$  und  $D_B(Q)$  ermittelt werden. Hierfür wird wiederum die Inverse der Teilfunktionen herangezogen<sup>113</sup>.

$$S_G(Q) = (S_A(Q)^{inv} + S_B(Q)^{inv})^{inv} \quad (6-16)$$

$$D_G(Q) = (D_A(Q)^{inv} + D_B(Q)^{inv})^{inv} \quad (6-17)$$

Der Preis  $p_G$  der sich in diesem Fall einstellt, liegt zwischen jenem des Bereichs A und jenem des Bereichs B (Abbildung 165). Es kommt somit zu einem Angleich der beiden Preiszonen auf dasselbe Niveau.

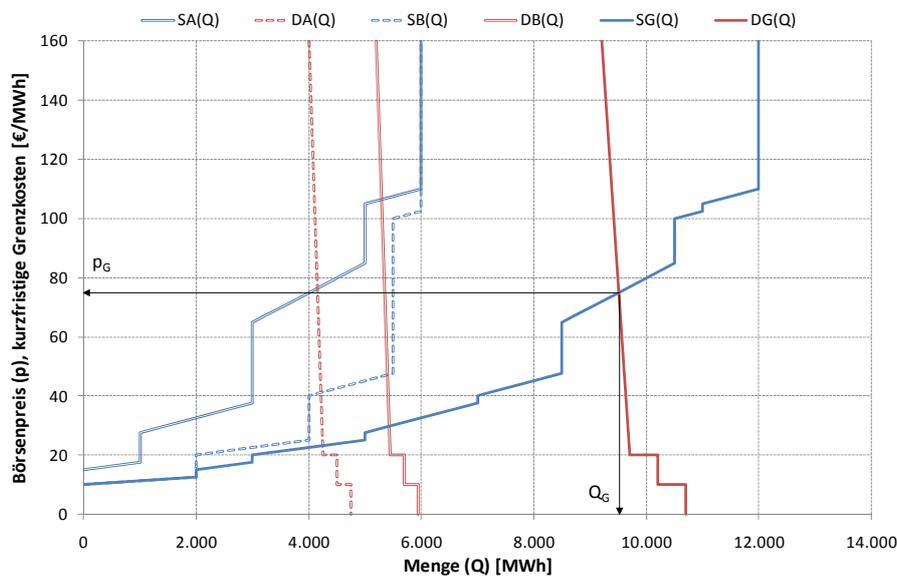


Abbildung 165: Preisbildung in einem gemeinsamen Börsemarkt ohne Engpässe

Das gleiche Ergebnis würde sich einstellen, wenn man die beiden Nachfragekurven im vorangegangenen Szenario mit zwei getrennten Börsegebieten und knappen Verbindungsleitungen vertauscht. Der Export von Zone A nach Zone B erfolgt solange, bis entweder die Leitungskapazitäten zwischen den unterschiedlichen Preiszonen vollkommen ausgelastet sind, oder sich ein gemeinsamer Preis einstellt, wie dies unter den getroffenen Annahmen der Fall ist (Abbildung 166).

<sup>113</sup> vgl. (L. de Vries 2004, 234)

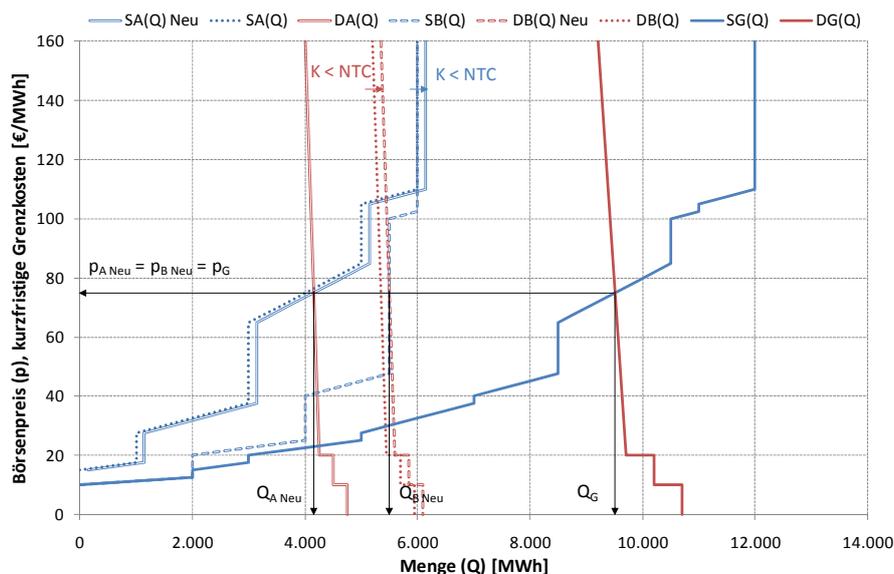


Abbildung 166: Preisbildung in zwei separaten Börsengebieten ohne Leitungsengpässe

Hier kommt es bereits bei der Ausnutzung einer Leitungskapazität von  $K < NTC$  zu einem Angleich der Preise in beiden Gebieten. Für einen Erzeuger in Zone B wäre es in diesem Fall nicht sinnvoll, mehr Energie zu exportieren, da der Preis in Zone A unter jenem des eigenen Börsengebietes fallen würde. Die Strombörse strebt somit gegen einen gemeinsamen Gleichgewichtspreis, welcher bei ausreichenden Leitungskapazitäten erreicht werden kann.

In Falle eines Marktgebietes ohne grenzüberschreitende bzw. ohne interne Leitungsengpässe liefert die Strombörse kein lokales Preissignal, sondern zeigt die Knappheit der Erzeugungskapazitäten im gemeinsamen Marktgebiet an. Da in diesem Szenario keine Notwendigkeit der Anlagenerichtung in einer bestimmten Zone besteht, wird das Preissignal als korrekt betrachtet.

### Börsengebiete mit internen Leitungsengpässen

Im letzten Referenzszenario wird das Börsengebiet A unter der Annahme interner Leitungsengpässe betrachtet. Hierbei ist es irrelevant, ob eine Kopplung an den Markt B erfolgt oder nicht, da diese die wesentliche Erkenntnis der Untersuchung nicht beeinflusst.

Das Börsengebiet A stellt die kleinste Segmentierung des Marktes dar. Dies entspricht in einem realen Umfeld beispielsweise dem EPEX Börsengebiet Deutschland/Österreich für welches gemeinsame Kaufs- und Verkaufsgebote gelegt werden. Treten innerhalb dieser Zone Leitungsengpässe auf, so wird dies im Preisbildungsmechanismus der Strombörse nicht berücksichtigt. Dies bedeutet im angenommenen Szenario bilden sich die gleichen Strompreise wie ohne interne Engpässe. Stellvertretend wird hier die Darstellung zweier nicht verbundener Märkte angeführt (Abbildung 167).

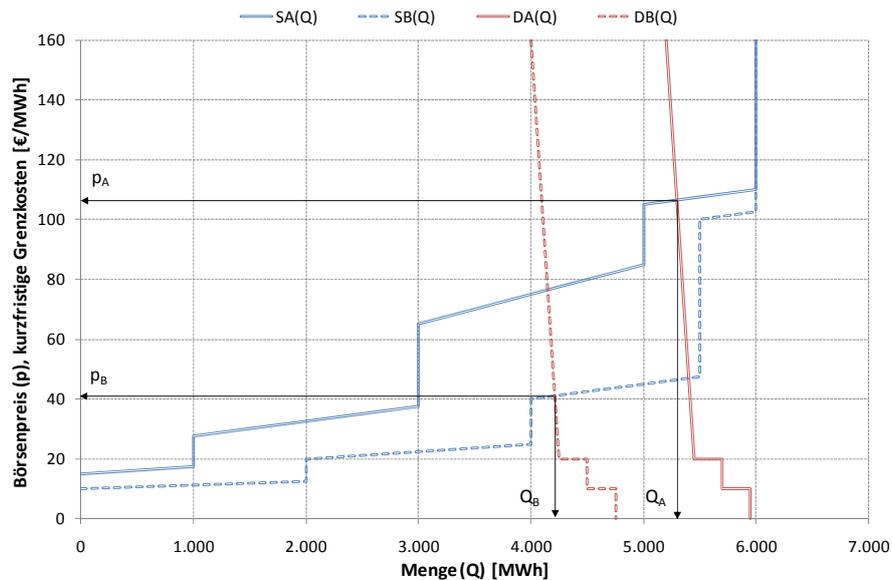


Abbildung 167: Preisbildung in zwei getrennten Börsenmärkten vgl. Abbildung 162

In den einzelnen Regelzonen der Strombörse EXPEX werden die internen Leitungsengpässe kurz und mittelfristig durch netztechnische Maßnahmen wie Sonderschaltungen oder Schrägregelung von Trafos aufgelöst bzw. kraftwerksseitig durch die Anwendung von Redispatching. Im Falle von Redispatching allokiert der Netzbetreiber, in einer offenen Ausschreibung, Erzeugungsressourcen zur Aufhebung der Engpässe. Diese Methoden stellen jedoch rein korrektive Maßnahmen dar und sind nicht in der Lage, lokale Investitionsanreize bereitzustellen (L. de Vries 2004, 250). Durch den steigenden Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung sowie durch den zunehmenden internationalen Stromhandel, stellen marktinterne Engpässe jedoch ein immer häufiger auftretendes Problem der Übertragungsnetze dar (Todem, et al. 2009, 4 ff).

Es zeigt sich somit im untersuchten Szenario, dass die Strombörse nicht in der Lage ist, einen örtlich richtigen Investitionsanreiz zu geben, wenn Leitungsengpässe innerhalb der kleinsten Gebotszone auftreten.

### 6.7.3 Zusammenfassung Strombörse und lokale Investitionsanreize

Die Prüfung von These 4 hat gezeigt, dass die Strombörse stets ökonomisch richtige Preissignale aussendet, dabei aber die noch verfügbare Restkapazität des Marktes außer Acht lässt. Erst im Falle von Knappheitssituationen kann sicher gewährleistet werden, dass die Energiepreise in engpassbehafteten Gebieten über jenen nicht engpassbehafteter Gebiete liegen. Dies stellt jedoch aus technischer Sicht ein Problem dar, weil die Versorgungssicherheit während Knappheitssituationen nicht mehr gewährleistet ist. Es besteht somit eine Diskrepanz zwischen ökonomischer Effizienz und technischer Versorgungssicherheit. Treten Engpässe innerhalb einer Gebotszone auf, so kann die Strombörse kein örtliches Anreizsignal für eine Anlagenerrichtung liefern. These 4 muss daher verworfen werden.

Die wesentlichen Erkenntnisse der Untersuchung werden folgend kurz zusammengefasst.

### Diskrepanz ökonomisches Preissignal und Reservekapazität

Die Untersuchung von These 4 hat gezeigt, dass die Strombörse aus ökonomischer Sicht in der Lage ist, örtlich richtige Preissignale auszusenden. Dies bedeutet sie fördert die Errichtung effizienter Neuanlagen in Gebieten mit hohen Erzeugungskosten, wodurch der Wohlfahrtszugewinn maximiert wird. Das Modell der Strombörse lässt dabei jedoch den Umfang der vorhandenen Restkapazitäten außer Acht. Spiegelt sich die Knappheit der Erzeugung nicht in der Merit Order des Marktes wider, kann dies dazu führen, dass der Markt erst im Knappheitsfall, wenn der Marktpreis nur mehr durch die Zahlungsbereitschaft der Kunden (Willingness to Pay, WTP) beschränkt wird, ein entsprechendes Preissignal zur Errichtung von Neuanlagen aussendet. In diesem Fall sind Rationierungsmaßnahmen notwendig und die Versorgungssicherheit im System sinkt. Es kommt somit im Modell der Strombörse zu einer Diskrepanz zwischen ökonomischer Effizienz und ausreichender Versorgungssicherheit.

### Problem interner Leitungsengpässe

Es zeigt sich desweiteren, dass die Strombörse keinen lokalen Investitionsanreiz zur Verfügung stellen kann, wenn innerhalb der kleinsten Gebotszone Engpässe auftreten. Derzeitige Gebotszonen umfassen Gebiete wie Deutschland/Österreich, Frankreich oder Spanien. Innerhalb dieser Bereiche kommt es auf Grund der schwankenden Windkrafterzeugung immer häufiger zu Engpässen, die sich jedoch nicht in einem entsprechenden lokalen Strompreisanstieg widerspiegeln. Die Strombörse ist daher in der momentanen Ausgestaltung nicht in der Lage, These 4 zu erfüllen.

Ursache	Auswirkung auf den Markt	Auswirkung auf die Unternehmen
ökonomisches Preissignal berücksichtigt vorhandene Reservekapazität nicht	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gebiete mit größeren Reservekapazitäten können höhere Preise aufweisen als Gebiete mit knapper Erzeugung</li> <li>Preissignal ökonomisch korrekt, aber aus Sicht der Versorgungssicherheit problematisch</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unternehmen erhalten Anreiz, im Markt mit höherer Reservekapazitäten zu investieren</li> </ul>
interne Leitungsengpässe in kleinster Gebotszone	<ul style="list-style-type: none"> <li>keine lokalen Investitionsanreize möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Anlagenerrichtung in gesamten Marktgebiet gleich rentabel, obwohl neue Kraftwerke in engpassbehafteten Gebieten einen höheren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten</li> </ul>

Tabelle 21: Zusammenfassung der Ergebnisse Strombörse und lokale Investitionsanreize

## 6.8 Weitere Kritikpunkte des reinen Energiemarktes

Die Prüfung der Thesen 1 bis 4 hat bereits einige Mängel des reinen Energiemarktes aufgezeigt. In der Literatur finden sich jedoch noch weitere Kritikpunkte, welche die Aufrechterhaltung einer ausreichenden Versorgungssicherheit unter dieser Ausgestaltung des Marktes in Frage stellen. Diese werden nun folgend erläutert.

### 6.8.1 Mangelnde Elastizität der Nachfrage

Die mangelnde Preiselastizität der Nachfrage wurde in Kapitel 6.6 bereits kurz beschrieben. Diese stellt eines der wesentlichsten Probleme des reinen Energiemarktes in einem realen Um-

feld dar<sup>114</sup>. In den meisten Gütermärkten reagieren Kunden auf steigende bzw. fallende Großhandelspreise mit einer Veränderung ihrer Nachfrage. Daher wurde ein solches Verhalten auch in der theoretischen Ausgestaltung des derzeitigen Elektrizitätsmarktes unterstellt<sup>115</sup>. Tatsächlich weisen Stromkunden jedoch nur eine geringe Elastizität in ihrer Nachfrage auf. Dies führt in Kombination mit der mangelnden Speicherbarkeit elektrischer Energie zu hoch volatilen Marktpreisen und einem steigenden Investitionsrisiko für Erzeuger. Ein Hauptgrund für die geringe Elastizität ist der Umstand, dass die meisten Endkunden<sup>116</sup> nicht zu Großhandelspreisen verrechnet werden, sondern einen Durchschnittspreis über eine Abrechnungsperiode von z.B. einem Jahr erhalten. Dadurch gibt es für diese Konsumentengruppe keinen Anreiz, ihren Verbrauch während der Hochlastperiode einzuschränken und in eine für den Erzeugungspark weniger kritische Periode zu verlagern. Diese geringe Reaktion auf das Preissignal kann unter dem Ansatz des reinen Energiemarktes dazu führen, dass sich in Knappheitszeiten kein Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage ergibt und Lastabschaltungen notwendig sind, um ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herzustellen (L. de Vries 2004, 67). Die Einführung von Endkundenzählern mit Echtzeitpreisen wird in der Literatur vielfach als Lösung für dieses Problem angeführt<sup>117</sup>. Dabei gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass elektrische Energie in vielen Einsatzbereichen nicht durch andere Energieformen ersetzt werden kann und die Anzahl leistungsstarker Verbraucher im Haushalt sehr beschränkt ist. Der Einsatz vieler Geräte ist außerdem zeitkritisch und kann nicht ohne weiteres zeitlich verlagert werden. Empirische Versuche mit Echtzeitpreisen im Haushaltsbereich zeigten, dass Kunden nur bedingt auf das Preissignal reagieren und einfachere Konzepte wie z.B. Time-of-Use oder Critical Peak Pricing, auf Grund des geringeren Informationsaufwandes, wesentlich bessere Ergebnisse erzielten (Faruqui und Sergici 2009, 41). Desweiteren sind derzeit am Markt verfügbare intelligente Zähler bzw. Datentransferkonzepte nicht in der Lage, die im Falle von Echtzeitbeziehung notwendigen Datenraten bereitzustellen. In den industriellen Bereichen Pappe, Papier, Bergbau, Steine und Erden, Eisen und Stahl, Chemie und Nichteisenmetalle könnte durch die Forcierung verbraucherseitiger Lastreduktionen in der Spitzenlastzeit (Power Demand Side Management, PDSM) großes Einsparpotential realisiert werden. Die Erfahrung zeigt, dass in vielen ENTSO-E Mitgliedsländern Reduktionen von mindestens 4 % der Jahresspitzenlast mittels PDSM möglich sind. Derzeit besteht dabei jedoch das Problem, dass es für Industriebetriebe nur geringe finanzielle Anreize gibt, diese Möglichkeit zu nutzen (Gutsch und Stigler 2008, 19). Durch die Erweiterung des Großhandels um einen Kapazitätsmarkt könnte dieses Potential offengelegt und die Preiselastizität im Endkundenbereich gesteigert werden.

### 6.8.2 Versorgungssicherheit als öffentliches Gut

Versorgungssicherheit stellt unter der momentanen Ausgestaltung des Marktes ein öffentliches Gut dar. Öffentliche Güter sind durch zwei wesentliche Merkmale gekennzeichnet. Dies ist erstens eine Nicht-Ausschließbarkeit. Da die Zahlungsbereitschaft (Willingness to Pay, WTP) einzelner Endkunden für ein bestimmtes Versorgungssicherheitsniveau nicht bekannt ist und

---

<sup>114</sup> siehe (Wen, Wu und Ni 2004, 367), (L. de Vries 2004, 67-68), (Chao 2007, 1), (Finon und Pignon 2008, 143) et al.

<sup>115</sup> vgl. (Hobbs, Inon und Kahal 2001, 9)

<sup>116</sup> Vor allem Haushalts- und Gewerbekunden

<sup>117</sup> (Wen, Wu und Ni 2004, 367), (Finon und Pignon 2008, 145)

dz. keine technischen Vorrichtungen vorhanden sind, um Kunden im Engpassfall kurzfristig und individuell abzuschalten, kann kein Kunde von einer sicheren Energieversorgung ausgeschlossen werden. Alle Kunden erhalten ohne Zusatzkosten dasselbe Niveau an Versorgungssicherheit. Das zweite wesentliche Merkmal öffentlicher Güter ist die sogenannte Nicht-Rivalität. Dies bedeutet, ein bestimmtes Gut kann von mehreren Individuen gleichzeitig genutzt werden. Auf den Bereich der Elektrizitätswirtschaft umgelegt kann dies so verstanden werden, dass alle Endkunden von einer zusätzlichen Erzeugungseinheit eines beliebigen Erzeugers, in Form einer erhöhten Versorgungssicherheit profitieren. Diese wird durch den Konsum anderer „nicht weniger“, wodurch keine Rivalität um die Versorgungssicherheit im System entsteht<sup>118</sup>.

Der Charakter des öffentlichen Gutes stellt dahingehend ein Problem dar, als dass die Kosten einer sicheren Energieversorgung über alle Kunden bzw. Kundengruppen sozialisiert werden. Ist es z.B. auf Grund der erhöhten Nachfrage bestimmter Kunden in der Spitzenlastperiode notwendig, den Kraftwerkspark zu erweitern, so sieht die derzeitige Ausgestaltung des Marktes keine verursachungsgerechte Verrechnung der entstehenden Folgekosten<sup>119</sup> vor. Es ist somit irrelevant ob ein Kunde seine Energie zum Zeitpunkt der Winterspitzenlast bezieht oder während der Sommerniedriglastperiode. Es entstehen ihm keine zusätzlichen Kosten, obwohl die Gewährleistung einer bestimmten Versorgungssicherheit in den beiden Fällen mit höchst unterschiedlichem Aufwand verbunden ist. Im Bereich des Netzes können Kunden zwischen verschiedenen Niveaus an Versorgungssicherheit wählen. Diese Möglichkeit wird in den Netznutzungsentgelten in Form spezieller Tarife für Kunden mit unterbrechbarer Lieferung berücksichtigt<sup>120</sup>. Im Bereich der Energieerzeugung bzw. im Vertrieb gibt es diese Möglichkeit nicht. Hier würde die Abschaltung der Kunden im Engpassfall mehr oder weniger zufällig erfolgen, wodurch ökonomische Ineffizienzen entstehen. Wird die Zahlungsbereitschaft der Kunden im Engpassfall nicht berücksichtigt, so ist es möglich, dass Kunden vom Netz getrennt werden, die bereit gewesen wären, einen wesentlich höheren Preis für eine sichere Energieversorgung zu zahlen, als Kunden die noch sicher versorgt sind. Dies führt zu ökonomischen Wohlfahrtsverlusten. Ist es im Engpassfall möglich die Energieversorgung von Kunden mit einem geringeren Bedarf an Versorgungssicherheit gezielt zu unterbrechen bzw. zu beschränken, so entfällt der Charakter des öffentlichen Gutes (L. de Vries 2004, 69). Die Anwendung von intelligenten Zählern bzw. Lastschaltgeräten erscheint in diesem Zusammenhang durchaus sinnvoll. Diese sind auch heute schon in der Lage Lastunterbrechung bzw. Lastreduktion im Engpassfall durchzuführen.

### 6.8.3 Knappheitspreise und Marktmacht

Der ökonomische Ansatz des reinen Energiemarktes geht davon, dass der Großhandelspreis im Engpassfall über die Grenzkosten der letzten Einheit ansteigen kann. Der Preis wird in diesem Fall nur mehr durch die Zahlungsbereitschaft der Kunden beschränkt und offenbart den tatsächlichen Wert einer zusätzlichen Erzeugungseinheit. Dieses ökonomische Konzept wird in verschiedensten Gütermärkten erfolgreich angewendet, ist aber auf Grund der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft nicht einfach auf diese Branche übertragbar. Wesentliche Gründe

---

<sup>118</sup> vgl. (E.V.A. 2004, 7), (Finon und Pignon 2008, 144)

<sup>119</sup> Hierunter sind vor allem die entstehenden Fixkosten zusätzlicher Erzeugungsanlagen im System zu verstehen.

<sup>120</sup> Diese Möglichkeit ist für Kunden der Netzebenen 5 bis 7 vorgesehen (SNT-VO 2010, 16-18).

sind die mangelnde Speicherbarkeit elektrischer Energie sowie die bereits erwähnte geringe Elastizität der Endkundennachfrage. In den meisten Branchen können produzierte Güter auf Lager gelegt werden bzw. weisen die Kunden größere Flexibilität im Verbrauch auf. Steigen die Preise, so sinkt die Nachfrage nach dem Gut und es kommt nur zu geringfügigen Preisschwankungen. Im Bereich der Elektrizitätswirtschaft ist es jedoch notwendig, Erzeugung und Verbrauch jederzeit in Einklang zu bringen. Gleichzeitig wird das Kundenverhalten durch die Preise des Großhandels nur geringfügig beeinflusst. Dieser Umstand führt zu einer hohen Volatilität der Strompreise auf Großhandelsebene. Die mangelnde Elastizität der Nachfrage stellt aber vor allem in Zeiten knapper Erzeugungskapazitäten ein Problem dar. Verfügen Erzeuger über einen großen Marktanteil, so steigt im Bereich knapper Versorgung der Anreiz teure Anlagen zurückzuhalten, um den Marktpreis künstlich zu erhöhen (Abbildung 168). Auf Grund der mangelnden Elastizität der Nachfrage nimmt der Verbrauch in dieser Situation nur geringfügig ab und die Deckungsbeiträge der Erzeuger steigen überproportional an.

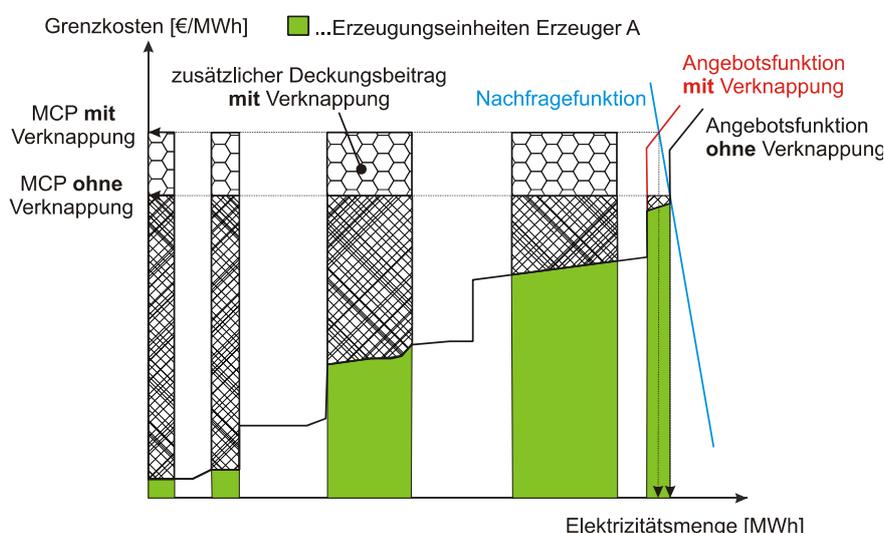


Abbildung 168: Marktpreis und Deckungsbeiträge bei künstlicher Verknappung der Erzeugung

Der gleiche Effekt tritt auf, wenn Anbieter einen Teil ihrer Erzeugung strategisch zu höheren Kosten anbieten. In einem reinen Energiemarkt ist es nicht eindeutig möglich, festzustellen, ob hohe Marktpreise durch die Ausnutzung von Marktmacht entstehen oder von knappen Erzeugungsressourcen herrühren (J. F. Wilson 2000, 35).

Eine Möglichkeit mit diesem Problem umzugehen, ist die Einführung von Gebotsobergrenzen (Price Caps), wie dies in den meisten liberalisierten Märkten erfolgte. Diese sollen die Kunden im Falle knapper Kapazitäten vor zu hohen Energiepreisen schützen. Es wird in diesem Zusammenhang jedoch häufig die Kritik geäußert, dass der Markt durch diesen Eingriff nicht mehr in der Lage ist, den tatsächlichen Wert einer zusätzlichen Erzeugungseinheit anzuzeigen und zu geringe Erlöse vor allem für Spitzenlastanlagen die Folge sind. In der Literatur wird dieser Effekt als sogenanntes „Missing Money Problem“ bezeichnet<sup>121</sup> (Cramton und Stoft 2006, 3 ff). Wird die Gebotsobergrenze zu niedrig festgesetzt, so äußert sich dies in zu geringen Erzeugungskapazitäten. Ist die Grenze zu hoch, zahlen Kunden auf Grund der mangel-

<sup>121</sup> Als weitere Gründe für das „Missing Money Problem“ in reinen Energiemärkten werden zusätzliche Mechanismen angeführt, welche Knappheitssituationen verhindern sowie der bereits erwähnte „öffentliches Gut“ Charakter der Versorgungssicherheit (The Brattle Group 2009, 24).

den Elastizität der Nachfrage zu hohe Preise für eine sichere Energieversorgung und die installierte Leistung steigt über das ökonomische Optimum. Wird das Konzept des reinen Energiemarktes angewendet, gilt es daher, die Gebotsobergrenze äußerst bedacht zu wählen. Als Lösung wird in der Literatur die Einführung von Kapazitätsmärkten oder Call-Optionen auf Kraftwerksleistung vorgeschlagen. Diese sollen den Erzeugern durch Price Caps entgangene Erlöse bereitstellen und ermöglichen zudem eine Bepreisung des Produktes Versorgungssicherheit auf Großhandelsebene. Generell gilt es einen Konsens zwischen wohlfahrtsökonomisch optimaler Kraftwerksleistung, Gebotsgrenzen im Energiemarkt und zusätzlicher Erlöse durch ergänzende Mechanismen wie z.B. Kapazitätsmärkte zu finden.

#### 6.8.4 Risikoaverses Verhalten der Erzeuger

In betriebs- und volkswirtschaftlichen Untersuchungen wird zumeist unterstellt, dass sich wettbewerbliche Unternehmen risikoneutral verhalten. Unter dieser Annahme gilt, dass ein Verlust gleich wiegt wie ein Gewinn in selber Höhe (Abbildung 169).

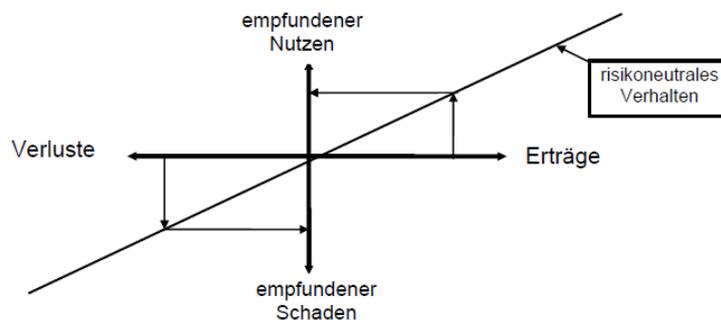


Abbildung 169: Nutzenverhältnis bei risikoneutralem Verhalten, Quelle (Stigler 1999, 186)

Betrachtet man das reale Verhalten von Marktteilnehmern, so trifft dies jedoch nicht zwangsläufig zu. Schon alleine das kaufmännische Vorsichtsprinzip bedingt, dass absehbare Verluste anders bewertet werden als mögliche Gewinne (Stigler 1999, 186-187). Auch in der sogenannten Nutzenfunktion von Bernoulli und deren Erweiterung von Friedman-Savage kommt die unterschiedliche Bewertung von Gewinn und Verlusten gleicher Höhe zum Ausdruck (Abbildung 170).

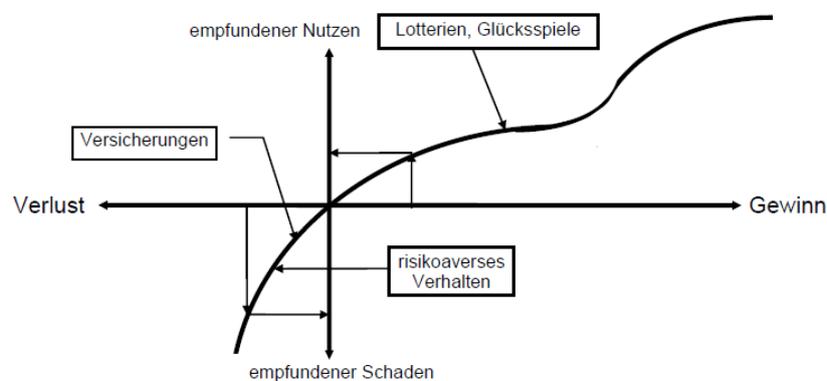


Abbildung 170: Risikoaverse Nutzenfunktion von Friedman-Savage in Ergänzung von Bernoulli, Quelle (Stigler 1999, 187)

Dieser Effekt beeinflusst auch Unternehmen im Erzeugungsbereich und führt zu einem risikoaversen Verhalten bei möglichen Investitionen (E-Control 2002, 9). Im theoretischen Ansatz des reinen Energiemarktes von Caramanis (1982, 4640-4648), welcher die Grundlage für die Einführung dieses momentanen Börsenkonzeptes im realen Umfeld bildete, wird dieser Umstand nicht berücksichtigt (Vázquez, Rivier und Pérez-Arriaga 2002, 349). Auf Grund der vielen nicht quantifizierbaren Risiken kann risikoaverses Verhalten jedoch speziell im Bereich der Elektrizitätswirtschaft zu Investitionsproblemen führen. Weisen alle Erzeuger ein solches Verhalten auf, so verliert kein Anbieter Marktanteile. Die Erlöseinbußen bleiben auf jene Stunden beschränkt, in dem der Markt nicht in der Lage ist, den Bedarf zu decken. Diese Einbußen werden durch die höheren Marktpreise in Zeiten knapper Versorgung aber mehr als nur kompensiert. Somit profitieren alle Erzeuger vom kollektiven risikoaversen Verhalten, solange dadurch kein Anreiz für neue Teilnehmer besteht, in den Markt einzutreten. Langfristig kann diese Investitionsstrategie dazu führen, dass eine geringere als die ökonomisch optimale Erzeugungskapazität installiert wird (L. de Vries 2004, 77).

Auch die Wahl des Kraftwerktyps wird durch das risikoaverse Verhalten der Erzeuger beeinflusst. Bedingt durch das höhere Investitionsrisiko, welches mit der Errichtung eines Kraftwerks mit hohen Fixkosten einhergeht, tendieren Erzeuger vermehrt dazu weniger kapitalintensive Anlagen, wie z.B. Gas- und Dampfkraftwerke zu errichten<sup>122</sup> (Neuhoff und de Vries 2004, 266). Gleichzeitig reduziert sich auf Grund der unsicheren Ertragslage die Anzahl der Spitzenlastkraftwerke im System. Dies kann langfristig dazu führen, dass Mittellastkraftwerke, welche in diesem Bereich ihre höchste Effizienz aufweisen, auch im Grund- und Spitzenlastbereich eingesetzt werden müssen, um den Energiebedarf zu decken. Die Folge sind höhere Erzeugungskosten im Grundlastbereich und mangelnde Investitionsanreize im Spitzenlastbereich<sup>123</sup>.

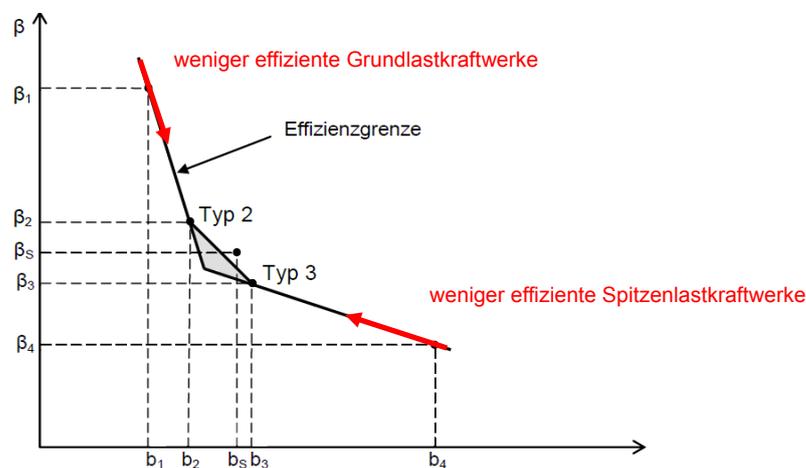


Abbildung 171: Veränderung des Kraftwerksparks durch risikoaverses Verhalten der Erzeuger (vgl. Abbildung 8)

<sup>122</sup> Auch wenn diese höhere variable Erzeugungskosten besitzen.

<sup>123</sup> vgl. Auswirkung von GuD-Zubau in 6.4

### 6.8.5 Investitionszyklen (Boom-Bust Cycle)

Risikoaverses Verhalten der Erzeuger kann einen weiteren Effekt zur Folge haben, welcher in der englischsprachigen Fachliteratur als „Boom-Bust Investment Cycle“ bezeichnet wird<sup>124</sup>. Solche Zyklen treten häufig in Commodity-Märkten mit langlebigen Erzeugungstechnologien auf und zeichnen sich durch Perioden mit mangelnden Investitionen und steigenden Preisen (Boom), gefolgt von Perioden mit Überinvestition und fallenden Preisen (Bust), aus.

#### Ablauf von Investitionszyklen

„Boom-Bust“-Zyklen werden häufig durch einen Konjunkturabschwung eingeleitet (Initial Bust). In dieser Periode sinken die Nachfrage am Markt und gleichzeitig auch die Großhandelspreise bzw. Profitabilität der Anlagen. Auf Grund ihres risikoaversen Verhaltens agieren Erzeugungsunternehmen in dieser Phase äußerst vorsichtig und tätigen keine oder nur geringe Neuinvestitionen. Gehen ältere Anlagen außer Betrieb, so sinkt die installierte Leistung im System. Wenn sich die Wirtschaft wieder erholt, steigt in Folge auch der Stromverbrauch wieder an. Dies hat auf Grund der geringeren Kapazitäten im System zumeist einen Kapazitätsmangel zur Folge (Boom). Da immer häufiger teure Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden müssen bzw. im Extremfall sogar Lastabschaltungen notwendig sind, kommt es zu steigenden Großhandelspreisen und einer steigenden Profitabilität der Anlagen. Diese stellt für viele Erzeuger einen Anreiz dar, neue Kraftwerke zu errichten<sup>125</sup>. Da kein Erzeuger Marktanteile verlieren möchte und man nicht von einem koordinierten Verhalten zwischen den Wettbewerbern ausgehen kann, ist die Gefahr hoch, dass es zu Überinvestitionen kommt. Ist dies der Fall, so sinken die Marktpreise auf Grund des Überangebots wieder (Bust). Da die meisten Erzeuger in effizientere Anlagen mit besserem Wirkungsgrad investiert haben, liegen die Preise sogar unter den Werten zum Zeitpunkt des „Initial Bust“ (BCG 2003, 9).

Solche Investitionszyklen können für Erzeugungsunternehmen ein großes Problem darstellen. In Zeiten geringerer Nachfrage bzw. von Überinvestitionen weisen die Anlagen der Erzeugungsunternehmen, auf Grund der geringeren Volllaststunden und der niedrigeren Großhandelspreise, eine geringe Rentabilität auf. Gleichzeitig müssen aber hohe Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden, um die Fixkosten neu errichteter Anlagen decken zu können. Dieser Wirkungsmechanismus kann für kleinere Unternehmen und Erzeuger, welche große Investitionen getätigt haben, erhebliche finanzielle Probleme nach sich ziehen. Speziell wenn durch die neu errichteten Anlagen, alte Spitzenlastkraftwerke, welche sonst in Hochlastzeiten den Preis gesetzt haben, aus dem Markt gedrängt werden, führt dies zu fallenden Preisen und sinkenden Deckungsbeiträgen (siehe 6.4.4 bzw. Abbildung 88). Auch der gesamtwirtschaftliche Schaden ist nicht zu unterschätzen, da solche Investitionszyklen große Abweichungen von der sozial optimal installierten Kapazitätsmenge nach sich ziehen (L. de Vries 2004, 96).

---

<sup>124</sup> vgl. (IEA 2002, 19), (BCG 2003, 9 ff), (Crampes und Fabra 2004, 16), (Cramton und Stoff 2006, 6 ff), (de Vries und Heijnen 2008, 217) et al.

<sup>125</sup> Da Erzeuger jedoch erst investieren, wenn sie sicher sind, dass sich die Errichtung eines Kraftwerkes rentiert und Anlagen der Elektrizitätswirtschaft gleichzeitig lange Vorlaufzeiten für die Planung und Errichtung aufweisen, können mehrjährige Perioden mit unzureichenden Erzeugungskapazitäten die Folge sein. Wesentlicher Grund hierfür ist, dass Erzeugungsunternehmen in ihren Investitionsentscheidungen auch der Informationen über die zukünftige Marktentwicklung einen Wert beimessen (siehe „Option of Waiting“ unter Anwendung von Real Optionen) und Neuerrichtungen erst im Laufe der Zeit rentabler erscheinen.

Ist der Markt nicht in der Lage, ausreichende Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, so kann es auch notwendig sein, regulatorische Maßnahmen zu ergreifen. Dass eine solche Entwicklung des Marktes innerhalb Europas nicht ausgeschlossen werden kann, zeigt sich in der Tatsache, dass auch in der aktuellen Fassung der Binnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG ein Ausschreibungsverfahren vorgesehen wurde, um im Falle mangelnder Investitionen durch Markteingriffe langfristig eine ausreichende Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Als mögliche marktbasierende Lösung des Problems werden in der Literatur Kapazitätzahlungen vorgeschlagen, welche in der Lage sind, „Boom-Bust“-Zyklen zu dämpfen (Ford 1999, 649-653).

Neben den genannten Gründen gibt es noch weitere Effekte, wie z.B. regulatorische Unsicherheiten<sup>126</sup> oder die Ausgestaltung der Genehmigungsverfahren, welche ausreichende Investitionen verhindern können. Diese sind jedoch nicht alleine auf das Modell des reinen Energiemarktes beschränkt und werden daher hier nicht näher ausgeführt. Im Folgenden werden die Erkenntnisse der durchgeführten Thesenprüfungen zusammengefasst und die wesentlichen Schlussfolgerungen daraus gezogen.

## 6.9 Zusammenfassung Strombörse und Anforderungen an die Marktgestaltung

Aus den Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft lassen sich klar definierte Anforderungen an die Ausgestaltung eines wettbewerblichen Strommarktes ableiten (siehe Kapitel 5). Werden diese in ausreichendem Masse berücksichtigt, so ist langfristig eine ausreichende, sichere und kostengünstige Stromversorgung möglich. In der vorliegenden Arbeit wurden die Anforderungen an die Marktgestaltung in vier Thesen formuliert und überprüft, ob das Modell der Strombörse<sup>127</sup> in der Lage ist, diese zu erfüllen.

### Zusammenfassung These 1

Mittels These 1 wurde untersucht, ob eine Strombörse Erzeugungsunternehmen die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten sicher gewährleisten kann und somit in der Lage ist, langfristig für ausreichende Erzeugungskapazitäten zu sorgen. Als Referenzszenario diente der spanische Elektrizitätsmarkt. Es zeigte sich, dass die Strombörse, unter Einhaltung der von ENTSO-E geforderten Reservekapazität, nicht in der Lage ist, allen Erzeugungsunternehmen die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten zu ermöglichen. Vor allem der forcierte Zubau von GuD- und Windkraftanlagen führt zu einem Rückgang der spezifischen Deckungsbeiträge im Markt. In einem realen Umfeld würden daher Investitionen ohne zusätzliche Erlösquellen ausbleiben und das derzeitige Niveau der Versorgungssicherheit nicht aufrecht erhalten werden können. Die These 1 muss daher verworfen werden.

### Zusammenfassung These 2

In These 2 wurde überprüft, ob die Preise der Strombörse Erzeugungsunternehmen eine langfristige Planung ihrer Erlöse bzw. Betriebsergebnisse ermöglichen. Hierfür wurde die Entwicklung des Börsenpreises unter verschiedenen Brennstoffpreisszenarien und Erzeugungsfällen dargebotsabhängiger Kraftwerkstypen untersucht. Das Ergebnis zeigte eine hohe Abhängigkeit gegenüber der Brennstoffpreisentwicklung der zumeist preissetzenden Technologie<sup>128</sup>. Je

---

<sup>126</sup> siehe hierzu eine interessante Arbeit von Brunekreeft und McDaniel (2005)

<sup>127</sup> Die Strombörse wird hierbei als reiner Energiemarkt (energy-only market) betrachtet.

<sup>128</sup> Im untersuchten Fall waren dies gasbefeuerte Anlagen.

nach Szenario war es möglich, dass Unternehmen langfristig Gewinne oder Verluste erwirtschafteten. Gleichzeitig besteht das Problem, dass selbst renommierte Institutionen nicht in der Lage sind, zuverlässige Primärenergiepreisprognosen abzugeben (siehe Abbildung 92). Diese Unsicherheit überträgt sich auch auf den Elektrizitätsmarkt und macht eine langfristige Planbarkeit kaum möglich. Die schwankende Erzeugung dargebotsabhängiger Technologien kann den Börsenpreis vor allem in der Peak-Periode beeinflussen. In diesem Zeitraum befindet sich die Nachfrage im steilen Verlauf der Merit Order und kleine Änderungen der Erzeugungsmenge können große Preisänderungen zur Folge haben. Im untersuchten Szenario zeigten die unterschiedlichen Volllaststunden von Speicherkraftwerken die größte Auswirkung auf den Börsenpreis, gefolgt von der Charakteristik und Betriebszeit der Windkraftanlagen. Der Einfluss der Laufwasserkrafterzeugung war auf Grund des geringen Anteils an der installierten Leistung vernachlässigbar, kann aber in anderen Märkten mit einem höheren Anteil durchaus eine größere Wirkung zeigen. Da es in den untersuchten Szenarien bei Annahme realistischer Brennstoffpreisentwicklungen und Erzeugungsfälle möglich war, dass Unternehmen Gewinne oder Verluste erwirtschafteten, kann man davon ausgehen, dass eine langfristige Planbarkeit nicht gewährleistet ist. These 2 muss daher verworfen werden.

### **Zusammenfassung These 3**

These 3 klärt die Fragestellung, inwiefern eine Strombörse in der Lage ist, notwendige Systemerweiterungen frühzeitig anzuzeigen. Die durchgeführte Untersuchung zeigt, dass es im Wesentlichen von der Form der Merit Order, dem Brennstoffpreisniveau und der Bedarfssteigerungsrate abhängt, ob ein Markt in der Lage ist, einen zeitgerechten Anreiz für die Neuerichtung von Anlagen bereitzustellen. Verfügt ein Markt nur über einen geringen Anteil an hochpreisigen Spitzenlastkraftwerken, so kommt es erst nach Unterschreiten der geforderten Kraftwerksreserve zur Ausbildung von Preisspitzen, welche die Knappheit der Erzeugung anzeigen. Ist der Anteil der Spitzenlastkraftwerke hingegen groß, so kommt es bereits frühzeitig zu einem Anstieg des Börsenpreises und damit zu einem Anreiz der Anlagenerrichtung. Die Höhe der Preissprünge hängt dabei wesentlich vom Brennstoffpreisniveau ab. Dieses stellt daher, wie schon die Untersuchung von These 2 gezeigt hat, einen wichtigen Einflussfaktor für die Rentabilität von Erzeugungsanlagen dar. Die Bedarfssteigerungsrate in einem System ist deshalb von Bedeutung, da sie bestimmt, wie schnell die noch verfügbare Reservekapazität aufgebraucht wird. Steigt der Bedarf zu rasch an, so ist es möglich, dass die Erzeugungsunternehmen nicht mehr zeitgerecht auf das Preissignal der Strombörse reagieren können und notwendige Investitionen ausbleiben. Ein weiteres bisher noch nicht zufriedenstellend gelöstes Problem des reinen Energiemarktes stellt die Rentabilität von Spitzenlastkraftwerken dar. Diese sind, wie die Untersuchung gezeigt hat, essentiell, um Investitionsanreize für Grund- und Mittellastkraftwerke bereitzustellen, kommen selbst jedoch nur für wenige Stunden im Jahr zum Einsatz und erwirtschaften auf Grund ihrer hohen variablen Kosten nur geringe Deckungsbeiträge. Der ökonomische Ansatz des reinen Energiemarktes geht daher davon aus, dass es in einem System mehrmals zu Knappheitssituationen kommen muss, in denen der Marktpreis über die kurzfristigen Grenzkosten der letzten produzierenden Einheit ansteigt, damit auch diese ihre Vollkosten erwirtschaften können. Für die einwandfreie Funktion dieses theoretischen Modells sind daher Knappheitssituationen eine unabdingbare Voraussetzung. Dieser ökonomische Ansatz lässt jedoch wesentliche Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft, wie die langen Vorlaufzeiten der Errichtung oder die mangelnde Elastizität der Nachfrage, außer Acht und kann in einem realen Marktumfeld zu Versorgungssicherheitsproblemen führen. Dies zeigte sich am Beispiel des reinen Energiemarktes in Kalifornien, in dem es in den Jahren 2000 und 2001 auf Grund ausbleibender Investitionen zu Verbraucherabschaltun-

gen und enormen wohlfahrtsökonomischen Verlusten kam. Zudem steht der Ansatz des reinen Energiemarktes in grobem Widerspruch mit den ursprünglichen Zielen der Liberalisierung, welche zu einer weiteren Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen sollte (RL 2009/72/EG). Auf Grund der Ergebnisse des Simulationsmodells sowie dem konkreten Anwendungsfall des kalifornischen Strommarktes muss These 3 verworfen werden.

#### Zusammenfassung These 4

Mittels These 4 wurde untersucht, ob das Modell der Strombörse in der Lage ist, Investitionen am richtigen Standort zu fördern. Dies bedeutet, der Mechanismus sollte möglichen Investoren durch eine höhere Rentabilität neuer Anlagen in Bereichen mit knapper Kraftwerksreserve einen Anreiz geben, in diesen Gebieten zu investieren. Die Untersuchung zeigte, dass die Strombörse stets ökonomisch richtige Preissignale aussendet. Dies bedeutet, sie fördert die Errichtung von effizienten Neuanlagen in Gebieten mit höheren Preisen und teurer Erzeugungsstruktur. Dabei wird jedoch die noch verfügbare Kraftwerksreserve außer Acht gelassen. Spiegelt sich die Knappheit der Erzeugung nicht adäquat in der Merit Order eines Marktes wider, so ist es möglich, dass sich in Gebieten mit größerer Kraftwerksreserve höhere Strompreise bilden und die Investitionen dort rentabler erscheinen. Erst wenn sich Knappheitspreise (Scarcity Prices) einstellen, ist sicher gewährleistet, dass die Preise in einem engpassbehafteten Gebiet über jenem mit größerer Reserve liegen. In diesem Fall sind jedoch bereits Rationierungsmaßnahmen notwendig und die Versorgungssicherheit im System sinkt. Es besteht somit ein Widerspruch zwischen dem Aspekt der ökonomischen Effizienz und der technisch relevanten Versorgungssicherheit in einem System. Sinnvollerweise sollten beide Gesichtspunkte gemeinsam optimiert werden. Das derzeitige Modell der Strombörse legt seinen Fokus jedoch ausschließlich auf den Bereich der ökonomischen Effizienz. Ein weiteres Problem der Strombörse tritt zu Tage, wenn Engpässe innerhalb der kleinsten Gebotszone entstehen. Dies ist z.B. im Marktbereich der EPEX durch den verstärkten Ausbau der Windkraft immer häufiger der Fall. Unter diesen Bedingungen ist die Strombörse nicht in der Lage, Engpässe durch entsprechende lokale Investitionsanreize aufzuheben. Damit muss auch These 4 verworfen werden. Eine mögliche Lösung des Problems stellt die Einführung des „Nodal Pricing“ Konzeptes dar.

Wie die Untersuchung gezeigt hat, gibt es in der Literatur auch noch weitere Kritikpunkte am Modell des reinen Energiemarktes, so dass zusammenfassend die Forschungsfrage, ob das derzeitige Modell der Strombörse die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft in ausreichendem Maße berücksichtigt, mit nein beantwortet werden muss.

**Klärung der Forschungsfrage 2:** Die derzeitige Ausgestaltung der Strombörse als reiner Energiemarkt, berücksichtigt die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft nicht im erforderlichen Ausmaß.

## 7 SPITZENLASTBEPREISUNG

*Die Konzepte der Spitzenlastbepreisung sollten sicherstellen, dass die verfügbare Kapazität in einem Elektrizitätssystem volkswirtschaftlich optimal genutzt wird. Obwohl die meisten Ansätze ursprünglich für den Bereich des natürlichen Monopols entwickelt wurden, können sie auch heute noch wichtige Erkenntnisse für eine sinnvolle Preis- und Marktgestaltung liefern. Im Kapitel 7 wird die historische Entwicklung der Spitzenlastbepreisung erläutert, die wichtigsten Modelle und Ansätze dargestellt und Empfehlungen an die wettbewerbliche Marktgestaltung ermittelt.*

### 7.1 Einleitung

Die Wahl der optimalen installierten Erzeugungsmenge in einem Elektrizitätssystem und die Bepreisung der Energieversorgung sind bereits seit den späten Vierzigerjahren des vergangenen Jahrhunderts Gegenstand umfangreicher ökonomischer Betrachtungen. Da elektrische Energie nicht ökonomisch sinnvoll gespeichert werden kann und der Bedarf durch periodische und stochastische Schwankungen gekennzeichnet ist, sollen entsprechende Bepreisungskonzepte für eine optimale Ausnutzung der bestehenden Ressourcen sorgen. Für diesen speziellen Fall wurde in der Wirtschaftswissenschaft das Konzept der Spitzenlastbepreisung (Peak-Load Pricing) entwickelt. Da man den Bereich der Energieversorgung ursprünglich als natürliches Monopol betrachtete, wurden die entwickelten Bepreisungsmodelle auch für dieses Umfeld ausgelegt. Nichts desto trotz sind die gewonnen ökonomischen Erkenntnisse auch in der heutigen Zeit, in welcher die Erzeugung als Wettbewerbsbereich betrachtet wird, nützlich und können zu einer sinnvollen Ausgestaltung des Elektrizitätsmarktes beitragen<sup>129</sup>.

Im folgenden Kapitel wird daher zuerst ein historischer Überblick über die Entwicklung der Theorie der Spitzenlastbepreisung gegeben und danach die Forschungsfrage geklärt, welche Gestaltungsempfehlungen sich aus den wichtigsten Modellen der Spitzenlastbepreisung und deren Erkenntnissen für den heutigen Erzeugungsmarkt ableiten lassen.

### 7.2 Historischer Überblick

Die theoretischen Grundlagen der Spitzenlastbepreisung lieferten Arbeiten von Boiteux<sup>130</sup> und Steiner<sup>131</sup> in den Vierziger- und Fünfzigerjahren. Basierend auf diesen entwickelte sich eine breite wissenschaftliche Diskussion über die ökonomisch optimale Preissetzung und Kapazitätswahl im Bereich öffentlicher Güter. Diese wurden schrittweise durch Einflussfaktoren wie Verbrauchsunsicherheit und daraus resultierende Versorgungsengpässe bzw. Rationierung erweitert. Die Arbeit von Brown und Johnson (1969) lenkte das Interesse der theoretischen Betrachtungen erstmals auf die Berücksichtigung der Stochastik des Verbrauchs und deren Auswirkung auf die zu erwartende Wohlfahrt. Eine Weiterentwicklung des stochastischen Modells stellte die Arbeit von Crew und Kleindorfer (1976) dar, welche erstmals mehrere Erzeugungstechnologien und Zeitperioden im Bereich der Spitzenlastbepreisung berücksich-

---

<sup>129</sup> siehe hierzu auch (Stigler 1999, 164), (Doorman 2000, 43), (Süßenbacher, et al. 2010, 14-16)

<sup>130</sup> siehe (Boiteux 1949), (Boiteux 1951). In das Englische übersetzt in (Nelson 1964). Quellenangaben zu den Arbeiten von Boiteux erfolgen daher in Verweis auf dieses Werk.

<sup>131</sup> siehe (Steiner 1957)

tigte. Die erzeugungsseitige Unsicherheit wurde erst durch Chao (1983) bzw. Crew, Fernando und Kleindorfer (1995) eingeführt. All die genannten Untersuchungen gehen davon aus, dass Ausfallkosten gemessen und das Rationierungsmaßnahmen auf Basis dieser Ergebnisse implementiert werden können (Crew, Fernando und Kleindorfer 1995, 216).

Parallel dazu entwickelten sich alternative theoretische Ansätze, welche davon ausgehen, dass sich die Ausfallkosten und die Zahlungsbereitschaft der Kunden (Willingness to Pay, WTP) bei entsprechender Ausgestaltung von selbst offen legen. Die theoretischen Untersuchungen in diesem Bereich können dabei in drei Hauptgruppen unterteilt werden. Die erste Gruppe wird durch Untersuchungen zu Selbstrationierungsmaßnahmen (self-rationing) repräsentiert, die zweite durch Ansätze mit unterbrechbarer Lieferung (priority service) und die dritte durch Ansätze mit Spot- und Echtzeitpreisen (real-time pricing). Vor allem die theoretischen Untersuchungen von Spot- und Echtzeitbepreisung sind heute von Bedeutung. So bildeten etwa die Arbeiten von Caramanis (1982) sowie Schweppe et al. (1988) die theoretische Grundlage für die Einführung von Wettbewerb im Erzeugungsbereich der Elektrizitätswirtschaft (L. de Vries 2004, 66). Auf Grund ihrer wesentlichen Bedeutung für die Elektrizitätswirtschaft und deren Ausgestaltung werden die Ansätze von Boiteux und Steiner und deren Erkenntnisse nun näher erläutert. Danach erfolgt eine ausführlichere Darstellung der Erweiterungen dieser Modelle und der daraus entstandenen alternativen Ansätze, bis hin zum heute verfolgten Konzept der Spot- und Echtzeitbepreisung.

### 7.3 Spitzenlastbepreisung nach Boiteux

Der Franzose Marcel Boiteux legte mit seinem Werk „La tarification des demandes en pointe: application de la théorie de la vente au coût marginal„ (Boiteux 1949), den Grundstein für die Anwendung der Spitzenlastbepreisung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft. Boiteux geht in seiner Arbeit von einem stark vereinfachten Modell der Elektrizitätswirtschaft, mit nur einer Erzeugungstechnologie und konstantem Bedarf  $q$ , aus. Er weist unter diesen Annahmen mathematisch nach [siehe Formeln (7-1) bis (7-7)], dass eine Bepreisung zu kurzfristigen Grenzkosten  $\gamma$  (Short Run Marginal Costs, SRMC), die nur die variablen Kosten der Erzeugung  $\omega$  beinhalten, nicht gewährleistet, dass die optimale Erzeugungskapazität  $q_0$  in der Lage ist, die langfristigen Grenzkosten  $\delta$  (Long Run Marginal Costs, LRMC) zu erwirtschaften. Dies ist notwendig, um die Eigenwirtschaftlichkeit der Erzeugungsunternehmen aufrechtzuerhalten, kann aber erst sichergestellt werden, wenn der Preis  $p$  sowohl die variablen Erzeugungskosten  $\omega$ , als auch die spezifischen Investitionskosten  $\pi$  berücksichtigt (Nelson 1964, 59-89). Abbildung 172 stellt diesen Zusammenhang im Preis-Mengen-Diagramm dar. Wie ersichtlich liegen die variablen Erzeugungskosten  $\omega$  stets unter den langfristigen Grenzkosten  $\delta$ . Erfolgt die Bepreisung ausschließlich auf Basis variablen Erzeugungskosten  $\omega$ , so ist ein Erzeugungsunternehmen nicht in der Lage, seine langfristigen Grenzkosten  $\delta$  zu erwirtschaften. Erst wenn der Preis zusätzlich die spezifischen Investitionskosten  $\pi$  berücksichtigt, ist dies gewährleistet.

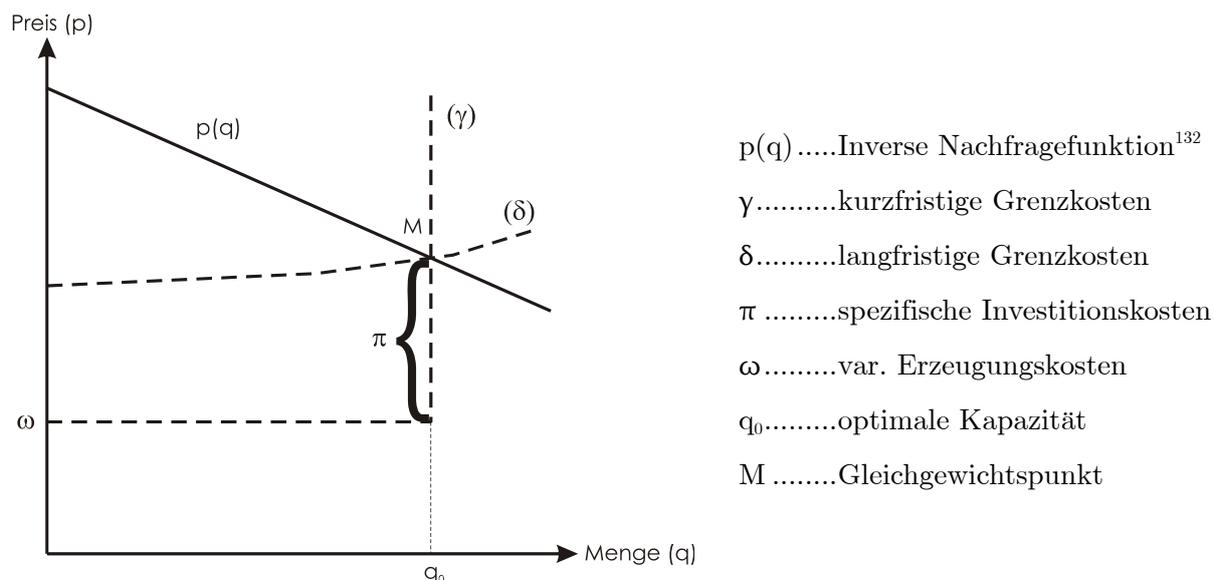


Abbildung 172: Bepreisung bei optimaler Kapazität, Quelle (Nelson 1964, 70)

Mathematische Herleitung vgl. (Nelson 1964, 59-72):

Ist die Nachfrage  $q$  in einem System kleiner als die optimale Kapazität  $q_0$ , so errechnen sich die Gesamtkosten der Energieerzeugung  $D$  aus:

$$\text{Für } q < q_0 \text{ gilt: } D = D_f + \omega * q \tag{7-1}$$

Die kurzfristigen Grenzkosten  $\gamma$ , welche die zusätzlichen Aufwendungen für eine Ausbringungsmenge angeben, entsprechen in diesem Bereich den variablen Erzeugungskosten  $\omega$ .

$$\omega = \frac{D - D_f}{q} = \frac{dD}{dq} = \gamma \tag{7-2}$$

$$\text{Annahme: } \omega = \text{konst.} \rightarrow \text{weil eine Erzeugungstechnologie} \tag{7-3}$$

Bei optimaler Kapazität  $q_0$  sind die Grenzfikosten gleich den spezifischen Investitionskosten  $\pi$ .

$$\pi = \frac{dD_f}{dq_0} \tag{7-4}$$

Die Gesamtkosten  $D_0$  in diesem Punkt ergeben sich aus:

$$\text{Bei } q = q_0 \text{ gilt: } D_0 = D_f(q_0) + \omega * q_0 \tag{7-5}$$

---

<sup>132</sup> Es soll hier nicht unerwähnt bleiben, dass der von Boiteux angenommene Verlauf der inversen Nachfragekurve  $p(q)$  für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft eine deutlich zu hohe Elastizität aufweist.

Wird dieser Term nach  $q_0$  abgeleitet, dann erhält man die gesamten Grenzkosten, welche langfristige Grenzkosten  $\delta$  bezeichnet werden. Diese beinhalten sowohl die variablen Erzeugungskosten  $\omega$  als auch die spezifischen Investitionskosten  $\pi$ .

$$\frac{dD_0}{dq_0} = \frac{dD_f}{dq_0} + \omega = \pi + \omega = \delta \quad (7-6)$$

Boiteux kommt daher zu dem Schluss, dass sich die Preise an den langfristigen Grenzkosten  $\delta$  orientieren müssen, damit eine Gesamtkostendeckung sowie der Erhalt der Eigenwirtschaftlichkeit von Erzeugungsunternehmen gewährleistet werden kann.

$$\text{Bei optimaler Kapazität } q_0 \text{ gilt: } p = \delta = \pi + \omega \quad (7-7)$$

mit:

D .....	Gesamtkosten	$D_f$ .....	Fixkosten
$\omega$ .....	var. Erzeugungskosten	q .....	Erzeugungsmenge
$q_0$ .....	optimale Erzeugungskapazität	$\gamma$ .....	kurzfristige Grenzkosten
$\delta$ .....	langfristige Grenzkosten	p .....	Preis
$\pi$ .....	spezifische Investitionskosten		

In der Realität ist der Verbrauch zeitlich natürlich nicht konstant, sondern schwankt abhängig von der Tageszeit, dem Wochentag oder der Saison. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen und Empfehlungen für die Preisgestaltung bei unterschiedlichen Lastfällen geben zu können, betrachtet Boiteux den vereinfachten Fall zweier Perioden mit unterschiedlichem Bedarf. Die erste Periode repräsentiert dabei den Hoch- oder Tageslastfall (HL) mit der inversen Nachfragefunktion  $p_1(q)$  und die zweite Periode den Niedrig- oder Nachtbedarf (NL) mit der inversen Nachfragefunktion  $p_2(q)$ . Die Nachfrage  $p_2(q)$  liegt im Normalfall unter  $p_1(q)$ . Im untersuchten Fall wird dies zwingend angenommen. Jede Periode umfasst einen Zeitraum von 12 Stunden und die variablen Erzeugungskosten pro Periode betragen  $\omega$  bzw. die spezifischen Investitionskosten  $\pi$ . Über einen Zeitraum von 24 Stunden ergeben sich somit variable Erzeugungskosten von  $2\omega$  bzw. spezifische Investitionskosten von  $2\pi$ .

Im dargestellten Fall (Abbildung 173) wird die optimale Kapazität  $q_0$  ausschließlich in der Hochlastperiode voll ausgenutzt. Für dieses Szenario kann dann eine optimale Ausnutzung der Erzeugungskapazität gewährleistet werden, wenn die Preise der Niedriglastperiode den variablen Energiekosten  $\omega$  entsprechen und die Preise der Starklastperiode zusätzlich die gesamten spezifischen Investitionskosten  $2\pi$  in Form eines Leistungspreises tragen (Nelson 1964, 77).

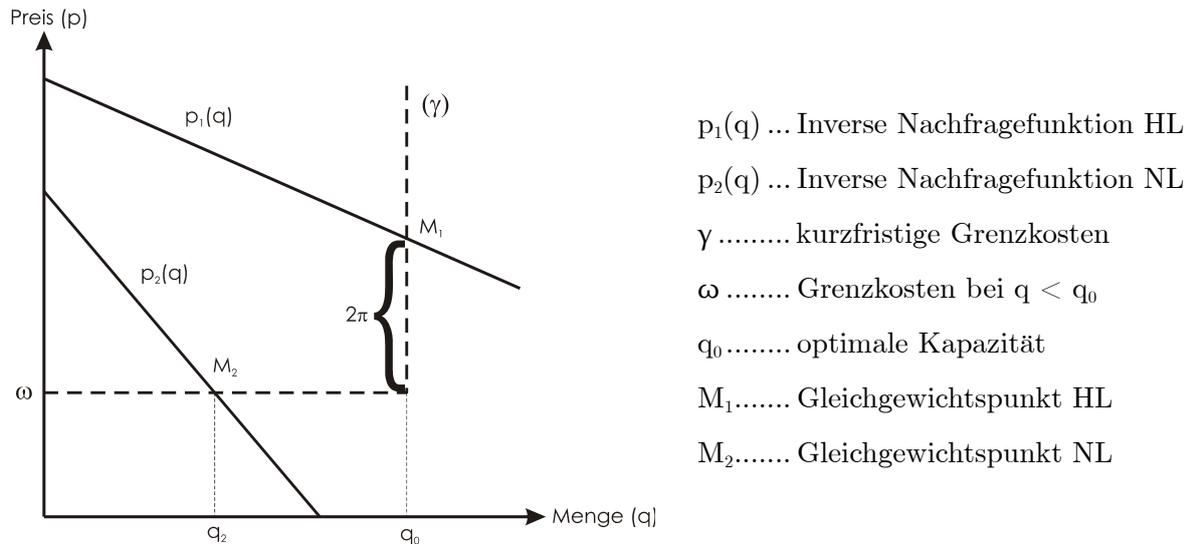


Abbildung 173: Bepreisung ohne unterdrückte Spitze, Quellen (Nelson 1964, 77), (Doorman 2000, 44)

Mathematische Herleitung vgl. (Nelson 1964, 72-79):

Für die beiden betrachteten Perioden wird ein linearer Bedarfsverlauf angenommen:

$$\text{Angenommene lineare Nachfragekurve HL-Periode: } q_1 = a_1 * p_1 + b_1 \tag{7-8}$$

$$\text{Angenommene lineare Nachfragekurve NL-Periode: } q_2 = a_2 * p_2 + b_2 \tag{7-9}$$

$$\text{Es gilt: } a_1, a_2 < 0 \text{ und } b_1, b_2 > 0 \tag{7-10}$$

Ziel ist es, den Bedarf zu den geringsten Gesamtkosten zur Verfügung zu stellen:

$$\text{Zielfunktion: } D(q_1) + D(q_2) \rightarrow \text{Min!} \tag{7-11}$$

Hieraus ergibt sich nach Zwischenschritten [siehe (Nelson 1964, 86-87)]

$$\gamma_1 + \gamma_2 = 2\delta \tag{7-12}$$

Desweiteren kann wie im Fall mit fixer Nachfrage angenommen werden:

$$\delta = \pi + \omega \tag{7-13}$$

Für optimale Erzeugungskapazitäten und bei einer Bepreisung zu Grenzkosten ergibt sich folgende Beziehung zwischen Preisen und Kosten:

$$p_1 + p_2 = 2 * (\pi + \omega) \tag{7-14}$$

Für den in Abbildung 173 dargestellten Fall gilt:

$$q_1 = q_0 \text{ und } p_1 = \frac{q_0 - b_1}{a_1} \quad (7-15)$$

$$p_2 = \omega \text{ und } q_2 = a_2 * \omega + b_2 \quad (7-16)$$

Auf Grund der Gleichungen (7-14) und (7-16) ergibt sich bei optimaler Kapazität  $q_0$  der folgende Preis:

$$p_1 + \omega = 2 * (\pi + \omega) \xrightarrow{\text{daraus folgt}} p_1 = 2 * \pi + \omega \quad (7-17)$$

Es zeigt sich somit, dass der Bedarf dann mit den geringsten Gesamtkosten gedeckt werden kann, wenn die Preise der NL-Periode gleich den variablen Produktionskosten  $\omega$  gesetzt werden und die Preise der HL-Periode zusätzlich die gesamten spezifischen Investitionskosten  $2\pi$  tragen.

mit:

$q_1$ .....	Nachfrage HL-Periode	$q_2$ .....	Nachfrage NL-Periode
$p_1$ .....	Preis HL-Periode	$p_2$ .....	Preis NL-Periode
$a_1$ .....	Nachfrageelastizität HL-Periode	$a_2$ .....	Nachfrageelastizität NL-Periode
$b_1$ .....	Prohibitivpreis HL-Periode	$b_2$ .....	Prohibitivpreis NL-Periode
$D(q_1)$ .....	Gesamtkosten HL-Periode	$D(q_2)$ .....	Gesamtkosten NL-Periode
$\gamma_1$ .....	kurzfristige Grenzkosten HL-Periode	$\gamma_2$ .....	kurzfristige Grenzkosten NL-Periode
$\delta$ .....	langfristige Grenzkosten	$\pi$ .....	spezifische Investitionskosten
$\omega$ .....	var. Produktionskosten	$q_0$ .....	optimale Erzeugungskapazität

Zu diesen Ergebnissen kommt auch Steiner (1957), der zudem nachweist, dass eine solche Preissetzung auch zu einem wohlfahrtsökonomisch optimalen Verhalten der Verbraucher führt. Dies wird im Folgenden kurz erläutert. Steiner verwendet in seinen Ausführungen die Bezeichnung  $b$  für die variablen Betriebskosten<sup>133</sup> und  $\beta$  für die Kapazitätserweiterungskosten<sup>134</sup>. Diese wurden auch in der nachfolgenden Literatur von den meisten Ökonomen übernommen. Zur besseren Vergleichbarkeit mit den obenstehenden Ausführungen von Boiteux wird im hier dargestellten Ansatz von Steiner bis auf die Bezeichnungen  $b$  und  $\beta$  die Nomenklatur von Boiteux übernommen.

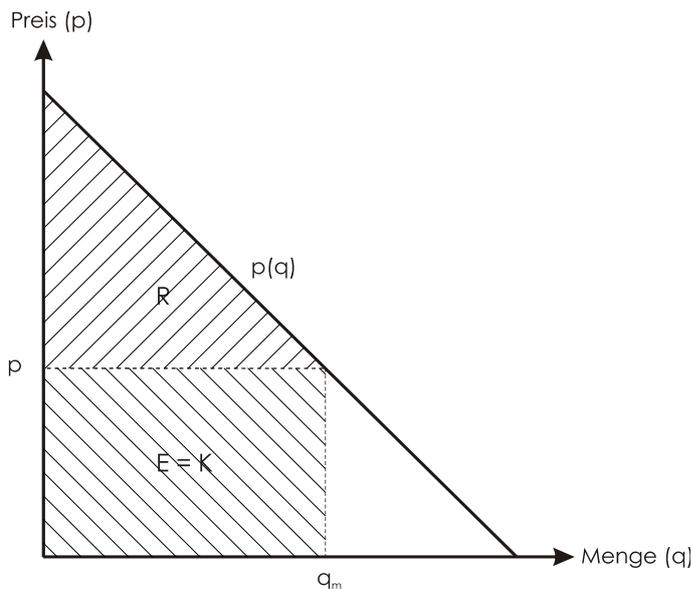
#### 7.4 Zwei-Perioden-Modell von Steiner

Steiner verwendet ein einfaches Zwei-Perioden-Modell, um den Wohlfahrtseffekt der angeführten Preissetzung nachzuweisen. In diesem wird der Gesamtbedarf ähnlich wie bei Boiteux in eine Stark- und eine Schwachlastperiode gegliedert. Zudem unterstellt er, dass nur eine Erzeugungstechnologie zur Anwendung kommt, wodurch konstante variable Betriebskosten  $b$  und konstante Kapazitätserweiterungskosten  $\beta$  angenommen werden können. Zur besseren Verständlichkeit des wohlfahrtsökonomischen Ansatzes wird dieser zuerst für eine Periode erläutert (Abbildung 174) und dann auf zwei Perioden erweitert (Abbildung 175).

<sup>133</sup> entspricht somit dem Formelzeichen  $\omega$  von Boiteux, bzw.  $2\omega$  im Zwei-Perioden-Modell

<sup>134</sup> entspricht somit dem Formelzeichen  $\pi$  von Boiteux, bzw.  $2\pi$  im Zwei-Perioden-Modell.

Die inverse Nachfragefunktion  $p(q)$  gibt die Zahlungsbereitschaft der Kunden für eine bestimmte Erzeugungsmenge  $q$  an. Wird die Erzeugungskapazität  $q_m$  vollständig ausgenutzt, so beträgt der Preis  $p$ . Da einige Kunden bereit gewesen wären einen höheren Preis  $p(q)$  zu zahlen, profitieren sie vom niedrigen Preis  $p$ . Diese Ersparnis der Konsumenten wird unter dem Begriff der Konsumentenrente  $R$  zusammengefasst. Unter Annahme einer Erzeugungstechnologie entsprechen die Gesamtkosten der Produzenten  $K$  genau den Gesamterlösen  $E$ . Die ökonomische Wohlfahrt gibt die Kostenersparnis von Konsumenten und Produzenten auf Grund des Tauschgeschäftes an. Sie errechnet sich aus der Differenz der Zahlungsbereitschaft  $p(q)$  und der Gesamtkosten  $K$  über die maximale Erzeugungsmenge  $q_m$  [siehe Formeln (7-18) bis (7-20)].



- $p(q)$  .... Inverse Nachfragefunktion
- $p$  ..... Preis
- $q_m$  ..... max. Erzeugungsmenge
- $R$  ..... Konsumentenrente
- $E$  ..... Gesamterlös Produzenten
- $K$  ..... Gesamtkosten Produzenten

Abbildung 174: Schematisches Preis-Mengen Diagramm für eine Periode

Mathematische Herleitung vgl. (Meier 1983, 29):

$$W = R + E - K = (R + E) - K \tag{7-18}$$

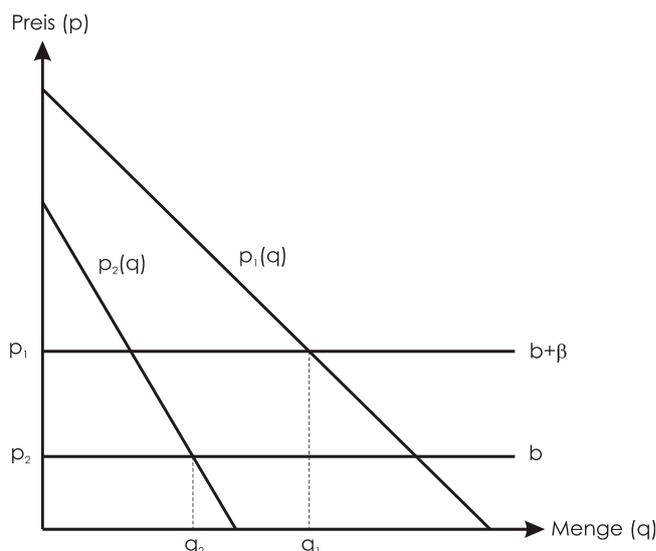
$$\text{mit } Z = R + E \tag{7-19}$$

$$W = Z - K = \int_0^{q_m} [p(q) dq - K(q)] \tag{7-20}$$

mit:

- |             |                                       |              |                           |
|-------------|---------------------------------------|--------------|---------------------------|
| W.....      | gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt       | R.....       | Konsumentenrente          |
| E.....      | Gesamterlös Produzenten               | K .....      | Gesamtkosten Produzenten  |
| Z .....     | Zahlungsbereitschaft der Kunden       | $p(q)$ ..... | inverse Nachfragefunktion |
| $q_m$ ..... | Nachfragemenge im Gleichgewichtspunkt |              |                           |

Wird dieser Ansatz auf zwei Perioden mit gleicher Länge und unterschiedlichem Nachfrageverhalten  $p_1(q)$  bzw.  $p_2(q)$  angewendet, so ergibt sich eine Konstellation wie in Abbildung 175 dargestellt.



- $p_1(q)$  ... Inverse Nachfragefunktion HL
- $p_2(q)$  ... Inverse Nachfragefunktion NL
- $p_1$  ..... optimaler Preis HL-Periode
- $p_2$  ..... optimaler Preis NL-Periode
- $q_1$  ..... Nachfragemenge HL-Periode
- $q_2$  ..... Nachfragemenge NL-Periode
- $b$  ..... var. Betriebskosten
- $\beta$  ..... Kapazitätserweiterungskosten

Abbildung 175: Schematische Darstellung des Zwei-Perioden-Modells nach Steiner, Quellen (Steiner 1957, 588), (Meier 1983, 31)

Mathematische Herleitung vgl. (Meier 1983, 29-30):

Durch die Preissetzung in den beiden Perioden soll die Gesamtwohlfahrt optimiert werden:

$$W = \int_0^{q_1} [p_1(q) * dq] - b * q_1 + \int_0^{q_2} [p_2(q) * dq] - b * q_2 - \beta * Q \rightarrow \text{Max!} \quad (7-21)$$

$$\text{es gilt: } Q = q_1 > q_2 \quad (7-22)$$

Zur Ermittlung der wohlfahrtsökonomisch optimalen Periodenpreise wird die Wohlfahrtsfunktion nach den Erzeugungsmengen der Perioden  $q_1$  bzw.  $q_2$  abgeleitet und anschließend Null gesetzt.

$$\frac{\delta W}{\delta q_1} = 0 = p_1 - b - \beta \xrightarrow{\text{daraus folgt}} p_1 = b + \beta \quad (7-23)$$

$$\frac{\delta W}{\delta q_2} = p_2 - b \xrightarrow{\text{daraus folgt}} p_2 = b \quad (7-24)$$

mit:

- |   |   |
|---|---|
| $q_1$ ..... Nachfragemenge HL-Periode                           | $q_2$ ..... Nachfragemenge NL-Periode                           |
| $p_1(q)$ ..... inverse Nachfrage HL-Periode                     | $p_2(q)$ ..... inverse Nachfrage NL-Periode                     |
| $b$ ..... var. Betriebskosten                                   | $\beta$ ..... Kapazitätserweiterungskosten                      |
| $W$ ..... gesamtökonomische Wohlfahrt                           | $Q$ ..... maximale Erzeugungsmenge                              |
| $p_1$ ..... wohlfahrtsökonomisch optimaler Preis der HL-Periode | $p_2$ ..... wohlfahrtsökonomisch optimaler Preis der NL-Periode |

Es zeigt sich somit aus den Untersuchungen nach Steiner, dass die empfohlene Preissetzung nach Boiteux auch zu einem wohlfahrtsökonomisch optimalen Verhalten der Verbraucher führt. Da die Erzeuger der Niedriglastperiode nicht zum Ausbau des Systems beitragen, ha-

ben sie auch keine Kapazitätserweiterungskosten  $\omega$  zu tragen. Im dargestellten Fall wurde eine sichere Lastspitze betrachtet. Dies bedeutet, dass die maximale Erzeugungskapazität nur in der Hochlastperiode voll ausgeschöpft wird. Selbst wenn der Preis der Niedriglastperiode einen Wert von Null erreicht, übersteigt die Nachfragemenge jene der Hochlastperiode nicht.

Boiteux und Steiner erweitern diesen Ansatz um die Möglichkeit einer wandernden Lastspitze. Dies bedeutet, dass es bei entsprechender Preissetzung auch möglich ist, dass die Konsumenten der Niedriglastperiode die maximale Erzeugungsmenge  $Q$  nachfragen. Steiner liefert für diesen Fall die folgende einfache aber wirkungsvolle Lösung des Problems auf graphischer Basis (Abbildung 176).

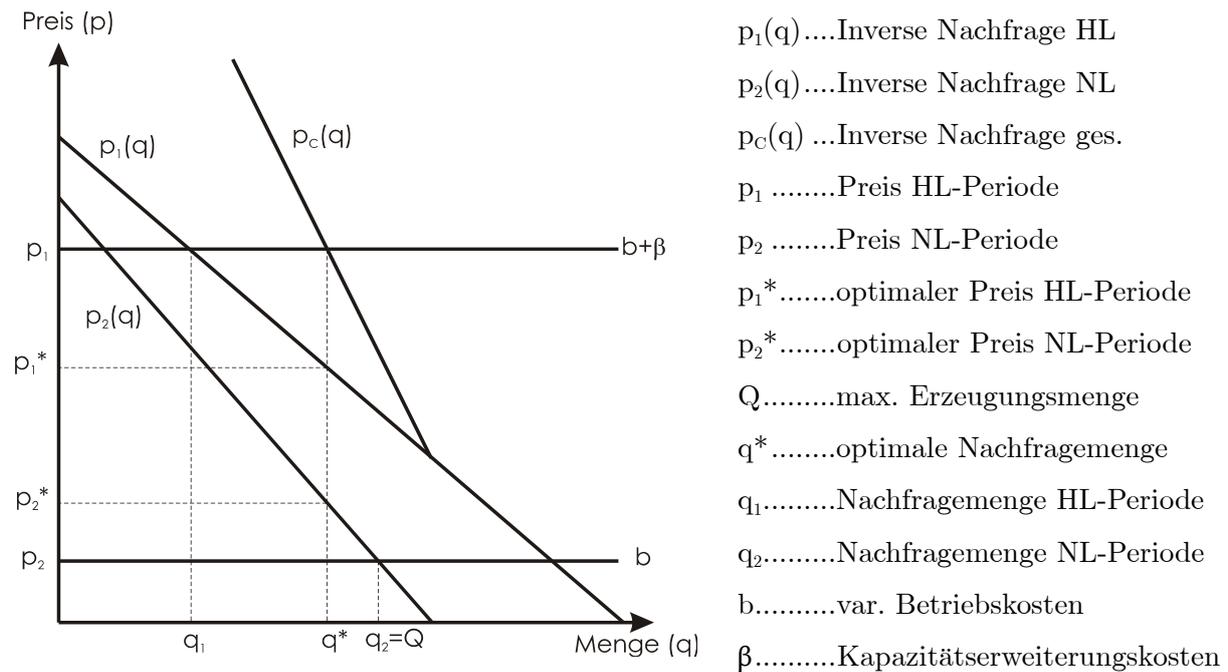


Abbildung 176: Optimale Preissetzung bei wandernder Lastspitze, Quelle (Steiner 1957, 588)

Wird der Preis in der Periode mit hoher Zahlungsbereitschaft  $p_1(q)$  auf einen Wert von  $p_1$  gesetzt und der in der Periode mit geringerer Zahlungsbereitschaft  $p_2(q)$  auf einen Wert von  $p_2$ , dann hat dies zur Folge, dass die Kunden der eigentlichen Niedriglastperiode 2 eine höheren Nachfrage aufweisen als die Kunden der ursprünglichen Hochlastperiode 1. Die Preissetzung ist in diesem Fall nicht mehr ökonomisch optimal, da die Gesamtkosten für die maximale Erzeugungsmenge  $Q$  nicht mehr erwirtschaftet werden können<sup>135</sup>. Steiner löst das Problem, indem er eine kombinierte inverse Nachfragefunktion  $p_c(q)$  einführt, die sich aus der Addition der beiden inversen Nachfragekurven  $p_1(q)$  und  $p_2(q)$  ergibt. Aus dem Schnittpunkt der Kostenkurve  $b + \beta$  mit  $p_c(q)$  ergibt sich die optimale Kapazität  $q^*$  im System. Die optimalen Periodenpreise  $p_1^*$  und  $p_2^*$  ergeben sich aus der Aufteilung der Kapazitätserweiterungskosten  $\beta$  gemäß dem Anteil der Nachfrage in der jeweiligen Periode. Es zeigt sich somit, dass im Fall einer wandernden Lastspitze die Verbraucher der ursprünglichen Niedriglastperiode 2 auch einen Teil der Kapazitätserweiterungskosten tragen sollten, wohingegen der Anteil der ur-

<sup>135</sup> Da die Kapazitätserweiterungskosten nur von den Kunden der Periode 1 für die Erzeugungsmenge  $q_1$  getragen werden. Die Kapazitätserweiterungskosten für die Differenzkapazität  $Q - q_1$  sind in diesem Fall nicht gedeckt.

sprünglichen Hochlastperiode 1 um diesen Teil zu verringern ist (Steiner 1957, 590-591). Es gilt jedoch zu beachten, dass die Konsumenten der Hochlastperiode 1 bei gleichem Verbrauch, trotzdem einen höheren Preis zu bezahlen haben als die Kunden der Niedriglastperiode 2.

Die angeführten Modelle von Boiteux und Steiner waren noch mit vielen theoretischen Annahmen, wie z.B. Erzeugung mit nur einer Technologie oder unverbundene Nachfrage zwischen den Perioden geprägt, die in der Realität nicht anzutreffen sind. Daher wurden diese Ansätze von verschiedenen Autoren erweitert und die Einflüsse dieser Ergänzungen auf das ursprüngliche Ergebnis untersucht. Williamson (1966, 813-824) berücksichtigte als erster die Unteilbarkeit neuer Kraftwerke<sup>136</sup> verbunden mit Unsicherheiten und Verzugszeiten in der Anlagenerrichtung. Er stellte dabei fest, dass die Kapazität im System selten optimal sein wird und die optimalen Preise in Normalfall daher über oder unter „ $b + \beta$ “ liegen werden. Crew und Kleindorfer (1971, 1369-1377) erweiterten das klassische Spitzenlastmodell auf mehrere Erzeugungstechnologien. Sie zeigten, dass unter der Verwendung eines diversifizierten Kraftwerksparks mit Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken, die optimalen Preise in der Hochlastperiode unter denen des klassischen Ansatzes liegen und in der Grundlastperiode über diesen.

## 7.5 Berücksichtigung von Erzeugungs- und Verbrauchsunsicherheit

Einen wesentlichen Einflussfaktor für die Kapazitätsplanung und die Preissetzung in der Spitzenlastproblematik stellt die Unsicherheit von Erzeugung und Verbrauch dar. Unter diesem Aspekt ist es möglich, dass der Bedarf der Endkunden das Angebot zeitweise übersteigt und Rationierungsmaßnahmen notwendig sind, um die vorhandenen Ressourcen effizient zuteilen zu können. Dabei müssen die WTP im Falle sicherer Versorgung, für nicht geleistete Versorgung und mögliche Rationierungskosten im Engpassfall berücksichtigt werden. Die Wahl der richtigen Erzeugungskapazität wird dabei zugleich durch die Grenzkosten zusätzlicher Erzeugungsressourcen und den Grenznutzen vermiedener Knappheits- und Rationierungsmaßnahmen bestimmt. Übersteigen die Grenzkosten einer zusätzlichen Erzeugungseinheit den Grenznutzen einer sicheren Versorgung, so ist es aus ökonomischer Sicht nicht mehr sinnvoll zusätzliche Erzeugungsanlagen bereitzustellen. Daher ist es das Ziel der verschiedenen für den Knappheitsfall entwickelten Mechanismen, wie der unterbrechbaren Lieferung oder zeitlich und örtlich differenzierter Güterpreise, die wohlfahrtsökonomischen Verluste in diesen Situationen zu minimieren.

Bereits Boiteux ging in seinem grundlegenden Werk auf Verbrauchsunsicherheiten ein (Boiteux 1951, 56-69). Wahres Interesse erlangte dieser Aspekt aber erst durch eine Arbeit von Brown und Johnson (1969, 119-129). Die Autoren kamen unter der Einbeziehung von Verbrauchsunsicherheiten zu dem überraschenden Ergebnis, dass die ökonomisch optimalen Preise immer unter den Werten „ $b + \beta$ “ des klassischen Modells von Boiteux und Steiner liegen und Erzeugungsunternehmen bei diesen niedrigeren Preisen nicht in der Lage sind, ihre Kapital- bzw. Kapazitätskosten zu erwirtschaften (Brown und Johnson 1969, 119). Dieses Ergebnis wurde von anderen Autoren auf Grund der wesentlichen Annahme, dass Rationierungsmaßnahmen kostenlos erfolgen konnten, angezweifelt. Visscher wies nach, dass abweichende Annahmen bezüglich der Rationierungskosten zu anderen Ergebnissen führen, jedoch

---

<sup>136</sup> vorherige Werke gingen von der theoretischen Annahme aus, dass Kraftwerke in z.B. 1 MW-Schritten beliebig erweitert und somit immer eine optimale Kapazität im System gewährleistet werden kann.

lagen auch die von ihm ermittelten optimalen Preise unter jenen von Boiteux und Steiner (Visscher 1973, 224-229). Die Erzeugungsunsicherheit wurde erst einige Zeit später von Chao (1983) im Bereich der Spitzenlastbepreisung eingeführt. Basierend auf diesen Erkenntnissen entwickelten Kleindorfer und Fernando (1993) die Rahmenbedingungen, um die optimale Bepreisung und Kapazitätswahl im Falle von Erzeugungs- und Verbrauchsunsicherheiten zu untersuchen. Sie unterteilten dabei die Ausfallkosten in die drei Komponenten Rationierungskosten (rationing costs), Unterbrechungskosten (disruption costs) und Wohlfahrtsverluste (surplus loss). Rationierungskosten entsprechen den administrativen Aufwendungen und wohlfahrtsökonomischen Verlusten die Unternehmen entstehen, welche knappe Ressourcen zuteilen müssen<sup>137</sup>. Unterbrechungskosten sind Folgekosten, die den Endkunden auf Grund einer Nicht-Versorgung entstehen. Diese berücksichtigen z.B. die Kosten eines Produktionsausfalls. Wohlfahrtsverluste treten unter Annahme einer Produktionstechnologie ebenfalls bei Endkunden auf<sup>138</sup>, da bei einem Erzeugungsausfall eine geringere Produktionsmenge zu einem höheren Preis angeboten wird. In der Literatur werden unterschiedliche Ansätze zur Modellierung von Unsicherheiten verwendet. Am häufigsten kommen dabei multiplikative bzw. additive Methoden zum Einsatz. Diese unterscheiden sich prinzipiell dadurch, dass multiplikative Ansätze Erzeugungs- und Verbrauchsmengen von Null ermöglichen, wohingegen diese bei additiven Ansätzen nicht unter einen bestimmten Wert fallen können (Alghalith und Dalal 2003, 9). Kleindorfer und Fernando ermitteln die wohlfahrtsökonomisch optimalen Preise für beide Varianten. Die Autoren kommen unter Annahme einer Periode und einer Erzeugungstechnologie zu folgenden Ergebnissen<sup>139</sup>:

$$\text{Multiplikative Unsicherheit: } p = b + \gamma * \left( \frac{\beta}{a} - \Lambda \right) \quad (7-25)$$

$$\text{Additive Unsicherheit: } p = b + \frac{\beta}{a} - \Lambda \quad (7-26)$$

mit:

p .....	optimaler Preis	b .....	var. Erzeugungskosten
a.....	Verfügbarkeitsfaktor [ $0 \leq a \leq 1$ ]	$\beta$ .....	Kapazitätserweiterungskosten
$\gamma$ .....	Erwartungswert der Verbrauchs- unsicherheit zu Engpasszeiten	$\Lambda$ .....	Differenz erwartete WTP Grenz- kunde und Energiepreis

Sowohl für den multiplikativen Ansatz (7-25) als auch für den additiven Ansatz (7-26) gilt, dass die Kapazitätserweiterungskosten mit sinkender Verfügbarkeit  $a$  der Anlagen steigen, da mehr Leistung installiert werden muss. Ist der Faktor  $\Lambda$ , welcher die Differenz zwischen der erwarteten WTP der Kunden und dem tatsächlichen Energiepreis angibt, positiv, so wird in einer Periode weniger Energie nachgefragt, als maximal erzeugt werden kann. Der Periode ist unter diesen Umständen, abhängig von der erwarteten WTP, nur ein geringerer Anteil der Kapazitätskosten als „ $\beta/a$ “ zuzurechnen. Ist die Differenz zwischen der WTP und dem Ener-

---

<sup>137</sup> Crew und Kleindorfer (1986, 61) definieren Rationierungskosten als administrative und wohlfahrtsökonomische Mehrkosten gegenüber dem Ansatz von Brown und Johnson, welche in ihren Untersuchungen von kostenlosen Rationierungsmaßnahmen nach der WTP der Kunden ausgingen.

<sup>138</sup> Geht man von mehreren Produktionstechnologien aus, so wird auch die Produzentenrente um einen Teil der wohlfahrtsökonomischen Verluste geschmälert.

<sup>139</sup> vgl. (Crew, Fernando und Kleindorfer 1995, 229)

giepreis negativ, so wird mehr Energie nachgefragt als vorhanden ist, und der Periode ist ein höherer Anteil der Kapazitätskosten „ $\beta/a$ “ zuzurechnen (Borrmann und Finsinger 1999, 258). Der multiplikative Ansatz lt. Formel (7-25) berücksichtigt mit dem Faktor  $\gamma$  die Unsicherheit des Verbrauchs in der Preisbildung. Damit kann auch der Fall eines vollkommenen Bedarfsausfalls und dessen Wirkung auf die Preisbildung theoretisch beschrieben werden.

Crew und Kleindorfer (1986, 86) kommen zu dem Schluss, dass die wohlfahrtsökonomisch optimale Preissetzung unter der Berücksichtigung von Unsicherheiten zu ähnlichen Preisbildungsregeln führt wie im deterministischen Fall<sup>140</sup>. Dies gilt auch wenn der stochastische Ansatz auf mehrere Perioden und mehrere Erzeugungstechnologien erweitert wird. Die Kapazität im System sollte ihren Angaben nach so gewählt werden, dass die langfristigen Grenzkosten „ $b + \beta$ “<sup>141</sup> der letzten zum Einsatz kommenden Erzeugungseinheit, den erwarteten Grenzkosten für Unterbrechung und Rationierung, welche durch diese Erzeugungseinheit vermieden werden, entsprechen (Crew, Fernando und Kleindorfer 1995, 229). Insgesamt müssen also die langfristigen Grenzkosten „ $b + \beta$ “ gedeckt werden.

## 7.6 Optimale Zuteilung knapper Kapazitäten

Eine Grundannahme der bisher angeführten stochastischen Ansätze war, dass Erzeugungsunternehmen sowohl Preis- als auch Mengenrationierung benötigen, um in Zeiten knapper Kapazitäten die vorhandenen Erzeugungsmengen effizient zuzuteilen. Die Preissetzung alleine kann dies nicht gewährleisten. Daraus leitet sich die Frage ab, wie die Zuteilung der Ressourcen im Engpassfall sinnvollerweise erfolgen sollte. Die wohlfahrtsökonomisch optimale Lösung zeigt Abbildung 177.

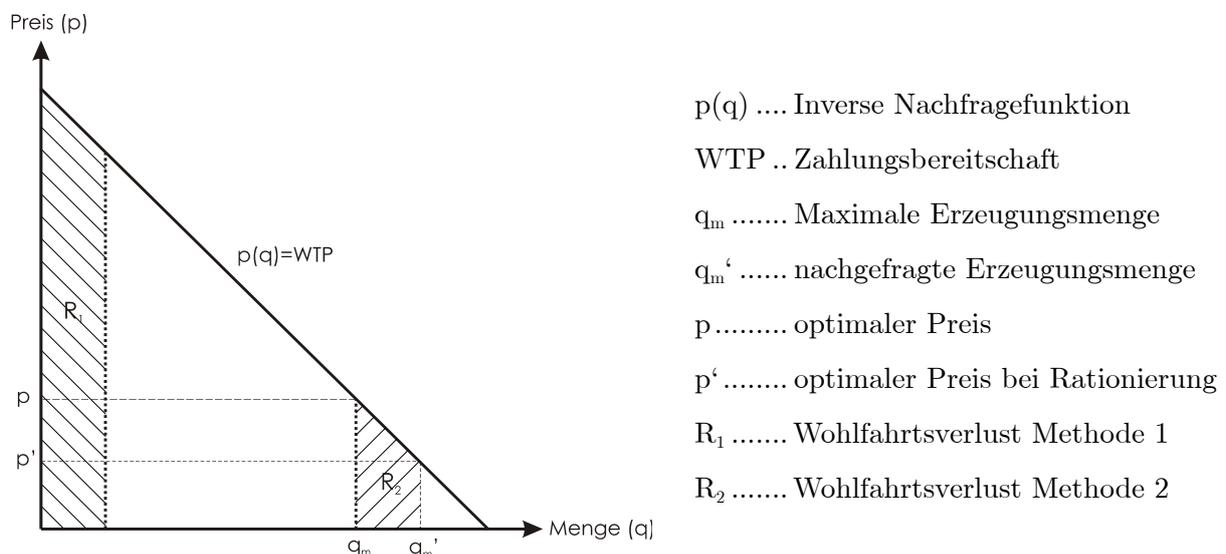


Abbildung 177: Wohlfahrtsverluste verschiedener Rationierungsmethoden, Quelle (Crew und Kleindorfer 1986, 60)

<sup>140</sup> vgl. hierzu die Preisbildungsregeln unter Berücksichtigung von Stochastik (7-25) und (7-26), mit jenen des deterministischen Falls (7-23) und (7-24). Ist die Verfügbarkeit  $a$  im stochastischen Fall groß, so sollten sich ähnliche Preise einstellen, wie im deterministischen Fall (Crew und Kleindorfer 1986, 87).

<sup>141</sup> bzw. „ $b + \beta/a$ “ im stochastischen Fall

Werden die vorhandenen Ressourcen den Konsumenten mit der größten Zahlungsbereitschaft zugeteilt, so ergeben sich geringere wohlfahrtsökonomische Verluste (schraffierte Fläche  $R_2$ ), als wenn die Kunden mit der geringsten Zahlungsbereitschaft diese erhalten (schraffierte Fläche  $R_1$ ). Es ist daher aus ökonomischer Sicht sinnvoll, den Kunden mit der höchsten Zahlungsbereitschaft für eine sichere Versorgung die vorhandenen Kapazitäten zuerst zuzuteilen.

Crew, Fernando und Kleindorfer (1995, 230) kritisieren, dass dieser Ansatz zwar Erkenntnisse liefert, wie Rationierung optimal erfolge sollte, jedoch keine Auskunft darüber gibt, wie eine solche Maßnahme aus ökonomischer Sicht optimal zu implementierten wäre.

Da die Zahlungsbereitschaft im theoretischen Ansatz eng mit den Ausfallkosten der Kunden verbunden ist, befassten sich zahlreiche Arbeiten seit den Achtzigerjahren mit der Frage, wie man diese Kosten messen könnte. Dabei wurden die Nachfrager zumeist nach Kundengruppen (z.B. Haushaltskunden, Industrie, Gewerbe) unterteilt und deren Ausfallkosten empirisch ermittelt. Vor allem die Beiträge von Munasinghe<sup>142</sup> und Sanghvi<sup>143</sup> fanden hierbei große Beachtung. Auf die Problematik einer reinen Befragung wies in diesem Zusammenhang Finsinger (1980, 169-182) hin, der anmerkte, dass sich Konsumenten in diesem Fall strategisch verhalten und so ihre tatsächlichen Kosten verschleiern könnten. Ein weiteres Problem dieser Methode besteht darin, dass Kunden in Industrieländern kaum Erfahrung mit langfristigen Versorgungsausfällen besitzen und somit Ausfallkosten nur schwer quantifizieren können. Dies gilt vor allem für den Haushaltsbereich.

Die dargestellten Probleme in der Ermittlung der Ausfallkosten haben dazu geführt, dass sich der Fokus der wissenschaftlichen Arbeiten auf Mechanismen verlagerte, in denen Konsumenten selbst das Zuverlässigkeitsniveau ihrer Versorgung wählen können. Hierbei entwickelten sich in der Literatur die drei Forschungsbereiche „Eigenrationierung“ (self-rationing), „unterbrechbare Lieferung“ (priority service) bzw. „Spot- oder Echtzeitbepreisung“ (spot or real-time pricing). Diese Mechanismen sollten durch eine zustandsbedingte Preisgestaltung und eine genauere Kenntnis der Ausfallkosten der Kunden eine effizientere Zuteilung der vorhandenen Ressourcen ermöglichen (Crew, Fernando und Kleindorfer 1995, 232).

## 7.7 Eigenrationierung

Ziel der Methode der Eigenrationierung ist es, das Problem der Mengenrationierung in der klassischen Spitzenlastbepreisung zu lösen. Die grundlegende Idee ist, dass jeder Konsument selbst die Menge an sicher verfügbarer Leistung wählt und dafür aufkommt. Erste Arbeiten auf diesem Gebiet stammen von Panzar und Sibley (1978). Diese schlugen in ihrem Werk vor, dass Konsumenten selbst eine bestimmte Erzeugungskapazität (fuse size) kontrahieren sollten, die ihnen eine sichere Versorgung mit dieser maximalen Leistung garantiert. Dafür ist dem Erzeuger eine Kapazitätszahlung zu entrichten, die sich an der Größe der kontrahierten Leistung orientiert. Mit Hilfe dieses Mechanismus sollten die Konsumenten ihre WTP für eine sichere Versorgung offenlegen. Zusätzlich ist dem Erzeuger der aktuelle Energieverbrauch abzugelten. Gemäß diesem Ansatz sollten die Verbraucher mit dem höchsten Bedarf an sicherer Versorgung auch die höchsten Kapazitätszahlungen leisten und die Erzeuger, auf Grund der kontrahierten Leistung, ihren Kraftwerkspark entsprechend planen können. Wie die Auto-

---

<sup>142</sup> vgl. (Munasinghe und Gellerson 1979), (Munasinghe und Sanghvi 1988), (Munasinghe 1990)

<sup>143</sup> vgl. (Sanghvi 1983)

ren selbst anmerken, ist die mögliche Verbrauchskürzung einiger Konsumenten während der Niedriglastzeit ein Problem des Ansatzes, der ökonomische Verluste nach sich ziehen kann. Woo (1990) schlägt daher vor, die Konsumenten nur in der Spitzenlastzeit auf ihre kontrahierte Erzeugungskapazität (fuse size) zu beschränken. Dieser Ansatz wurde auch von Doorman (2000, 130-147) in dem von ihm als „Capacity Subscriptions“ bezeichneten Konzept übernommen. Diese Methode wird im Folgenden noch detailliert erläutert und untersucht. Generell ist festzuhalten, dass die Möglichkeit der Eigenrationierung, vor allem mit der Einführung von intelligenten Zählern, eine interessante Möglichkeit der Mengenrationierung im Engpassfall darstellt. Die Abgeltung der Kapazitätserweiterungskosten  $\beta$  könnte dabei über die Kapazitätzahlungen erfolgen.

## 7.8 Unterbrechbare Lieferung

Auch in der Methode der unterbrechbaren Lieferung wählen Kunden selbst eine bestimmte Erzeugungskapazität, die sicher bereitgestellt werden soll. In einem weiteren Kontext betrachtet, stellt die unterbrechbare Lieferung eine Methode des Demand Side Managements (DSM) dar, welche in extremen Erzeugungs- bzw. Verbrauchssituationen zum Einsatz kommt (Chuang und Gellings 2008, 8-9). Die praktische Anwendung dieser Methode erfolgt bereits seit einigen Jahrzehnten, erste theoretische Untersuchungen begannen aber erst seit Mitte der Siebzigerjahre. Den Ausgangspunkt bildete eine Arbeit von Marchand (1974), welcher die optimale Preissetzung und Kapazität von Erzeugungsunternehmen bei unterbrechbarer Lieferung untersuchte. In diesem Ansatz wurden Preise auf Grund des maximalen und des durchschnittlichen Verbrauchs der Kunden erhoben. Wilson (1989) führte in seinen Untersuchungen zur unterbrechbaren Lieferung einen zweigliedrigen Tarif ein, der sowohl die verkaufte Menge als auch die Zuverlässigkeit der Versorgung für jeden Kunden berücksichtigt. Ansätze wie diese finden sich heute im Bereich der Systemnutzungstarife des Netzes wieder (Süßenbacher, Tyma, et al. 2010, 15). So können z.B. Verbraucher der Netzebenen 5 bis 7 zwischen einer Versorgung mit gemessener Leistung, nicht gemessener Leistung und unterbrechbarer Lieferung wählen (SNT-VO 2010, 16-18). Den Kunden mit unterbrechbarer Lieferung entfällt dabei der Leistungspreis der Netznutzungsentgelte, da sie im Engpassfall abgeschaltet werden können und somit nicht zu einem erforderlichen Ausbau des Netzes beitragen. Eine Umsetzung dieses Konzepts im wettbewerblichen Bereich der Erzeugung ist durchaus denkbar.

## 7.9 Spot- oder Echtzeitbepreisung

Die derzeitige Organisation der Strombörse ist an das Konzept der Spot- bzw. Echtzeitbepreisung angelehnt. Erste Betrachtungen bezüglich des Handels von Spitzenlastgütern auf diese Weise stammen von Vickrey (1971, 337-346). Sinn und Zweck des Ansatzes sollte es sein, den Marktpreis erst zu bilden, nachdem sich die Erzeugungs- bzw. Verbrauchsunsicherheit zumindest teilweise verringert hat. Die sich einstellenden Preise sollten somit die Situation des Marktes zeitlich dynamisch widerspiegeln. Vickrey geht in seinen Betrachtungen davon aus, dass es bei einer entsprechenden Elastizität der Nachfrage stets zu einer Markträumung kommt und Mengenrationierungen in der Folge nicht notwendig sind. Die effiziente Zuteilung der vorhandenen Ressourcen auf Grund der kurzfristigen Spot- und Echtzeitpreise sollte theoretisch zu einem erstbesten Ergebnis führen. Dies war zu diesem Zeitpunkt ein völlig neuer Ansatz im Umgang mit Spitzenlastgütern, welche traditioneller Weise mittels Forward-Kontrakten und vorab bestimmter Preise gehandelt wurden (Crew, Fernando und Kleindorfer

1995, 232). Autoren wie Schweppe (1978), Caramanis et al. (1982) legten diese Idee auf den Bereich der Elektrizitätswirtschaft um. Sie argumentierten damit als Erste, dass die neoklassische Theorie auch auf den Bereich der Erzeugung angewendet werden kann und dieser damit getrennt vom natürlichen Monopol des Netzes zu betrachten ist (L. de Vries 2004, 66). Caramanis (1982) weist zudem nach, dass eine Echtzeitbepreisung unter idealen Bedingungen nicht nur zu kurz-, sondern auch zu langfristiger Effizienz führen kann. Das Problem der Ansätze ist jedoch, dass diese von Annahmen ausgehen, die in einem realen Umfeld nicht haltbar sind. So wird z.B. eine entsprechende hohe Elastizität der Nachfrage unterstellt, so dass Erzeugung und Verbrauch jederzeit durch das Preissignal in Ausgleich gebracht werden können und keine Rationierungsmaßnahmen notwendig sind (Caramanis, Bohn und Schweppe 1982, 3237). Dies ist in einem realen Elektrizitätsmarkt, in dem die meisten Kunden zu Durchschnittspreisen abgerechnet werden, jedoch nicht gewährleistet<sup>144</sup>. In Folge der getroffenen Annahmen werden zudem wesentliche Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft, wie die zeitliche Verzögerung zwischen dem Preissignal und der Errichtung einer Anlage, nicht berücksichtigt<sup>145</sup>. Dies kann unter Anwendung des Modells auf derzeitige Marktgegebenheiten zu einer langfristigen Unterversorgung der Kunden führen. Ein weiterer wesentlicher Unterschied des derzeit verwendeten Spotansatzes gegenüber den historischen Modellen von Boiteux und Steiner ist, dass die Preisbildung bei Spot Pricing lediglich unter Berücksichtigung der kurzfristigen Grenzkosten „b“ erfolgt (Doorman 2000, 54). Schweppe, Caramanis, Tabors und Bohn merken in ihrem umfassenden Werk mit dem Titel „Spot Pricing for Electricity“ an, dass bei einer Umsetzung dieses Konzepts in einem realen Markt die Deckungsbeiträge der Erzeuger nicht zwangsläufig die Fixkosten decken müssen.

“Unfortunately, in the real world, this difference<sup>146</sup> will usually either over- or undercover capital costs.”

(Schweppe, et al. 1988, 32-33)

Die Autoren gehen sogar noch einen Schritt weiter und behaupten, dass es auf Grund der extremen Planungsunsicherheit welcher die Erzeuger im Modell des Spot Pricing ausgesetzt sind, einen Zufall<sup>147</sup> entsprechen würde, wenn der Kapazitätsmix immer optimal wäre und die Deckungsbeiträge in der Folge die Fixkosten jederzeit genau decken würden (Schweppe, et al. 1988, 53). Wie die Untersuchungen in Kapitel 6 zeigen, ist dies speziell unter Berücksichtigung einer geforderten Reservehaltung problematisch. Der Ansatz der Spot- und Echtzeitbepreisung besitzt daher das Manko, dass die Erwirtschaftung der langfristigen Grenzkosten „b +  $\beta$ “ unter realen Marktverhältnissen nicht sicher gewährleistet werden kann.

---

<sup>144</sup> vgl. Punkt 6.8.1

<sup>145</sup> vgl. (Hobbs, Inon und Kahal 2001, 8-9)

<sup>146</sup> Gemeint ist die Differenz zwischen dem MCP und den variablen Erzeugungskosten.

<sup>147</sup> Die Autoren verwenden in diesem Zusammenhang den Begriff „accident“.

### 7.10 Wohlfahrtsökonomie bei nicht optimaler Kapazität<sup>148</sup>

Ein wichtiger Aspekt in der Thematik der Spitzenlastbepreisung ist die Wahl der wohlfahrtsökonomisch optimalen Kapazität. Dies ist jedoch vor allem in einem System mit Erzeugungs- und Verbrauchsunsicherheit ein schwieriges Unterfangen. Bereits Williamson (1966, 810-827) merkte an, dass die installierte Kapazität selten dem wohlfahrtsökonomischen Optimum entsprechen, sondern sich vielmehr darüber oder darunter liegen wird. Ist man sich dessen bewusst, so ist die Frage nicht so sehr, welche Erzeugungskapazität die wohlfahrtsökonomisch Optimale ist, sondern viel mehr, wie man die Wohlfahrtsverluste auf Grund der Abweichungen vom Optimum minimieren kann.

Laut Theorie sollte die Kapazität in einem System so gewählt werden, dass die Kosten der Kapazitätserweiterung den durch diese Anlagen vermiedenen Ausfallkosten entsprechen (Crew, Fernando und Kleindorfer 1995, 229). Ziel der Wahl der optimalen Kapazität ist es, die ökonomische Wohlfahrt zu maximieren. Diese errechnet sich unter der Berücksichtigung von Erzeugungs- und Verbrauchsunsicherheit folgendermaßen:

$$W(q) = Z(q) - K_A(q) - K_E(q) \rightarrow \text{Max!} \quad (7-27)$$

mit:

$W(q)$ .....	ökonomische Wohlfahrt	$Z(q)$ .....	Zahlungsbereitschaft der Kunden
$K_A(q)$ .....	Ausfallkosten	$K_E(q)$ .....	Kosten der Erzeugungskapazität
$q$ .....	installierte Leistung		

Die Ausfallkosten setzen sich dabei aus der im Knappheitsfall nicht versorgten Energie  $E_{NV}(q)$  und dem Value of Lost Load (VOLL) zusammen:

$$K_A(q) = \text{VOLL} * E_{NV}(q) \quad (7-28)$$

mit:

$K_A(q)$ .....	Ausfallkosten	VOLL .....	Value of Lost Load
$E_{NV}(q)$ .....	Energiemenge nicht versorgt	$q$ .....	installierte Kapazität

Geht man von einer vollkommen unelastischen Nachfragefunktion aus, so wird die Zahlungsbereitschaft der Kunden  $Z(q)$  unabhängig von der installierten Leistung  $q$  und kann im Optimierungskalkül vernachlässigt werden. Dies bedeutet, man kann sich alleine auf den Verlauf der Summenfunktion aus Ausfallkosten  $K_A(q)$  und Kosten der Erzeugungskapazität  $K_E(q)$  konzentrieren, um die Kosten der Abweichung von der optimalen installierten Kapazitätsmenge zu minimieren.

Unterstellt man vereinfachend einen durchschnittlichen VOLL für alle Kunden, so werden die Ausfallkosten  $K_A(q)$  vor allem durch die nicht versorgte Energiemenge  $E_{NV}(q)$  beeinflusst. Diese erreicht auf Grund der stochastischen Natur der Anlagenverfügbarkeit erst bei einer theoretisch unendlichen installierten Leistung  $q$  einen Wert von Null. Bei einer installierten Leistung unter der optimalen Menge  $q^*$  steigt die nicht versorgte Energiemenge  $E_{NV}(q)$  stark

---

<sup>148</sup> Für eine detaillierte Diskussion zur Thematik siehe (Billinton 1994) und (L. de Vries 2004, 79-93)

an (L. de Vries 2004, 86). Insgesamt weisen  $E_{NV}(q)$  und daher auch die Ausfallkosten  $K_A(q)$  einen asymmetrischen Verlauf um die optimale Kapazität  $q^*$  auf (Abbildung 178).

Die Grenzkosten der Erzeugungskapazität  $K_E(q)$  werden im Bereich der optimalen installierten Kapazität  $q^*$  hauptsächlich durch die Fixkosten der Spitzenlastkraftwerke  $K_F(q)$  bestimmt (Stoft 2002, 138). Der Verlauf von  $K_E(q)$  ergibt sich in diesem Bereich somit näherungsweise aus  $K_F(q) \cdot q$  und ist linear (Abbildung 178).

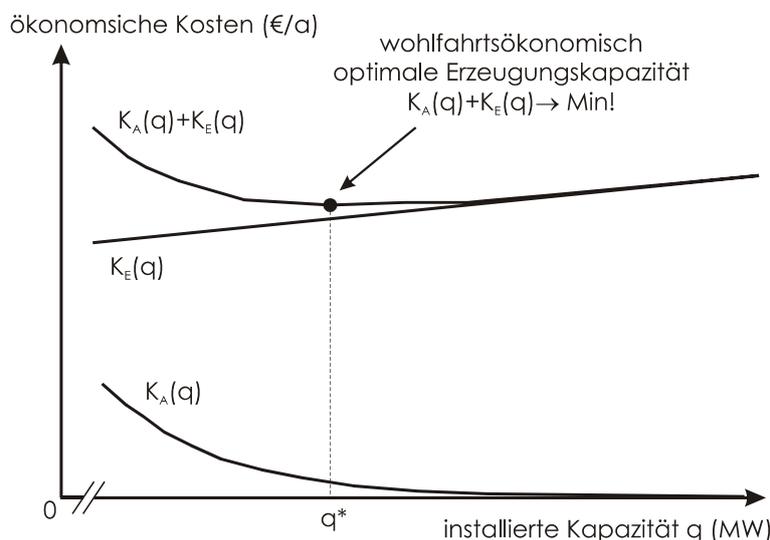


Abbildung 178: Schematische Darstellung der Ausfall- und Erzeugungskapazitätskosten als Funktion der installierten Kapazität, Quellen (Billinton 1994, 19), (L. de Vries 2004, 87)

Die Summenfunktion aus  $K_A(q)$  und  $K_E(q)$  besitzt bei  $q^*$  ihr Minimum. In diesem Punkt sind die wohlfahrtsökonomischen Kosten minimal und die soziale Wohlfahrt  $W(q)$  damit maximal. Betrachtet man den Verlauf der wohlfahrtsökonomischen Kosten über die installierte Kapazität, so zeigt sich, dass die ökonomischen Kosten im Falle einer übermäßigen installierten Erzeugungskapazität geringer sind, als im Falle einer zu geringen installierten Leistung (Billinton 1994, 17-21). Geht man daher davon aus, dass die installierte Leistung in einem System selten optimal sein wird, so ist es wohlfahrtsökonomisch vorteilhafter, Überkapazitäten zu besitzen, als eine zu geringe installierte Leistung. Unterkapazitäten sollten daher vermieden werden.

Shuttleworth et al. (2002, 39) berechnen, dass die Endkundenpreise im Falle einer optimalen Reservekapazität von 8 % und einer vorgeschriebenen Reservekapazität von 20 % um den Faktor 1,1 erhöht werden müssten, um die Mehrkosten der zusätzlichen Erzeugungsanlagen zu decken. Dieser Ansatz ist im Vergleich zu der zwei- bis vierfachen Erhöhung der Endkundenpreise<sup>149</sup>, welche während der Strompreiskrise in Kalifornien beobachtet wurde, sicherlich die wohlfahrtsökonomisch sinnvollere Lösung.

De Vries (2004, 88-89) schlägt zwei Möglichkeiten vor, um Unterkapazitäten zu vermeiden. Erstens könnte die Elastizität der Nachfrage durch technologische Lösungen erhöht werden,

<sup>149</sup> vgl. (Ufer 2001, 1-4)

bzw. durch bewusste Verhaltensänderungen der Endkunden<sup>150</sup>. Zweitens könnten durch Mechanismen wie Kapazitätsmärkte ständig eine geringfügige Überkapazität sichergestellt werden.

### 7.11 Zusammenfassung Spitzenlastbepreisung und Empfehlungen für die Marktgestaltung

Wie die Theorie der Spitzenlastbepreisung zeigt, müssen sich die Preise der Energieerzeugung an den langfristigen Grenzkosten „ $b + \beta$ “ orientieren, um Unternehmen den Erhalt ihrer Eigenwirtschaftlichkeit zu gewährleisten<sup>151</sup>. Das derzeit in den meisten liberalisierten Strommärkten verfolgte Konzept der Spot- bzw. Echtzeitbepreisung orientiert sich jedoch an den kurzfristigen Grenzkosten „ $b$ “ (Doorman 2000, 54). Damit kann unter realen Marktverhältnissen, mit den in Kapitel 6 ausführlich beschriebenen Mängeln, die Deckung der Kapitalkosten nicht sichergestellt werden.

Auf Grund des asymmetrischen Verlaufs der wohlfahrtsökonomischen Kosten, ist es in einem System sinnvoll, ein gewisses Maß an Überkapazitäten zu besitzen. Diese können durch Kapazitätsmechanismen, welche den Erzeugern zusätzliche Erlöse bereitstellen und eventuell eine bestimmte Reservehaltung vorschreiben, sichergestellt werden. Orientieren sich diese finanziellen Abteilungen an den langfristigen Grenzkosten der Erzeugung, so kann ein wesentlicher Mangel des Konzepts des Spot Pricing behoben werden. Kapazitätsmechanismen können somit als Schritt von einer Bepreisung zu „ $b$ “ hin in Richtung „ $b + \beta$ “ gesehen werden<sup>152</sup> und stehen damit im Einklang mit den ursprünglichen Konzepten der Spitzenlastbepreisung von Boiteux et al.

Eine weitere wesentliche Empfehlung an die Marktgestaltung ist, dass die Verrechnung der Kapazitätzahlungen an die Kunden verursachungsgerecht erfolgen sollte. Verursachungsgerechtigkeit ist ein grundlegendes, dem Konzept der Spitzenlastbepreisung innewohnendes Prinzip. Wer eine Erweiterung des bestehenden Systems erforderlich macht, muss demnach auch für die entstehenden Folgekosten aufkommen.

Um das verfolgte Konzept der Spot- und Echtzeitbepreisung wirkungsvoll umsetzen zu können, ist eine Erhöhung der Elastizität der Nachfrage notwendig. Die Marktgestaltung muss daher Verbrauchern den Anreiz geben, ihre Nachfrage an die momentane Marktsituation anzupassen. Maßnahmen wie die Einführung intelligenter Zähler mit entsprechenden zeitveränderlichen Preisen oder die Forcierung von Power Demand Side Management (PDSM) im Industriebereich, könnten ein Schritt in die richtige Richtung sein. Es ist dabei jedoch anzumerken, dass speziell im Haushaltsbereich eine Bepreisung auf Echtzeitbasis zu hinterfragen ist. Wie eine umfangreiche Studie von Faruqui und Sergici (2009, 41) zeigt, führen einfachere Bepreisungskonzepte, wie Time-of-Use (TOU) mit zwei verschiedenen Preisen für die Hoch- und Niedriglastperiode, zu deutlich höheren Spitzenlastreduktionen als die Methode der Echtzeitbepreisung. Als höchst effektiv erweist sich auch das sogenannte „Critical Peak Pri-

---

<sup>150</sup> siehe hierzu eine interessante Arbeit von Piskernik und Stigler (2006)

<sup>151</sup> Vor der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes in Österreich berücksichtigte der Verbundtarif für EVUs bereits diese Struktur und verfügte über eine energie- sowie eine leistungsbezogene Preiskomponente. Auch die Landesgesellschaften verrechneten ihre Kunden auf diese Art und Weise (Meitz 1999, 10-56).

<sup>152</sup> vgl. (Doorman 2000, 54)

cing“ (CPP), das einer TOU Preissetzung mit zusätzlichen Preisauflagen während Spitzenlastzeiten entspricht. Ein solches Konzept wird beispielsweise in Frankreich in Form des „Tariff tempo“ erfolgreich angewendet (Giraud 2004).

**Klärung der Forschungsfrage 3:** Aus der Theorie der Spitzenlastbepreisung lassen sich folgende Empfehlungen an die Marktgestaltung ableiten:

- Der Marktpreis sollte sich an den langfristigen Grenzkosten (LRMC) „ $b + \beta$ “ orientieren. Nur so kann Erzeugungsunternehmen die Erhaltung ihrer Eigenwirtschaftlichkeit gewährleistet werden. Es ist aus diesem Grund sinnvoll, das in den meisten Strombörsen angewendete Konzept des Spot Pricing um einen Mechanismus zu erweitern, welcher für die Einpreisung der Kapazitätskosten „ $\beta$ “ sorgt. Kapazitätsmärkte sind ein Schritt in diese Richtung.
- Die Verrechnung der Kapazitätskosten  $\beta$  sollte verursachungsgerecht erfolgen. Verursachungsgerechtigkeit ist ein grundlegendes Prinzip der Spitzenlastbepreisung. Dies bedeutet, wer eine Erweiterung des bestehenden Systems veranlasst, sollte auch die dadurch auftretenden Folgekosten tragen.
- Auf Grund des asymmetrischen Verlaufs der wohlfahrtsökonomischen Kosten um die optimale Erzeugungskapazität sollten Unterkapazitäten vermieden werden. Dies kann durch bereits erwähnte Kapazitätsmechanismen sowie durch eine höhere Elastizität der Nachfrage erreicht werden.
- Unter Beibehaltung des Konzepts der Spot- und Echtzeitbepreisung ist es notwendig, Maßnahmen zur Förderung der Elastizität der Nachfrage zu implementieren. Hierbei gilt es sowohl Potentiale im Industriebereich (PDSM) als auch im Endkundenbereich (zeitveränderliche Strompreise) auszunutzen.

## 8 KAPAZITÄTSMECHANISMEN IN THEORIE UND PRAXIS

*Kapazitätsmechanismen sollten die identifizierten Mängel des reinen Energiemarktes beheben und so langfristig ausreichende Investitionen und eine hohe Versorgungssicherheit gewährleisten. In Kapitel 8 werden die derzeit in Verwendung befindlichen Konzepte kategorisiert und theoretisch beschrieben. Danach erfolgt eine detaillierte Untersuchung konkreter Anwendungsfälle und deren bisheriger Ergebnisse. Abschließend wird eine Bewertung der einzelnen Ansätze auf Basis des theoretischen Konzepts und der praktischen Anwendungsfälle durchgeführt. Ziel ist es, zu ermitteln, ob die derzeit in Verwendung befindlichen Mechanismen in der Lage sind, die Mängel des reinen Energiemarktes zu beheben bzw. ob die Gestaltungsempfehlungen der klassischen Spitzenlastbeimessung in ausreichendem Maße berücksichtigt werden.*

### 8.1 Einleitung

Viele Länder der europäischen Union sind mit großen Erzeugungsreserven in die Liberalisierung gestartet, so dass sich die Frage ausreichender Investitionsanreize lange nicht stellte (Joskow 2006, 24-25). Dem wettbewerblichen Markt wurde die Aufgabe übertragen, für die zeitgerechte Errichtung neuer Kraftwerke zu sorgen. Nun da aber viele Erzeugungsanlagen das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer erreichen und ersetzt werden müssen, wird der Frage ausreichender Investitionsanreize verstärkte Aufmerksamkeit geschenkt<sup>153</sup>. Auch die Integration des zunehmenden Anteils dargebotsabhängiger Erzeugung stellt für das derzeitige Marktsystem eine große Herausforderung dar. Auf Grund der Abnahmeverpflichtung der Netzbetreiber kommt es teils zu erheblichen Preisschwankungen in den Großhandelsmärkten. Diese beeinflussen die Investitionssicherheit und können zu zeitlichen Verzögerungen in der Anlagenerichtung führen (Neuhoff und de Vries 2004, 266). Wie die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit und empirische Untersuchungen in den Vereinigten Staaten belegen, sind Investitionen in liberalisierten Strommärkten nicht unkritisch (Joskow 2006, 59). Ein Extrembeispiel stellt der kalifornische Markt dar, in dem es in den Jahren 2000 und 2001, auf Grund mangelnder Erzeugungskapazitäten, zu flächenweisen Lastabschaltungen und Großhandelspreisanstiegen auf das 10- bis 20-fache Niveau kam (Ufer 2001, 1-4). Unter führenden Energieökonom<sup>154</sup> herrscht daher zunehmend Einigkeit darüber, dass die Erweiterung des reinen Energiemarktes um einen Kapazitätsmarkt sinnvoll wäre, um langfristig ausreichende Investitionen im Erzeugungsbereich sicherzustellen.

In der Theorie gibt es mehrere Ansätze, wie solche Mechanismen gestaltet werden könnten<sup>155</sup>. Viele dieser Konzepte wurden bereits in realen Märkten umgesetzt oder befinden sich in der Einführungsphase. Deren konkrete Ausgestaltung und bisherigen Ergebnisse werden im Rahmen dieses Kapitels untersucht. Zuerst erfolgt eine Erläuterung der theoretischen Ansätze, dann werden praktische Anwendungsfälle dargestellt und schließlich eine Bewertung der einzelnen Konzepte durchgeführt. Ziel der Untersuchung ist es, die Forschungsfrage zu klären,

---

<sup>153</sup> Das in den nächsten Jahren notwendige Investitionsvolumen in Europa wird auf 300 Milliarden Euro geschätzt. Alleine in Deutschland muss ca. ein Drittel der gesamten Kraftwerksleistung aus Altersgründen ersetzt werden (Ockenfels 2008, 11).

<sup>154</sup> siehe (Stoft 2002, 181), (Joskow 2006, 59-60), (H. Chao 2007, 1), (Ockenfels 2008, 15) et al.

<sup>155</sup> siehe (L. de Vries 2004, 107-173), (L. de Vries 2007), (Finon und Pignon 2008), et al.

welcher der Mechanismen am besten geeignet ist, die identifizierten Mängel eines reinen Energiemarktes zu beheben. Dabei sollen vor allem die aus der praktischen Umsetzung gewonnen Erkenntnisse einfließen.

## 8.2 Aufgabe der Kapazitätsmechanismen

Wie bereits erwähnt, stellen Kapazitätsmechanismen einen Schritt weg von der Bepreisung zu kurzfristigen Grenzkosten „ $b$ “, hin zu einer Bepreisung auf Basis der langfristigen Grenzkosten „ $b + \beta$ “ dar. Orientieren sich die Kapazitätzahlungen an den Kapazitätserweiterungskosten, so stehen die Mechanismen in Einklang mit der klassischen Theorie der Spitzenlastbepreisung nach Boiteux et al. (Wen, Wu und Ni 2004, 369). In der Tat dienten die klassischen Ansätze der Spitzenlastbepreisung für viele der derzeit implementierten Kapazitätsmechanismen als Gestaltungsgrundlage<sup>156</sup>, wobei jedoch nicht alle Gestaltungsempfehlungen in ausreichendem Maße berücksichtigt wurden. Generell sollten Kapazitätsmechanismen die Erwirtschaftung der Investitionskosten auf direktem und sinnvollem Wege sicherstellen, so dass Erzeugerunternehmen nicht von zufällig auftretenden Preisspitzen im Energiemarkt abhängig sind. Dadurch minimiert sich das Investitionsrisiko einer Anlagenerrichtung, was in der Folge zu ausreichenden Kapazitäten und sinkenden Risikozuschlägen auf die jeweils geforderte Kapitalverzinsung führen sollte. Zweck ist es auch, ein langfristiges Anreizsignal für die Anlagenerrichtung bereitzustellen und Erzeugungseingpässe frühzeitig aufzeigen, so dass neue Anlagen zeitgerecht errichtet werden können. Idealerweise sollten Kapazitätsmechanismen auch abgestimmte Leitungsbauprojekte und verbraucherseitige Einsparungspotentiale berücksichtigen und entlohnen. Wie Chao (2007, 1) anführt, sind solche zusätzlichen Anreizmechanismen in liberalisierten Strommärkten vor allem auf Grund der mangelnden Elastizität der Nachfrage, der langen Vorlaufzeiten der Anlagenerrichtung und der Möglichkeit politischen Interventionen im Falle übermäßiger Strompreisanstiege notwendig. Wie die durchgeführten Untersuchungen in Kapitel 6 zeigen, sind aber auch Faktoren wie die Zusammensetzung des Kraftwerksparks, die langfristige Entwicklung der Primärenergiepreise und die schwankende Erzeugung dargebotsabhängiger Technologien von wesentlicher Bedeutung, da sie die Erwirtschaftung der Vollkosten beeinflussen. Deshalb ist auch die Gewährleistung einer sicheren Kapitalwiedergewinnung eine wesentliche Aufgabe der Kapazitätsmechanismen.

## 8.3 Einteilung der Kapazitätsmechanismen

Die theoretischen Konzepte der Kapazitätsmechanismen unterscheiden sich durch ihre Herangehensweise an die Problematik der langfristigen Versorgungssicherheit. Dabei kann prinzipiell zwischen preis- und mengenbasierten Mechanismen unterschieden werden (Battle und Rodilla 2010, 7170). Preisbasierte Ansätze versuchen rein durch finanzielle Anreize, für ausreichende Investitionen zu sorgen. Übersteigen die Entgelte an die Erzeuger ein gewisses Niveau, so besteht für diese ein verstärkter Anreiz, neue Anlagen zu errichten bzw. ältere länger in Betrieb zu halten. Zu dieser Kategorie können die Ansätze mit administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen sowie die strategische und operative Reserve gezählt werden (L. de Vries 2007, 24). Mengenbasierte Mechanismen schreiben die sicher verfügbare Leistung bzw. eine gewisse Reservekapazität im System vor und entlohnen Erzeugungsunternehmen für die Bereitstellung dieser. Die Umsetzung erfolgt in Form von Kapazitätsbörsen oder durch die Versteigerung von Kapazitätsoptionen.

---

<sup>156</sup> vgl. (Roques 2007, 4-5), (Adib, Schubert und Oren 2008, 336)

## 8.4 Bewertungskriterien

In Kapitel 6 wurden einige wesentliche Mängel des reinen Energiemarktes ermittelt. Desweiteren ergeben sich aus der Theorie der Spitzenlastbepreisung in Kapitel 7 konkrete Empfehlungen an die Marktgestaltung. Aus diesen Punkten werden nun Beurteilungskriterien für die einzelnen Kapazitätsmechanismen formuliert. Damit soll einerseits geklärt werden, ob die Konzepte in der Lage sind, die Mängel des reinen Energiemarktes zu beheben und andererseits, ob diese die Empfehlungen der Spitzenlastbepreisung in ausreichendem Maße berücksichtigen.

**Vollkostendeckung:** Die Vollkostendeckung ist ein wesentlicher Aspekt, um ausreichende Investitionen in einem Markt sicherzustellen. Diese ist nur möglich, wenn die Bepreisung auf Basis der langfristigen Grenzkosten erfolgt. Es wird daher untersucht, welche zusätzlichen Erlöse die einzelnen Mechanismen den Marktteilnehmern neben dem Energiemarkt bereitstellen und ob diese prinzipiell in Lage sind, eine Vollkostendeckung zu gewährleisten.

**Langfristige Planungssicherheit**<sup>157</sup>: Da Investitionen im Bereich der Elektrizitätswirtschaft eine äußerst hohe Lebensdauer von 20 Jahren und mehr aufweisen, erfolgt deren Finanzierung auf langfristiger Basis. Es wird daher analysiert, ob die Kapazitätsmechanismen den Erzeugungsunternehmen langfristig planbare Erlöse bereitstellen.

**Zeitgerechte Investitionsanreize**<sup>157</sup>: Bedingt durch die langen Vorlaufzeiten der Anlagenerrichtung ist es notwendig, frühzeitige Investitionsanreize bereitzustellen, um Engpässe zu vermeiden. Ein wesentliches Bewertungskriterium ist daher die Fähigkeit der verschiedenen Ansätze, zeitgerechte Investitionsanreize auszusenden.

**Ortsgerechte Investitionsanreize**<sup>157</sup>: Wie die Untersuchungen in Abschnitt 6.7 gezeigt haben, ist die Strombörse nur in der Lage, lokale Investitionsanreize bereitzustellen, wenn Kapazitätsengpässe nicht innerhalb der kleinsten Gebotszone auftreten. Ein sinnvoller Kapazitätsmechanismus soll diesen Mangel beheben.

**Erhöhung der Elastizität der Nachfrage**<sup>157</sup>: Ein wesentlicher Schwachpunkt in der praktischen Umsetzung des reinen Energiemarktes ist die geringe Elastizität der Nachfrage. Ein sinnvoll gestalteter Kapazitätsmechanismus sollte daher auch vermehrt die Nachfragerseite einbinden und deren Bereitschaft zur Verbrauchsreduktion in Spitzenlastzeiten fördern.

**Verursachungsgerechte Verrechnung der Kapazitätskosten:** Die Verursachungsgerechte Verrechnung der Kapazitätskosten ist ein großes Problem des reinen Energiemarktes, aber gleichzeitig eine wesentliche Forderung der Theorie der Spitzenlastbepreisung. Es wird daher untersucht, ob die Mechanismen in der Lage sind, entstehende Kosten für die Kapazitätserweiterung verursachungsgerecht weiterzugeben.

**Verminderung von Preisspitzen:** Preisspitzen alleine sind, wie das Beispiel des kalifornischen Strommarktes gezeigt hat, nicht in der Lage, eine entsprechende Elastizität der Nachfrage herbeizuführen und können zudem sehr schwer von marktmachtindizierten Preissteigerungen unterschieden werden. Zudem führt die Abhängigkeit der Deckungsbeiträge von hochvolatilen Preisen bzw. Preisspitzen zur zeitlichen Verzögerung von Investitionen. Es wird daher be-

---

<sup>157</sup> auch Battle und Rodilla (2010, 7177-7178) führen diese Punkte als wesentliche Kriterien sinnvoll gestalteter Kapazitätsmechanismen an.

trachtet, ob die Kapazitätsmechanismen eine Reduktion der Preisspitzen ermöglichen oder das Auftreten dieser fördern.

**Eignung für ein dezentrales System<sup>158</sup>:** Viele Kapazitätsmechanismen wurden ursprünglich für zentral geplante Systeme mit ISO entwickelt bzw. lassen sie sich in dieser Marktstruktur leichter umsetzen. In diesem Punkt soll die Frage geklärt werden, inwiefern Kapazitätsmechanismen für ein dezentrales System, wie man es zumeist in Europa vorfindet, geeignet sind.

Im Rahmen der folgenden Untersuchung werden zuerst die preisbasierten Ansätze der administrativen Kapazitätzahlungen (Kapitel 8.5) sowie der strategischen Reserve (Kapitel 8.6) und der operativen Reserve (Kapitel 8.7) betrachtet und danach die Konzepte mit Mengenvorschreibungen in der Form von Kapazitätsbörsen (Kapitel 8.8) und Kapazitätsoptionen (Kapitel 8.9). Abschließend erfolgt ein Vergleich der einzelnen Mechanismen bzw. werden konkrete Gestaltungsempfehlungen abgeleitet (8.10).

## 8.5 Administrative Kapazitätzahlungen

### 8.5.1 Theoretischer Ansatz

Administrativ bestimmte Kapazitätzahlungen werden schon seit längerer Zeit in liberalisierten Märkten angewendet<sup>159</sup>. Sie sollen Erzeugern durch die Bereitstellung zusätzlicher Erlöse einen Anreiz bieten, neue Anlagen zu errichten bzw. ältere Kraftwerke länger in Betrieb zu halten. Zumeist wird bei Anwendung dieses Mechanismus auch die Preisobergrenze im Energiemarkt herabgesetzt, da man davon ausgeht, dass die Vollkosten durch die Kapazitätzahlungen und nicht durch Preisspitzen im Energiemarkt gedeckt werden. Somit sollte der Mechanismus zu einer Stabilisierung der Energiepreise und generell zu besseren Prognostizierbarkeit der Erlöse führen (The Brattle Group 2008, 39). Normalerweise entscheidet ein zentraler Planer über die optimale Erzeugungskapazität im System, um ein bestimmtes Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten können. Basierend auf dieser Entscheidung wird eine Kapazitätspreisstruktur entwickelt, die den Erzeugung die Deckung ihrer Vollkosten gewährleisten soll. Die Höhe der Zahlungen kann dabei, je nach Ausgestaltung, auf Basis der installierten oder der verfügbaren Leistung im System, ex-ante oder ex-post ermittelt werden (Finon und Pignon 2008, 151). Auf Grund dieser Investitionskostenunterstützung sollten die Erzeuger in Summe mehr Kapazität installieren als in einem reinen Energiemarkt.

In Abbildung 179 sind schematisch die Nachfragekurve für den durchschnittlichen Bedarfsfall  $D_A(q)$  sowie für den Höchstlastfall  $D_H(q)$  dargestellt. Ohne Kapazitätzahlungen verfügt der Markt über eine Angebotskurve  $S(q)$ , welche im Durchschnitt eine ausreichende Versorgungssicherheit gewährleistet und politisch vertretbare Preise liefert. Im Höchstlastfall  $D_H(q)$  kann der Bedarf jedoch nur bedingt<sup>160</sup> oder gar nicht gedeckt werden. Zweck des Kapazitäts-

---

<sup>158</sup> Dieser Punkt wird aufbauend auf den Ergebnissen von de Vries (2004, 138-171) bzw. Finon und Pignon (2008, 149-157) weiterführend betrachtet und durch Erkenntnisse aus der praktischen Umsetzung der Mechanismen ergänzt.

<sup>159</sup> z.B. in Chile (1982 bis heute), Großbritannien (1990 bis 2001), Argentinien (1995 bis 2004) und Spanien (1998 bis heute), wobei in den einzelnen Anwendungsfällen immer wieder Modifikationen vorgenommen wurden (Battle und Rodilla 2010, 7172-7173).

<sup>160</sup> Würden sich Angebots- und Nachfragekurve erst über den Preisobergrenze des Marktes schneiden, so würde sich kein Marktpreis bilden und es fände keine Marktträumung statt.

mechanismus ist es daher, Investoren einen Anreiz zu liefern, zusätzliche Anlagen zu errichten, so dass sich in Summe eine Angebotskurve  $S_K(q)$  bereitgestellt werden kann. Mit Hilfe dieser zusätzlichen Kapazitäten kann der Bedarf auch zur Höchstlastzeit, zu politisch vertretbaren Preisen, gedeckt werden (L. de Vries 2004, 110).

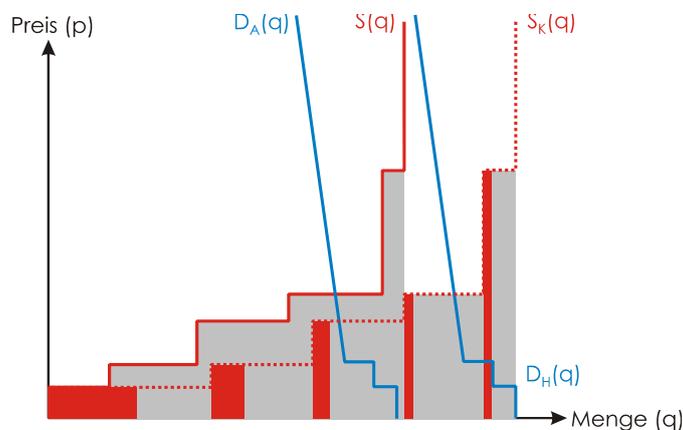


Abbildung 179: Wirkung der administrativen Kapazitätswahlungen im Energiemarkt, in Anlehnung an (L. de Vries 2004, 111)

Eine wesentliche Frage die es bei der Anwendung dieses Mechanismus zu klären gilt, ist die Höhe der administrativ bestimmten Kapazitätswahlungen. Werden diese zu hoch gewählt, sind Ineffizienzen auf Grund von Überkapazitäten die Folge. Werden diese hingegen zu gering gewählt, bleiben notwendige Investitionen aus und die Versorgungssicherheit im System sinkt (Battle und Rodilla 2010, 7172). Es wird in der realen Anwendung zwangsläufig notwendig sein, Anpassungen auf Grund des Investitionsverhaltens der Erzeuger vorzunehmen. Dies kann jedoch nur in kleinen Schritten erfolgen, da die Kapazitätswahlungen sonst ihren Zweck als langfristiges Preissignal verfehlen. Neben den Zahlungen für die installierte Kapazität ist es auch möglich, Verfügbarkeitszahlungen zu leisten. Diese werden den Erzeugern bereitgestellt, wenn sie ihre Anlagen während der kritischen Erzeugungssituationen im Jahr betriebsbereit halten.

Die praktischen Anwendungsfälle des Mechanismus sowie deren konkrete Ausgestaltung und Ergebnisse werden nun folgend dargestellt.

### 8.5.2 Praktische Umsetzung

Administrativ bestimmte Kapazitätswahlungen werden in den Ländern Chile, Südkorea, Spanien und Irland eingesetzt. Dieser Mechanismus soll Erzeugern die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten sicherstellen und so für ausreichende Investitionen in neue bzw. den Erhalt bestehender Anlagen sorgen. Die meisten der genannten Märkte weisen einen erheblichen Anteil an Wasserkrafterzeugung auf und sind dadurch dargebotsabhängigen Erzeugungsschwankungen ausgesetzt (Rudnick und Montero 2002, 13). Die Bestimmung der Kapazitätswahlungen erfolgt in den praktischen Anwendungsfällen auf verschiedene Weise. Generell kann zwischen vier Methoden unterschieden werden, wobei in der praktischen Umsetzung auch mehrere Abgeltungsmechanismen kombiniert werden. Es ist möglich, die Kapazitätswahlungen auf Basis der Anlagenverfügbarkeit zu erstatten, durch eine Kapazitätskurve, für den Anlageneinsatz oder wie im ehemaligen britischen Pool, basierend auf der Anlagenverfügbarkeit und dem Value of Lost Load (VOLL) (The Brattle Group 2009, 41-45).

### 8.5.2.1 Abgeltung über Anlagenverfügbarkeit

#### 8.5.2.1.1 Anwendungsfall Chile (Pagos por potencia)

In Chile werden Kapazitätzahlungen auf Basis der Anlagenverfügbarkeit geleistet. Generell ist die Stromerzeugung sehr stark dargebotsabhängig. Mehr als zwei Drittel der Energie werden mittels Wasserkraft produziert (Abbildung 180). Zusätzlich steigt der jährliche Stromverbrauch mit 7 % p.a. überdurchschnittlich schnell. Diese Umstände bedingen einen Kapazitätsmechanismus, der den Erzeugern zusätzliche Erlöse gewährleistet.

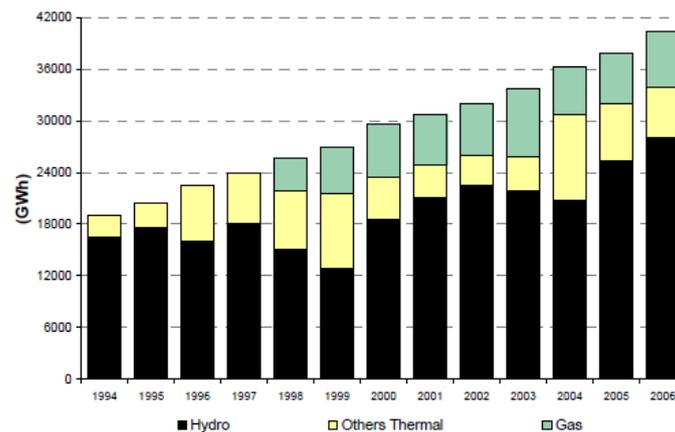


Abbildung 180: Zusammensetzung der Energieerzeugung im chilenischen Elektrizitätsmarkt, Quelle (Huber, Espinoza und Palma-Behnke 2007, 2)

Der Mechanismus der Kapazitätzahlungen basiert auf der klassischen Theorie der Spitzenlastbepreisung und sollte den Erzeugern mittels separater Zahlungen für Energie und Leistung (Kapazität), die Vergütung der langfristigen Grenzkosten „ $b + \beta$ “ gewährleisten (Huber, Espinoza und Palma-Behnke 2007, 6).

Der Kraftwerkseinsatz in Chile erfolgt durch einen unabhängigen Systembetreiber (Independent System Operator, ISO), der die Anlagen so betreibt, dass die Gesamtkosten der Elektrizitätsversorgung minimiert werden. Der Erzeugungsgroßhandelsmarkt ist als Pool organisiert und der Handel über diese zentrale Plattform verpflichtend (CNE Chile 2009, 59). Zusätzlich wird ein Knotenpreisverfahren (Nodal Pricing) angewendet, mittels welchem für jeden Netzknoten im Übertragungsnetz ein eigener Energie- und Leistungspreis berechnet wird (Rudnick und Montero 2002, 13). Der Energiepreis entspricht dabei dem durchschnittlichen Preis der Erzeugung in einem Knoten während der nächsten sechs Monate. Dieser wird von der Regulierungsbehörde CNE auf Basis der variablen Erzeugungskosten der Anlagen ermittelt. Die Kapazitätzahlungen sollen die Kapitalkosten der günstigsten Technologie, zur Bereitstellung zusätzlicher sicherer Leistung während Spitzenlastzeit, abgelten<sup>161</sup>. Diese werden von CNE bzw. dem ISO CDEC jeden April und Oktober neu berechnet und sind für jeweils sechs Monate gültig (CNE Chile 2009, 59-63). Bereits seit den Neunzigerjahren orientiert sich der Kapazitätspreis an den Fixkosten eines Gaskraftwerks<sup>162</sup> (Raineri 2006, 92). Der Verlauf der Kapazitätzahlungen in den beiden Teilmärkten SIC (Süden) und SIGN (Norden) ist in Ab-

<sup>161</sup> Dabei wird eine Kapitalverzinsung von 10 % p.a. mit berücksichtigt (Pollitt 2005, 5).

<sup>162</sup> Für das Jahr 2002 wurde ein Kapazitätspreis von 5,25 US\$/kW/Monat berechnet (Rudnick und Montero 2002, 13).

bildung 181 ersichtlich. Insgesamt wird im System eine Leistungsreserve von 6,7 % zur Spitzenlastzeit angestrebt, welche durch die entsprechenden Kapazitätzahlungen erreicht werden sollte (M. G. Pollitt 2005, 26).

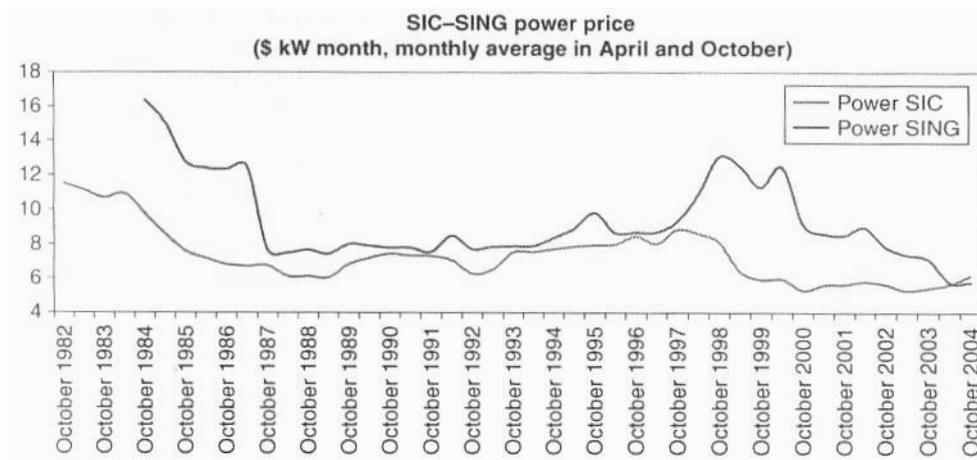


Abbildung 181: Kapazitätspreis in den chilenischen Teilmärkten SIC (Stüden) und SING (Norden),  
Quelle (Raineri 2006, 91)

**Ausgestaltung des Mechanismus**

Die konkrete Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus wurde seit der Einführung im Jahr 1982 bereits mehrmals modifiziert. Vor allem die Zuteilung der Kapazitätzahlungen an die einzelnen Erzeugungseinheiten war stets Ausgangspunkt kontroversieller Diskussionen. Seit der letzten Anpassung im Jahr 2005 erfolgt diese auf Basis der Anlagenverfügbarkeit. Wesentlicher Faktor ist die sogenannte „vorläufig sichere Leistung einer Erzeugungseinheit“ (Preliminary firm power of a generation unit). Dieser Faktor wird ex-ante mittels folgender Funktion berechnet<sup>163</sup>:

$$PF\!P(\text{des})_i = \frac{1}{1 - \text{LOL}\!P\!h\!p} \sum_{j=1}^{N_i} p_j * P\!b(P=p_j) * P\!b(P'_{\text{SIS}} > D_m - p_j) \tag{8-1}$$

mit:

- PF\!P(\text{des})<sub>i</sub>..... vorläufig sichere Leistung der i-ten Erzeugungseinheit
- LOL\!P\!h\!p ... Ausfallwahrscheinlichkeit während Spitzenlaststunde
- N<sub>i</sub>..... Anzahl der Erzeugungszustände der Anlage i
- p<sub>j</sub>..... Leistung des Kraftwerks im Erzeugungszustand j
- P' <sub>SIS</sub>..... sichere Leistung im System ohne die i-te Anlage
- D<sub>m</sub>..... Gesamtverbrauch im System

Der Term 1-LOL\!P\!h\!p gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Erzeugung den Verbrauch im gesamten System während der Spitzenlaststunde überschreitet. Der Summenterm berechnet welchen Beitrag eine einzelne Erzeugungsanlage i während der j Betriebszustände zu dieser Überschreitungswahrscheinlichkeit leistet. Hierfür werden in der Praxis zwei Betriebszustände der Anlage betrachtet, nämlich p<sub>j</sub> = 0 und p<sub>j</sub> = P<sub>ini</sub>. P<sub>ini</sub> ist dabei der durchschnittliche Leistungswert der Anlage während der Spitzenlastzeit im System (CNE Chile 2009, 132). Im

<sup>163</sup> Herleitung siehe (Huber, Espinoza und Palma-Behnke 2007, 7-8)

Rahmen der Neugestaltung des Kapazitätsabgeltungsmechanismus wurde ein fünfstufiger Prozess eingeführt, um die Kapazitätzahlungen der einzelnen Erzeugungsanlagen zu ermitteln.

- Zuerst werden die Wahrscheinlichkeiten und Faktoren ermittelt, die zu einer Verminderung der Anlagenverfügbarkeit in den einzelnen Betriebszuständen führen.
- Danach wird der maximal erwartete Verbrauch während des Versorgungsjahres ermittelt. Dieser errechnet sich als Mittelwert der 52 höchsten Stundenwerte des Vorjahres (CNE Chile 2009, 133).
- Die Leistung  $P_{ini}$  jeder Anlage im System wird bestimmt. Dabei muss die Verfügbarkeit des Primärenergieträgers jeder Technologie mit einbezogen werden. Jeder KW-Typ besitzt eine eigene Berechnungsmethode. So werden z.B. bei Wasserkraftanlagen vor allem die Zuflussparameter berücksichtigt, bei thermischen Erzeugungsanlagen die durchschnittlichen jährlichen Verfügbarkeiten der Primärenergieträger<sup>164</sup>.
- Mittels eines Berechnungsmodells und der Formel (8-1) wird der Beitrag jeder Erzeugungseinheit zur Anlagenverfügbarkeit im Gesamtsystem bestimmt.
- Am Ende wird die sicher verfügbare Leistung aller Anlagen so skaliert, dass ihre Summe dem maximal erwarteten Verbrauch entspricht. Der Beitrag jedes Kraftwerks zur sicheren Deckung des Bedarfs entspricht den Kapazitätzahlungen, die diese Anlage erhält (Huber, Espinoza und Palma-Behnke 2007, 7-9).

Kommen Erzeuger ihrer Lieferverpflichtung nicht nach, so müssen diese mit erheblichen Strafen, die auf Basis des VOLL ermittelt werden, rechnen (The Brattle Group 2009, 41).

### Ergebnisse des Mechanismus

Der Mechanismus der administrativen Kapazitätzahlungen in Chile stellt mit einer Laufzeit von beinahe 30 Jahren den längst verwendeten Kapazitätsmechanismus in einem liberalisierten Marktumfeld dar. Abbildung 182 und Abbildung 183 zeigen die Entwicklung der installierten Leistung in den beiden Teilmärkten SIC (Süden) und SING (Norden).

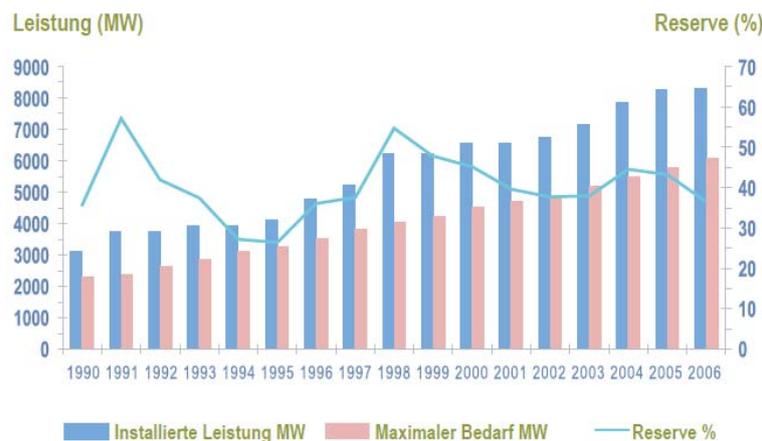


Abbildung 182: Entwicklung der installierten Leistung und der Erzeugungsreserve im südlichen Marktgebiet Chiles (SIC), Quelle (CNE Chile 2009, 33)

<sup>164</sup> für eine detaillierte Auflistung der einzelnen Einflussparameter siehe (CNE Chile 2009, 133-134)

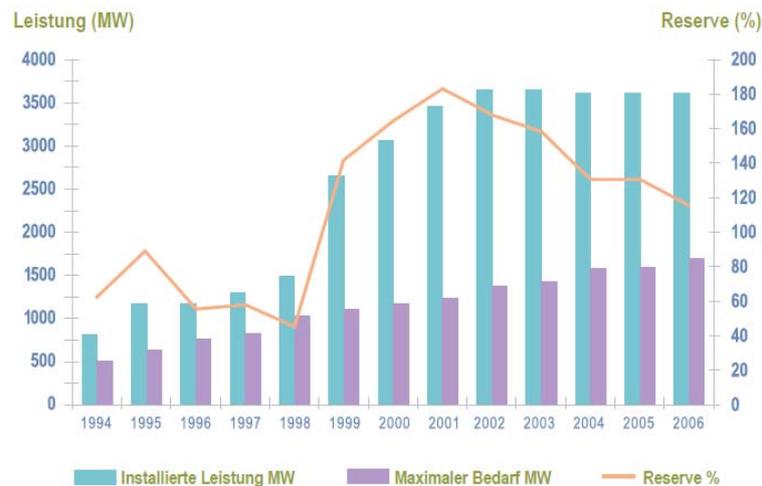


Abbildung 183: Entwicklung der installierten Leistung und der Erzeugungsreserve im nördlichen Marktgebiet Chiles (SING), Quelle (CNE Chile 2009, 33)

Wie ersichtlich kam es in den letzten Jahren zu einem Rückgang der Kapazitätsreserven. Im wasserkraftdominierten Süden, stellt dies ein erhebliches Risiko für die Versorgungssicherheit dar. So war es während der Trockenperioden 1998 und 1999 immer wieder notwendig, Rationierungsmaßnahmen durchzuführen, um den Systembetrieb aufrecht erhalten zu können. Im nördlichen Teilgebiet sind konventionelle Erzeugungsanlagen vorherrschend. Dort traten um das Jahr 2000 erhebliche Überkapazitäten auf (M. G. Pollitt 2005, 9-11). Derzeit ist die Kapazitätsreserve wieder rückläufig.

Es gibt in Chile immer wieder Diskussionen darüber, ob die Kapazitätzahlungen ausreichend sind, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Während im wasserkraftdominierten Süden (SIC) in regelmäßigen Abständen Kapazitätsprobleme auftreten und die Anreize nicht ausreichend sind, kommt es im thermisch dominierten Norden (SIGN) zeitweise zur Ausbildung großer Überkapazitäten. Insgesamt werden die Investitionen jedoch als robust bezeichnet (The Brattle Group 2009, 43). Wie aus dem Vergleich des Kapazitätspreises (Abbildung 181) mit der verfügbaren Leistung im System (Abbildung 182, Abbildung 183) hervorgeht, reagieren Erzeugungsunternehmen eindeutig auf Veränderungen des Kapazitätspreises. So kam es beispielsweise in den Jahren nach 1998, in Folge einer Erhöhung der Kapazitätzahlungen, zu einer deutlichen Steigerung der verfügbaren Erzeugungskapazitäten im System. Da die Kapazitätspreise seit dem Jahr 2000 wieder rückläufig sind, hat sich auch die verfügbare Kraftwerksleistung bzw. -reserve wieder verringert.

Es wurde bereits mehrmals angedacht, die administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen durch einen wettbewerblichen Kapazitätsmarkt zu ersetzen (Rudnick und Montero 2002, 5). Seit Ende des Jahres 2006 werden neben dem hier beschriebenen Mechanismus auch erste Auktionen für „sichere Energielieferverträge“, ähnlich dem später noch erläuterten brasilianischen Ansatz, durchgeführt. Es ist daher davon auszugehen, dass das Konzept der administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen langfristig durch diesen neuen Mechanismus ersetzt werden wird.

### 8.5.2.1.2 Anwendungsfall Irland (Capacity Payment Mechanism)

Der gesamtirische Elektrizitätsmarkt „Single Electricity Market“ (SEM) ist seit dem 1. November 2007 liberalisiert und wurde als Pool mit Andienungspflicht und Kapazitätzahlungen ausgestaltet<sup>165</sup>. Dabei wird, basierend auf den übermittelten Geboten der Erzeuger, halbstündlich ein Systemgrenzpreis (System Marginal Price, SMP) bestimmt, welcher sich aus den kurzfristigen Grenzkosten der teuersten eingesetzten Anlage ergibt. Zusätzlich erhalten die Erzeuger Kapazitäts- und Netzengpasszahlungen.

Der SEM ist sehr stark von fossilen Erzeugungsanlagen dominiert, welche ca. 89 % der produzierten Energie bereitstellen (CER 2009a, 62). Wesentlichster Grund für die Einführung der Kapazitätzahlungen war die Erwartung stabilerer Marktpreise. Diese sollten in der Folge weniger Eingriffe durch den Regulator notwendig machen und die Risikozuschläge für Kraftwerksinvestitionen verringern (KEMA 2009, 127).

#### Ausgestaltung des Mechanismus

Zur Abgeltung der Kapazitätzahlungen wird durch den Regulator CNE jährlich ein Fördertopf bestimmt (Tabelle 22). Dessen Wert wird auf Basis des Leistungsbedarfs (Capacity Requirement) im irischen System sowie den jährlichen Fixkosten des günstigsten zu errichtenden Spitzenlastkraftwerks (Best New Entrant, BNE) ermittelt (CER 2010, 24). Die jährlichen Fixkosten werden dabei jedoch um die durchschnittlichen Deckungsbeiträge einer solchen Anlage aus Energie- und Ancillary Service Markt verringert, um eine doppelte Abgeltung zu vermeiden (CER 2009, 31-34).

Versorgungsjahr	Jährlich genehmigte Kapazitätzahlungen
2008	575.221.470 €
2009	640.854.720 €
2010	551.133.375 €

Tabelle 22: Jährlich genehmigte Kapazitätzahlungen in Irlands SEM, Quelle (CER 2010, 24)

Zur Ermittlung der Kapazitätzahlungen an die Erzeuger wird der jährliche Fördertopfinhalt über einen lastbasierten Gewichtungsfaktors in 12 monatliche Beträge aufgeteilt. Diese werden den Erzeugern über drei monatliche Kapazitätspreiskomponenten vergütet. Die erste Komponente ist fix und beträgt 30 % der monatlichen Fördersumme. Dieser Betrag wird bereits vor dem Versorgungsjahr auf die einzelnen Stunden des Monats verteilt. Die zweite Komponente beträgt 40 % der Fördersumme und wird mittels der vor dem Versorgungsmonat prognostizierten Ausfallwahrscheinlichkeit (Loss of Load Probability, LOLP) auf die einzelnen Stunden aufgeteilt. Der letzte Anteil wird ex-post aus der tatsächlichen LOLP im Monat berechnet (CER 2009b, 4)<sup>166</sup>. Durch diese dreigliedrige Vergütung soll einerseits bereits vor dem Versorgungsmonat angezeigt werden, wie groß der Bedarf an Erzeugungskapazitäten sein wird und mittels der nachträglich ermittelten Komponente, wie groß die Verfügbarkeit tat-

<sup>165</sup> Ursprünglich wurde von der Regulierungsbehörde angedacht, einen reinen Energiemarkt einzuführen. Dieser Ansatz wurde aber auf Grund der Befürchtung hoch volatiler Energiepreise wieder verworfen (KEMA 2009, 127).

<sup>166</sup> Die detaillierte Verrechnung der Kapazitätzahlungen an die Erzeuger und Versorger ist im Anhang unter Punkt 11.4.1 dargestellt.

sächlich war. Der Systembetreiber SEMO tendierte vor der Einführung zu einer allgemeinen ex-post Berechnung, um den möglichen Einfluss von Marktmacht zu eliminieren. Die Regulierungsbehörde CER wollte aber mit Hilfe des Mechanismus die Prognostizierbarkeit der Erlöse erhöhen, weshalb schlussendlich die derzeitige dreigliedrige Struktur eingeführt wurde (KEMA 2009, 128-129).

### Ergebnisse des Mechanismus

In Folge der erst kurzen Anwendungszeit und der momentan schwierigen wirtschaftlichen Lage in Irland kann noch keine Aussage über die langfristige Wirkungsweise des „Capacity Payment Mechanism“ getroffen werden. Laut der Regulierungsbehörde CER sind jedoch bis zum Jahr 2014 erhebliche Neuinvestitionen in einem Gesamtumfang von 1,8 GW geplant (CER 2010, 26). Der Großteil davon entfällt auf gasbefeuerte Anlagen. Ein wesentlicher Kritikpunkt der von vielen Erzeugern geäußert wurde, ist die jährliche Neuberechnung der Kapazitätzahlungen auf Basis des BNE (KEMA 2009, 131). Dieser Ansatz könnte volatile Kapazitätzahlungen zur Folge haben und die Planungssicherheit, die durch diesen Mechanismus erhöht werden sollte, nachteilig beeinflussen. Zudem ähnelt der Ansatz in seiner Ausgestaltung jenem des ehemaligen britischen Pools. Dieser wurde auf Grund anhaltender Preisbeeinflussungen der Marktteilnehmer im Jahre 2001 eingestellt (siehe Kapitel 8.5.2.4). Die Bewährung des „Capacity Payment Mechanism“ in der praktischen Anwendung bleibt daher noch abzuwarten.

#### 8.5.2.1.3 Weitere Anwendungsfälle

In Kolumbien wurden im Jahr 1996 administrativ bestimmte Kapazitätzahlungen nach dem prinzipiell gleichen Schema wie in Chile eingeführt (The Brattle Group 2009, 41). Dieses Konzept wurde jedoch im Jahr 2007 durch einen Mechanismus mit Kapazitätsoptionen ersetzt<sup>167</sup>.

Derzeit befindet sich auch in Südkorea ein Kapazitätsmechanismus mit administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen im Einsatz<sup>168</sup>. Diese werden wie im chilenischen und irischen Modell auf Basis der Anlagenverfügbarkeit verrechnet. Dabei wird jedoch zwischen Grund- und Spitzenlastkraftwerken unterschieden. Je nach Anlagentyp erhalten die Betreiber unterschiedliche Energie- und Kapazitätzahlungen. Die Anlagenverfügbarkeit muss auf stündlicher Basis ex-ante bekanntgegeben werden. Die Kapazitätzahlungen für Grundlastkraftwerke orientieren sich an fixen Kapital- und Betriebskosten eines 500 MW Kohlekraftwerks und betragen im Jahr 2006 umgerechnet 17 €/MWh<sup>169</sup>. Die Zahlungen für Spitzenlastkraftwerke basieren auf den fixen Kapital- und Betriebskosten eines Gasturbinenkraftwerks und betragen im Jahr 2006 umgerechnet 6 €/MWh<sup>170</sup>. Langfristig wird durch diese Kapazitätzahlungen ange-

---

<sup>167</sup> für eine detaillierte Beschreibung des neuen Mechanismus in Kolumbien siehe Kapitel 8.9.2.2

<sup>168</sup> Es gibt in der Literatur Hinweise, dass auch Italien administrativ bestimmte Kapazitätzahlungen verwendet [vgl. (M. Caramanis 2006, 14), (Battle und Rodilla 2010, 7173)]. Die italienische Regulierungsbehörde „Autorità per l'energia elettrica e il gas“ konnte dies aber auf eine Emailanfrage nicht bestätigen.

<sup>169</sup> 20,49 won/kWh (Park, et al. 2007, 5821), der durchschnittliche Umrechnungsfaktor im Jahr 2006 betrug 0,0083474 €/won (UBC 2010).

<sup>170</sup> 7,17 won/kWh (Park, et al. 2007, 5821), der durchschnittliche Umrechnungsfaktor im Jahr 2006 betrug 0,0083474 €/won (UBC 2010).

strebt, eine Kraftwerksreserve von 20 % der Spitzenlast verfügbar zu halten (Park, et al. 2007, 5821-5822). Der Mechanismus wird von den Marktteilnehmern jedoch auf Grund seiner mangelnden Transparenz kritisiert.

Nach umfangreichen privaten Investitionen zu Beginn der Liberalisierung kam es im südkoreanischen Markt in den letzten Jahren vermehrt zur Aufschiebung oder auch Einstellung von Bauvorhaben. Gründe hierfür sind zumeist die unsichere Ertragslage bzw. regulatorische Unsicherheiten, welche durch den derzeitigen Kapazitätsmechanismus nicht behoben werden konnten (Park, et al. 2007, 5820-5821).

### 8.5.2.2 Abgeltung über Kapazitätskurve

#### 8.5.2.2.1 Anwendungsfall Spanien (Pagos por capacidad)

Die umfangreichen Untersuchungen in Kapitel 6 beschäftigten sich bereits eingehend mit der Erzeugungsstruktur bzw. der Verbrauchsentwicklung im spanischen Elektrizitätsmarkt. Wie dort dargestellt, hat man bereits seit Beginn der Liberalisierung mit hohen Verbrauchszuwachsraten von bis zu 5 % p.a. zu kämpfen. Gleichzeitig besteht eine hohe Abhängigkeit gegenüber der bedarfsgerechten Erzeugung aus Wind- und Wasserkraft bzw. sind die Energiepreise alleine nicht ausreichend, um neuen GuD- und Kohlekraftwerken einen kostendeckenden Betrieb zu ermöglichen (London Economics 2007, 471-476).

Auf Grund dieser Umstände wurde bereits im Jahr 1997 der Kapazitätsmechanismus „*garantia de potencia*“ eingeführt, der den Erzeugern in der Übergangsphase der Liberalisierung eine Fixkostenabgeltung sicherstellen sollte. Trotzdem wurden bis zum Jahr 2002 keinerlei Investitionen getätigt. Dies hatte zur Folge, dass im Dezember 2001 sukzessive Stromabschaltungen notwendig waren, um den Systembetrieb aufrecht erhalten zu können. Nur die extrem niederschlagsreichen Perioden zu dieser Zeit konnten schwerwiegendere Probleme verhindern (Crampes und Fabra 2004, 27). Aus diesem Grund schritt die spanische Regierung ein und forderte die einzelnen Erzeugungsunternehmen im Markt auf, ihre in der Vergangenheit geplanten Investitionsvorhaben zu realisieren. Die Folge war ein enormer Zuwachs von GuD-Kraftwerken im System. Die Erzeugungssituation blieb aber weiterhin angespannt (Crampes und Fabra 2004, 15-16). Obwohl ursprünglich vorgesehen war, die Wirkung und Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus nach fünf Jahren zu überprüfen, wurde dieser nicht verändert (Batlle, Solè und Rivier 2008, 63). Erst im Jahr 2006 begannen Diskussionen über eine mögliche Neugestaltung. Diese führten zum heute implementierten Ansatz mit der Bezeichnung „*pagos por capacidad*“, welcher im Jahr 2007 durch das Gesetz „*Orden ITC/2794/2007*“ in Kraft gesetzt wurde.

#### Ausgestaltung des Mechanismus

Der neue Kapazitätsmechanismus in Spanien basiert, wie das vorherige Modell, auf administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen. Diese sollen im neuen Konzept jedoch für zwei Produkte geleistet werden - erstens für die Anlagenverfügbarkeit, um den Betreibern einen Anreiz zu geben ihre Kraftwerke während der kritischen Erzeugungssituationen betriebsbereit zu halten und zweitens für die installierte Leistung, um die Errichtung neuer Anlagen zu fördern. Die konkrete Ausgestaltung der Verfügbarkeitszahlungen ist derzeit jedoch noch nicht beschlossen. Im März 2008 wurden durch den Regulator CNE folgende Vergütungen vorgeschlagen:

KW-Typ	Verfügbarkeitszahlung	jährliche Zahlungen bei 95% Verfügbarkeit
Wasserkraft	2,45 €/MWh	20.389 €/MWa <sup>171</sup>
GuD-Kraftwerk	5,48 €/MWh	45.604 €/MWa
Kohlekraftwerk	0,81 €/MWh	6.741 €/MWa

Tabelle 23: Vorgeschlagene Verfügbarkeitszahlungen in Spanien, Quelle (Frederico und Vives 2008, 59)

Investitionszahlungen werden für neue Erzeugungsanlagen mit einer Leistung größer 50 MW geleistet oder für bestehende Kraftwerke mit erheblichen Investitionen in umweltrelevante Maßnahmen, wie z.B. Abgasentschwefelungsanlagen bei Kohlekraftwerken. Wesentliche Neuerung des Ansatzes ist die Art und Weise, wie die Kapazitätszahlungen ermittelt werden. Hierfür wird ein sogenannter „Reserveindex“ (RI) herangezogen (Abbildung 184).

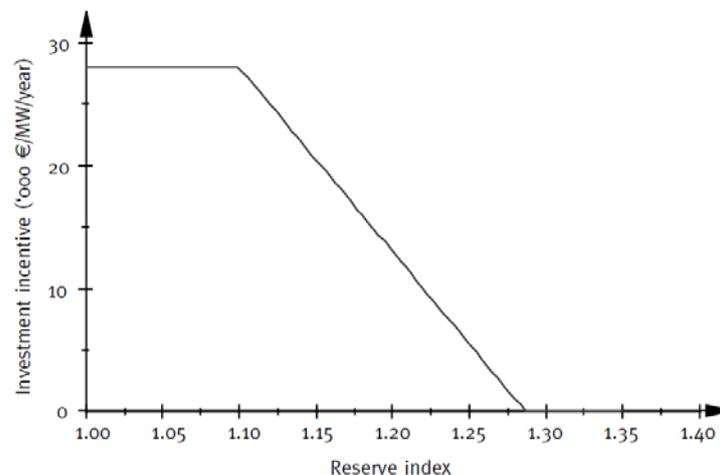


Abbildung 184: Ermittlung der Kapazitätszahlungen auf Basis des Reserve Indexes in Spanien, Quelle (Frederico und Vives 2008, 60)

Dieser Index wird durch den SO berechnet und stellt das Verhältnis zwischen der sicher verfügbaren Leistung und der Spitzenlast im System dar:

$$\text{Reserveindex} = \frac{\text{sicher verfügbare Kapazität im System}}{\text{Spitzenlastbedarf im System}} \quad (8-2)$$

Wie in Abbildung 184 ersichtlich, weist die Kurve bei steigendem Reserveindex einen fallenden Verlauf auf. Ist der Wert des RI kleiner 1.1, so erhält ein Anlagenbetreiber eine Kapazitätsvergütung in der Höhe von 28.000 €/MWa<sup>172</sup>. Diese wird für die ersten zehn Betriebsjahre garantiert. Steigt der Reserveindex auf Grund von Neuinvestitionen, so sinken die Kapazitätszahlungen mit jedem zusätzlichen Prozent um 1.500 €/MWa. Als Berechnungsformel gilt:

$$\text{Kapazitätszahlung} = 193.000\text{€} - 150.000\text{€} * \text{Reserveindex} \quad (8-3)$$

<sup>171</sup> Exemplarisch: Jährliche Verfügbarkeitszahlung = 8760 h/a \* 0,95 \* 2,45 €/MWh = 20.389 €/MWa

<sup>172</sup> In diesem Fall würde beispielsweise der Betreiber eines 400 MW GuD-Kraftwerks eine jährliche Kapazitätszahlung von 11,2 Mio. € pro Jahr erhalten. Verfügbarkeitszahlungen sind in diesem Betrag noch nicht inkludiert.

Für die Ermittlung der Kapazitätzahlungen einer Anlage ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme relevant (Frederico und Vives 2008, 129). Damit verringert sich jedoch die Investitionssicherheit, da vor allem Grundlastkraftwerke große zeitliche Verzögerungen zwischen der Investitionsentscheidung und Anlageninbetriebnahme aufweisen. Wird ein Reserveindex von 1.29 überschritten, so werden keine Kapazitätzahlungen mehr geleistet (Frederico und Vives 2008, 59-60).

Zusätzlich ist zu erwähnen, dass die Preisobergrenze im spanischen Energiemarkt, wie in den meisten Märkten mit Kapazitätzahlungen, deutlich gesenkt wurde. In Spanien kann der Großhandelspreis einen Wert von 180,3 €/MWh nicht überschreiten (ERGEG 2008, 7). An der Strombörse EPEX sind beispielsweise für den Marktbereich Deutschland/Österreich Gebotspreise von +/- 3.000 €/MWh möglich.

Die Kosten der Kapazitätzahlungen werden derzeit während des gesamten Jahres als Aufschläge auf den Energiepreis eingehoben (The Brattle Group 2009, 43). Dies ist jedoch, wie die Untersuchungen zur Spitzenlastbepreisung gezeigt haben, wohlfahrtsökonomisch keine optimale Lösung.

### Ergebnisse des Mechanismus

Langfristige Effekte können auf Grund der erst kurzen Anwendungszeit des Mechanismus noch nicht abgeschätzt werden. In den Jahren 2007 und 2008 wurden erhebliche Neuinvestitionen im Bereich GuD und Windkraft getätigt (Tabelle 24). In Anbetracht der zeitlichen Verzögerung zwischen Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme einer Anlage können diese jedoch nicht zwangsläufig auf die Wirkung des neuen Kapazitätsmechanismus zurückgeführt werden.

KW-Typ	2007	2008
GuD	5.692 MW	1.378 MW
Wind	1.997 MW	145 MW
KWK + andere erneuerbare Energien	158 MW	244 MW
Gesamt	7.847 MW	1.776 MW

Tabelle 24: Entwicklung des Kapazitätzuwachs in Spanien, Quellen (CNE 2008, 164), (CNE 2009, 106)

Spanien ist derzeit in der Lage, die von ENTSO-E geforderte Kapazitätsreserve von 5 % bereitzustellen. Im Rahmen des System Adequacy Forecast 2010-2025 wird jedoch unter konservativen Annahmen ein Erzeugungsengpass ab dem Jahr 2016 vorausgesagt (ENTSO-E 2010b, 70).

### 8.5.2.3 Abgeltung bei Anlageneinsatz

#### 8.5.2.3.1 Anwendungsfall Argentinien

Auch in Argentinien wurden ab dem Jahr 1992 administrativ bestimmte Kapazitätzahlungen geleistet. Die Erzeuger erhielten für ihre Produktion während des Zeitraums von 6 Uhr bis 23 Uhr einen fixen Energiepreis in der Höhe von 10 US\$/MWh. Dieser setzte aus einem Grundpreis von 5 US\$/MWh und einem vom Energieministerium errechneten Zuverlässigkeitspreis

von 5 US\$/MWh zusammen<sup>173</sup>. Die Erzeuger erhielten diesen Betrag zusätzlich zum Gebotspreis der letzten noch zum Einsatz kommenden Erzeugungseinheit. Wesentlicher Unterschied zu den bereits beschriebenen Anwendungsfällen ist, dass diese nur geleistet wurden, wenn die Erzeuger tatsächlich Energie lieferten. Mit der Zeit trat jedoch das Problem auf, dass die Erzeuger ihre Energie unter den Grenzkosten anboten, um produzieren zu können und den Kapazitätszuschlag von 10 US\$/MWh zu erhalten (Adib, Schubert und Oren 2008, 337).

Bis zum Jahr 2002, in dem das Land von einer Wirtschaftskrise getroffen wurde, produzierte der beschriebene Mechanismus gute Ergebnisse. Der Zuwachs der Erzeugungskapazitäten zur Spitzenlastzeit betrug zwischen 1992 und 2002 im Durchschnitt 4,9 % p.a. Nach der Krise hatte Argentinien mit erheblichen Kapazitätsproblemen zu kämpfen, da der Bedarf wieder stieg, Neuinvestitionen jedoch ausblieben<sup>174</sup>. Aus diesem Grund wurde im Jahr 2004 der „Fond for Necessary Investments to Increase the Supply of Electrical Energy“ (FONINVEMEM) eingeführt, der die Errichtung neuer Erzeugungsanlagen fördern sollte (Nagayama und Kashiwagi 2007, 124-125). Zusätzlich wurden die Erzeuger dazu aufgefordert, 50 bis 65 % ihres Gewinns in die Errichtung zweier neuer GuD-Kraftwerke mit einer Leistung von jeweils 800 MW zu investieren. Die Unternehmen erhielten dafür Beteiligungen am Anlagevermögen bzw. nach zehn Jahren eine Kapitalverzinsung von ein bis zwei Prozent über dem marktüblichen Zinssatz erstattet. Zusätzlich wurden im argentinischen Markt sogenannten „Energy Plus Contracts“ eingeführt. Dies sind zehnjährige Energielieferverträge zwischen dem Systembetreiber WEM und den Energieerzeugern im System und gewährleisteten diesen eine fixe Vergütung ihrer Kosten inklusive einer behördlich genehmigten Rendite (CAMMESA 2008, 9-12).

### Ergebnisse des Mechanismus

Nach Kapazitätsproblemen in den Jahren vor 2008 geht man davon aus, dass der derzeitige Bedarfszuwachs und jener der näheren Zukunft mittels der beschriebenen Mechanismen bewältigt werden kann. Wie in Abbildung 185 ersichtlich wird der Großteil der derzeit durchgeführten Investitionen aus dem FONINVEMEM bzw. über „Energy Plus Contracts“ finanziert. Diese Konzepte werden jedoch nur als Übergangslösungen betrachtet und sollen langfristig durch neue, marktorientierte Mechanismen ersetzt werden (CAMMESA 2008, 14).

---

<sup>173</sup> Stand vom Mai 1994 (M. Pollitt 2004, 7)

<sup>174</sup> vgl. Boom-Bust Cycle unter Punkt 6.8.5

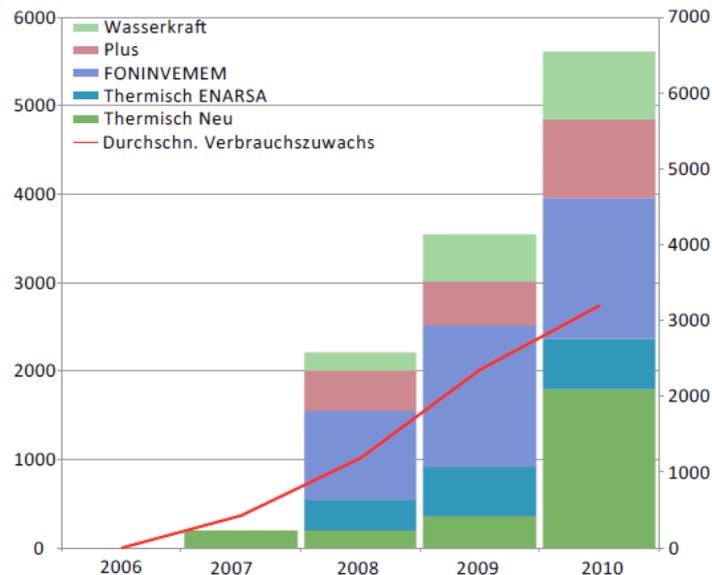


Abbildung 185: Neuinvestitionen und durchschnittlicher Bedarfszuwachs in Argentinien, Quelle (CAMMESA 2008, 14)

## 8.5.2.4 Kapazitätzahlungen auf Basis des VOLL

### 8.5.2.4.1 Anwendungsfall British Pool (Capacity payments)

Der britische Strommarkt wurde bereits im Jahr 1990 liberalisiert und in einen wettbewerblichen Pool<sup>175</sup> mit Andienungspflicht und zentraler Kraftwerkseinsatzplanung übergeführt. Dieser wurde im Jahr 2001 durch die dezentrale Strombörse NETA und schließlich 2005 durch den gesamtbritischen BETTA Markt ersetzt.

#### Ausgestaltung des Mechanismus

Eine Eigenheit des ursprünglichen Pools stellten die damals geleisteten administrativen Kapazitätzahlungen dar. Diese wurden auf Basis einer durchschnittlichen Ausfallwahrscheinlichkeit des Systems (Loss of Load Probability, LOLP) dem VOLL<sup>176</sup> und dem systemweiten Energiepreis ohne Engpässe (System Marginal Price, SMP) unter Anwendung folgender Formel ermittelt:

$$\text{Kapazitätzahlung} = \text{LOLP} * (\text{VOLL} - \text{SMP}) \quad (8-4)$$

Alle Erzeuger die erklärten, in der nächsten halben Stunde verfügbar zu sein, erhielten diese Kapazitätzahlungen. Die Summe aus Kapazitätzahlungen und SMP stellte den sogenannten „Pool Purchase Price“ dar (Roques, Newbery und Nuttall 2005, 100).

Ein wesentliches Problem des britischen Poolmarktes war die Kapazitätspreisbeeinflussung durch die Erzeugungsunternehmen. Wie aus Formel (8-4) ersichtlich, steigen die Kapazitätzahlungen bei einem höheren LOLP-Wert im System. Für die Berechnung der Kapazitätzahl-

<sup>175</sup> Dieser wurde als „British Pool“ bezeichnet.

<sup>176</sup> Der VOLL wurde im Jahr 1990 mit einem Wert von 2.000 £/MWh festgelegt und mit dem Verbraucherpreisindex angepasst. Im Jahr 2000 betragen der VOLL 2.816 £/MWh (Roques, Newbery und Nuttall 2005, 100).

lungen wurde bei Anlagen mit einem Errichtungszeitpunkt vor 1990 der historische LOLP herangezogen bzw. bei neu errichteten Anlagen der durchschnittliche LOLP des vergangenen Jahres. Dabei wurde jedoch nicht unterschieden, ob die Anlagen während der Sommermonate nicht verfügbar waren oder während der kritischen Erzeugungssituationen in der Winterperiode. Die Erzeuger erkannten diese Schwachstelle des Konzepts und erklärten ihre Anlagen während der Niedriglastzeiten, wenn diese im Energiemarkt nicht zum Einsatz kamen, als nicht verfügbar. Dies führte zu einem Anstieg der durchschnittlichen LOLP-Werte im System und in der Folge zu höheren Kapazitätzahlungen (Newbery 1997, 13-15). Weiterer wesentlicher Kritikpunkt des Modells war die Bestimmung des VOLL. Dieser sollte die entstehenden Kosten der Kunden im Falle einer Versorgungsunterbrechung widerspiegeln und wurde für alle Verbraucher im System mit einem Wert von 2.000 £/MWh angesetzt. Dabei wurde nicht berücksichtigt, dass sich die Ausfallkosten erstens je Kundengruppe unterscheiden und zweitens auch die Unterbrechungsdauer einen Einfluss auf den VOLL besitzt. Wesentlichstes Problem war jedoch die bereits erwähnte Berechnung der Anlagenverfügbarkeit, welche stets zu einer Unterbewertung der tatsächlich verfügbaren Erzeugungskapazität zur Spitzenlastzeit führte (Chuang und Wu 2000, 2).

### Ergebnisse des Mechanismus

Auf Grund der relativ hohen Energiepreise und Kapazitätzahlungen im britischen Pool wurden in der zweiten Hälfte der Neunzigerjahre umfangreiche Investitionen getätigt. Dies führte in der Folge zu einem Erzeugungüberschuss und fallenden Großhandelspreisen (Roques, Newbery und Nuttall 2005, 104). Mit der Einführung von NETA im Jahr 2001 und der Abschaffung der Kapazitätspreise gingen die Investitionen im Markt deutlich zurück (Abbildung 186). Es zeigt sich somit, dass der Kapazitätsmechanismus des britischen Pools in der Lage war, Anlagenerrichtungen zu fördern, dies jedoch zu ökonomisch nicht vertretbaren Preisen erfolgte.

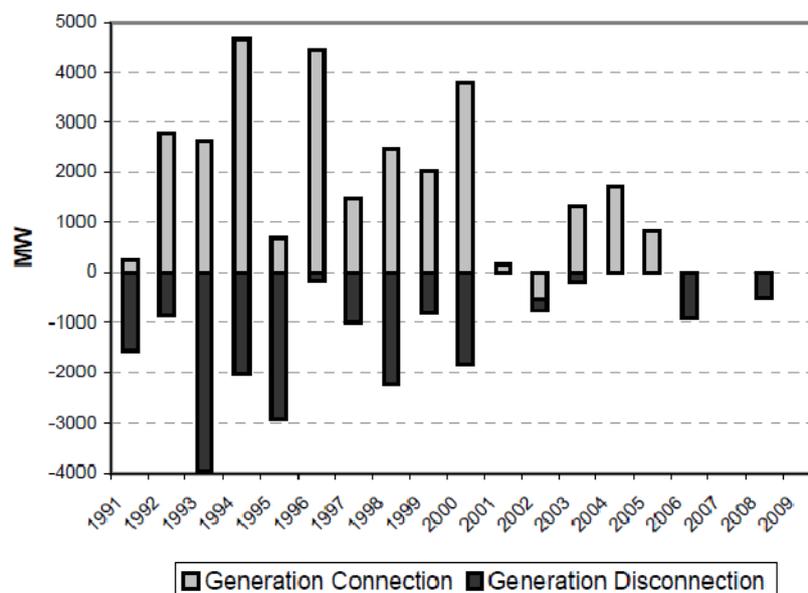


Abbildung 186: Kraftwerksinbetriebnahmen und -dekommissionierungen in Großbritannien, (Roques, Newbery und Nuttall 2005, 105)

### 8.5.3 Bewertung des Ansatzes

Im Folgenden wird eine Bewertung des Mechanismus auf Basis des theoretischen Ansatzes sowie den aus der praktischen Umsetzung gewonnenen Erkenntnissen durchgeführt. Die Bewertungsgrundlage stellen die in Kapitel 8.4 definierten Kriterien dar.

**Vollkostendeckung:** Der Mechanismus der administrativ bestimmten Kapazitätsszahlungen basiert auf den Ansätzen der klassischen Spitzenlastbepreisung nach Boiteux et al. Dabei sollte den Erzeugungsunternehmen durch entsprechende Kapazitätsszahlungen „ $\beta$ “, die Erwirtschaftung ihrer langfristigen Grenzkosten „ $b + \beta$ “ sichergestellt werden. Prinzipiell ist es daher ein Ziel dieses Mechanismus, Erzeugungsunternehmen die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten sicher zu gewährleisten. Wie die langfristigen Ergebnisse des chilenischen Marktes und des ehemaligen britischen Pools zeigen, ist der Mechanismus in der Lage, Kraftwerksinvestitionen zu fördern. Dies ist gleichzeitig ein Hinweis dafür, dass die Erzeugungsunternehmen im Markt im Stande sind, ihre Vollkosten zu erwirtschaften. Die praktischen Erfahrungen zeigen aber auch, dass mehrmalige Anpassungen der Kapazitätsszahlungen bei gleichzeitiger Berücksichtigung des Investitionsverhaltens notwendig sind, um etwaige Ineffizienzen durch Über- oder Unterinvestitionen zu vermeiden. Diese Anpassungen dürfen jedoch nur in kleinen Schritten erfolgen, da sonst die langfristige Planbarkeit des Preissignals verloren geht. Eine Besonderheit des Konzepts, welche zu Ineffizienzen führen kann, ist die administrative Bestimmung der Kapazitätsszahlungen. Da Erzeugungsunternehmen ihre Verkaufsbereitschaft für das Produkt „Kapazität“ (Leistung) nicht offenlegen müssen, besteht die Gefahr überhöhter Kapazitätsszahlungen. Der Mechanismus der administrativ bestimmten Kapazitätsszahlungen ist daher prinzipiell in der Lage, eine Vollkostendeckung zu gewährleisten, es besteht jedoch die Gefahr wirtschaftlicher Ineffizienz auf Grund einer übermäßigen Entlohnung der „Kapazität“ im System.

**Langfristige Planungssicherheit:** Werden neuen Erzeugern über einen längeren Zeitraum Kapazitätsszahlungen gewährleistet, wie z.B. für 10 Jahre im spanischen Konzept, so ist der Mechanismus in der Lage, die langfristige Planungssicherheit zu erhöhen. Gleichzeitig wird zumeist die Preisobergrenze des Energiemarktes herabgesetzt, da die Erzeuger nicht mehr auf die Preisspitzen zur Erwirtschaftung ihrer Vollkosten angewiesen sind. Dies führt auch zu einer Stabilisierung und besseren Planbarkeit der Erlöse des Energiemarktes. Der Mechanismus der administrativ bestimmten Kapazitätsszahlungen ist daher in der Lage, die langfristige Planungssicherheit der Erzeugungsunternehmen gegenüber einem reinen Energiemarkt zu erhöhen.

**Zeitgerechte Investitionsanreize:** Werden die Kapazitätsszahlungen erhöht, bevor ein Erzeugungsgengpass auftritt, so ist das Konzept in der Lage, eine zeitgerechte Errichtung neuer Erzeugungsanlagen zu fördern. In den meisten Anwendungsfällen ist der Mechanismus jedoch eher kurzfristig orientiert, so dass Kapazitätsszahlungen, wie z.B. im spanischen Modell, auf Grund der im Folgejahr verfügbaren Kapazität bestimmt werden. Auch der Ansatz des „Best New Entry“ (BNE) in Irland ermittelt den maximalen Kapazitätspreis stets für das Folgejahr. Ein praktischer Anwendungsfall mit längerfristigem vorzeitigem Planungshorizont ist nicht bekannt. Der Mechanismus der administrativ bestimmten Kapazitätsszahlungen könnte daher prinzipiell frühzeitige Investitionsanreize liefern, praktisch wird dieser Aspekt jedoch nicht berücksichtigt.

**Ortgerechte Investitionsanreize:** Wie der Anwendungsfall Chiles mit seinen zwei Kapazitätsszonen SIC und SIGN zeigt, kann der Mechanismus ortgerechte Investitionsanreize zur Verfü-

gung stellen. Es ist möglich, einen Energiegroßhandelsmarkt auf Grund von Leitungsengpässen in mehrere Kapazitätsmärkte aufzuteilen und in diesen, z.B. auf Basis der verfügbaren Leistung im Netzgebiet, entsprechend unterschiedliche Kapazitätzahlungen zu leisten. Somit kann die Errichtung von Anlagen speziell in engpassbehafteten Gebieten gefördert werden.

**Erhöhung der Elastizität der Nachfrage:** Die Beteiligung der Nachfragerseite wird in diesem Ansatz nicht explizit gefördert. Primäres Ziel ist es, die Bereitstellung sicher verfügbarer Leistung aus herkömmlichen Erzeugungsanlagen zu fördern. Diese Eigenschaft stellt einen wesentlichen Schwachpunkt des Mechanismus dar.

**Verursachungsgerechte Verrechnung der Kapazitätskosten:** Die Verrechnung der Fixkosten erfolgt in diesem Ansatz zumeist als Zuschlag auf den Energiepreis (The Brattle Group 2009, 40). Dabei wird jedoch nicht zwischen Hoch- oder Niedriglastfall unterschieden, sondern den Endkunden ein durchschnittlicher Kapazitätspreis verrechnet. Dies widerspricht dem Konzept der Spitzenlastbepreisung, welches vorsieht, dass die Verbraucher der Hochlastperiode, die eine Kapazitätserweiterung verursachen, auch die entstehenden Fixkosten tragen sollten. Durch eine entsprechende Anpassung der Endkundenverrechnung, in der auch der Zeitpunkt des Bedarfs berücksichtigt wird, könnte dieser Mangel aber einfach behoben werden. Dies bedeutet, dass die Verrechnung der Kapazitätskosten derzeit zumeist nicht nach dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit erfolgt, dies aber durch eine einfache Anpassung der berechneten Kapazitätzahlungen korrigiert werden könnte.

**Verminderung von Preisspitzen:** Die Einführung von administrativen Kapazitätzahlungen geht zumeist mit einer Senkung der Preisobergrenze im Energiemarkt einher. Grund dafür ist, dass die Erzeugungsunternehmen ihre Vollkosten nicht über stochastisch auftretende Preisspitzen erwirtschaften müssen, sondern die Kapazitätzahlungen dies gewährleisten sollten. Im spanischen Energiemarkt wurde die Preisobergrenze beispielsweise auf einen Wert von 180,3 €/MWh herabgesetzt, währenddessen diese in den meisten anderen europäischen Märkten zwischen 2.000 und 3.000 €/MWh liegt<sup>177</sup>. Damit ist das Konzept der administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen in der Lage, Preisspitzen zu senken, den möglichen Einfluss von Marktmacht zu verringern und die Prognostizierbarkeit der Großhandels Erlöse zu verbessern.

**Eignung für ein dezentrales System:** Das Konzept der administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen kommt zumeist in zentral organisierten Märkten zum Einsatz. Die Eignung für einen dezentralen Markt hängt von der konkreten Ausgestaltung ab. Werden die Zahlungen auf Basis der sicher verfügbaren Leistung im System ex-ante bestimmt, so sollte die Implementierung in einem dezentralen Markt kein Problem darstellen. Dies zeigt auch der praktische Anwendungsfall Spaniens<sup>178</sup>. Wird die Anlagenverfügbarkeit als Berechnungsfaktor herangezogen, so muss diese durch eine zentrale Stelle ermittelt werden. Dies gestaltet sich in einem dezentralen Markt bedeutend schwieriger. Prinzipiell könnte der TSO oder der Regulator diese Aufgabe übernehmen. Sollte nicht beabsichtigt werden, die Verfügbarkeit anlagen-spezifisch zu ermitteln, sondern z.B. lediglich für einen bestimmten Anlagentyp über einen bestimmten Zeitraum, so wäre es möglich, diese aus anonymisierten Kraftwerksdaten ex-ante

---

<sup>177</sup> vgl. Tabelle 18

<sup>178</sup> Spanien organisiert seinen Großhandel über eine freiwillige Strombörse (Frederico und Vives 2008, 38). Jedoch müssen alle verfügbaren Kapazitäten, welche nicht durch bilaterale Lieferverträge gebunden sind, über den Spotmarkt gehandelt werden (Penandos 2008, 51).

oder ex-post zu berechnen<sup>179</sup>. Eine ex-post Berechnung würde für Erzeuger dabei einen höheren Anreiz darstellen, ihre Anlagen tatsächlich verfügbar zu halten, gleichzeitig aber auch die Prognostizierbarkeit der Kapazitätzahlungen vermindern. In Irland hat man sich daher zu einer Aufteilung in ex-ante und ex-post Berechnung entschieden. Die Zuweisung der Kapazitätzahlungen auf Basis der konkreten Verfügbarkeit einer Einzelanlage erscheint unter den momentanen Rahmenbedingungen schwierig und würde eine entsprechende Anpassung des Regelwerks notwendig machen. Derzeit wird z.B. in Österreich die Nicht-Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen lediglich auf jährlicher Basis und für Kraftwerke über 25 MW Nettoleistung ermittelt (E-Control 2009). Zudem gibt es noch keinen einheitlichen Erhebungs- und Berechnungsstandard<sup>180</sup>.

Zukünftig könnte dieses Problem durch die Implementierung eines Zuverlässigkeitsstandard ähnlich dem nordamerikanischen NERC-Prozess und der Forderung nach einer anlagenspezifischen Erfassung der Verfügbarkeitsdaten beseitigt werden. Konkrete Überlegungen dazu wurden bereits angestellt und ENTSO-E als mögliche Zuverlässigkeitsbehörde vorgeschlagen (RWE 2008a).

## 8.6 Strategische Reserve

### 8.6.1 Theoretischer Ansatz

Der Mechanismus der strategischen Reserve bedingt von allen vorgestellten Konzepten die geringsten Eingriffe in das System des reinen Energiemarktes. Hierbei hält der Systembetreiber (System Operator, SO) Kapazitätsreserven für Engpasssituationen bereit, welche bei Bedarf eingesetzt werden können. Diese Beschaffung ist auf unterschiedliche Weise möglich.

Es können langfristige Verträge mit Erzeugungsunternehmen abgeschlossen werden, welche dem SO Zugriffsrechte auf die kontrahierten Anlagen zusichern. Diese Rechte beschränken sich jedoch lediglich auf die Leistung der Kraftwerke und schließen die erzeugte Energie nicht mit ein. Dies bedeutet, der Erzeuger muss auf Anordnung des SO seine Energie an der Strombörse anbieten oder dem SO zu seinen kurzfristigen Grenzkosten verkaufen. Als Gegenleistung erhält der Betreiber seine Fixkosten vergütet. Die dem SO entstehenden Aufwendungen werden über die Netztarife, als Preisaufschlag pro übertragener Energiemenge, oder über die Erlöse des Kraftwerkeinsatzes abgegolten. Diese langfristigen Verträge zwischen dem SO und den Erzeugern können sowohl die Errichtung neuer Kraftwerke vorsehen, als auch die Instandsetzung bereits stillgelegter Anlagen.

Die zweite Möglichkeit der Beschaffung sieht vor, dass der SO, nach Zustimmung der Regulierungsbehörde, stillgelegte Anlagen ankauft oder least bzw. selbst Spitzenlastkraftwerke für Engpasssituationen errichtet. In diesem Fall ist der SO gleichzeitig Betreiber der Anlagen und vermarktet diese selbstständig an der Strombörse. Auf Grund der rechtlichen Umsetzung des Unbundlings ist diese Variante jedoch problematisch und bedingt eine genaue Festlegung der

---

<sup>179</sup> Im Falle dargebotsabhängiger Technologien, wie Wind- oder Laufwasserkraftwerke, ist auch der Standort ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Anlagenverfügbarkeit. Dieser müsste daher Eingang in die Berechnung finden.

<sup>180</sup> Die derzeitige Datenerhebung für Wärme- und Speicherkraftwerke erfolgt in Anlehnung an die Vorgaben der VGB (Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber). Für Laufkraftwerke, Windkraftanlagen und Windparks werden derzeit Nicht-Verfügbarkeitserhebungen durchgeführt (E-Control 2009, 3).

Einsatzkriterien dieser Anlagen sowie eine Zustimmung durch die Regulierungsbehörde (Finon, Meunier und Pignon 2008, 203-204). Alternativ gibt es noch eine dritte Variante, bei welcher der SO Reservekapazitäten auf täglicher Basis auktioniert. Dieser Mechanismus der operativen Reserve unterscheidet sich aber auf Grund des kurzfristigen Zeithorizonts von den hier vorgestellten Ansätzen und wird in Kapitel 8.7 separat erläutert.

Im Falle einer Kontrahierung alter stillgelegter Kraftwerke ist zu prüfen, ob diese die notwendige Flexibilität aufweisen. Da Engpassituationen zumeist kurzfristig auftreten, werden von diesen Anlagen kurze Anfahrtszeiten und eine hohe Dynamik im Betrieb gefordert. Alte Grundlastkraftwerke können dies zumeist nicht gewährleisten. Aus ökonomischer Sicht kann es natürlich sinnvoll sein, Verträge mit Altanlagen abzuschließen, da in diesem Fall hohe Kapitalkosten für Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen entfallen. Es müssen in dieser Betrachtung aber auch die technischen Anforderungen mit einbezogen werden. Zudem weisen Altanlagen zumeist auch höhere Aufwendungen für Instandhaltung und Betrieb auf als neue Kraftwerke (Finon und Pignon 2008, 149).

Der Einsatz der strategischen Reserve kann aus technischen oder ökonomischen Gründen erforderlich sein. Ein technischer Anlassfall liegt vor, wenn eine gewisse Erzeugungreserve im System unterschritten wird, ein ökonomischer Anlassfall, wenn der Marktpreis eine bestimmte Grenze überschreitet.

#### **Technischer Anlassfall – Unterschreitung der geforderten Kraftwerkerreserve**

Beim technischen Kriterium bietet der SO seine strategische Reserve am Markt an, wenn eine bestimmte geforderte Reservekapazität im System unterschritten wird. Dies entspricht einer Notfallmaßnahme, um den sicheren Systembetrieb weiter aufrecht erhalten zu können. Die Anlagen setzen in den Stunden in denen sie zum Einsatz kommen den Börsenpreis. Um das Ergebnis des Energiemarktes nicht zu beeinflussen oder andere Erzeuger aus dem Markt zu verdrängen, sollte der Angebotspreis der strategischen Reserve zumindest auf Höhe der Grenzkosten der letzten regulären Erzeugungseinheit gesetzt werden.

#### **Ökonomischer Anlassfall – Überschreitung eines bestimmten Marktpreises**

Im ökonomischen Anlassfall kommen die Reserveanlagen dann zum Einsatz, wenn ein bestimmter Marktpreis  $p_{SR}$  überschritten wird. Der Gebotspreis der strategischen Reserve stellt somit eine Art Preisobergrenze (Price Cap) des Marktes dar (Abbildung 187). Erst wenn die angebotene Menge  $q_{SR}$  vollständig eingesetzt wird und zusätzliche Kapazitäten benötigt werden, steigt der Energiepreis über den Wert  $p_{SR}$  an. Die strategische Reserve erzeugt somit einen elastischen Bereich in der Angebotskurve des Marktes. Der Wert von  $p_{SR}$  muss mit Bedacht gewählt werden, da er eine erhebliche Wirkung auf das Investitionsverhalten der Erzeuger besitzt. Wird  $p_{SR}$  sehr hoch gewählt, so besteht für die Marktteilnehmer ein erhöhter Anreiz, neue Anlagen zu errichten und ältere länger in Betrieb zu halten<sup>181</sup>. Wird  $p_{SR}$  hingegen sehr nieder gewählt, so ist es notwendig, dass der Marktpreis häufiger auf diesen Wert steigt, um die Errichtung neuer Anlagen zu fördern. In diesem Fall muss außerdem eine größere Menge  $q_{SR}$  durch den SO kontrahiert oder errichtet werden. Generell gilt, je mehr Kapazität der Markt bereitstellen sollte, desto höher muss  $p_{SR}$  gewählt werden. Gemäß der Theorie des Spot Pricing wäre sogar ein Preis auf Höhe des VOLL sinnvoll (L. de Vries 2004, 111-112).

---

<sup>181</sup> Dabei geht jedoch die preisstabilisierende Wirkung der strategischen Reserve verloren.

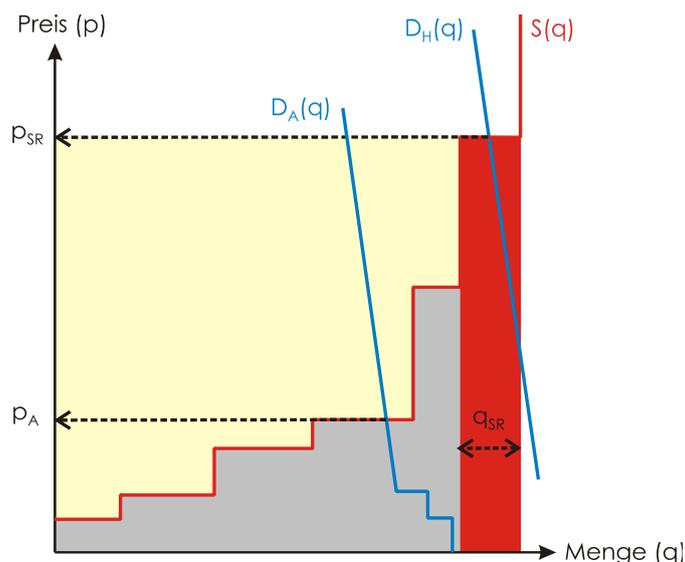


Abbildung 187: Wirkung der strategischen Reserve im Energiemarkt, in Anlehnung an (L. de Vries 2004, 113)

### 8.6.2 Praktische Umsetzung

Betrachtet man den Mechanismus der strategischen Reserve im internationalen Kontext, so wird dieser auf drei verschiedene Arten umgesetzt. Es werden Langzeitverträge mit neuen und bestehenden Anlagen abgeschlossen (long-term reserve contracting), Spitzenlastkraftwerke durch den SO erworben (SO strategic reserve) oder Anlagen in engpassbehafteten Gebieten langfristig unter Vertrag genommen (long-term contracts of standing reserves for controlling congestion) (Finon, Meunier und Pignon 2008, 210).

Auch das von der Europäischen Union angeführte Ausschreibungsverfahren (siehe Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG, Artikel 8) stellt einen praktischen Anwendungsfall der strategischen Reserve dar (Finon und Pignon 2008, 149). Die EU schlägt dieses Verfahren vor, wenn das vorher anzustrebende Genehmigungsverfahren nicht in der Lage ist, die notwendigen Kapazitäten bereitzustellen. Dabei sind jedoch nicht nur neue und bestehende Anlagen zu berücksichtigen, sondern auch mögliche Maßnahmen zur Nachfragesteuerung oder der Erhöhung der Energieeffizienz. Die Spezifikation der gewünschten Anlagen, die Auswahlkriterien der Bewerber und der Ablauf der Vergabe müssen mindestens sechs Monate vor Ende der Teilnahmefrist im Amtsblatt der Europäischen Union bekanntgegeben werden. Die konkrete Ausgestaltung des Mechanismus wird nicht vorgeschrieben, sondern den einzelnen Mitgliedsstaaten überlassen.

Die meisten in Europa umgesetzten Kapazitätsmechanismen mit strategischer Reserve basieren auf der rechtlichen Grundlage dieses Ausschreibungsverfahrens. Vor allem im skandinavischen Raum wird dieses Verfahren vermehrt eingesetzt. Im Folgenden werden verschiedene praktische Anwendungsfälle mit langfristigen Lieferverträgen zwischen dem SO und Erzeugern bzw. mit Reservekraftwerken im Besitz des SO detailliert erläutert<sup>182</sup>.

<sup>182</sup> Die Zuordnung der einzelnen Anwendungsfälle erfolgt gemäß der Arbeit von Finon, Meunier und Pignon (2008).

### 8.6.2.1 Langfristverträge (long-term reserve contracting)

#### 8.6.2.1.1 Anwendungsfall Niederlande (The Dutch Safety Net)

Der niederländische Kraftwerkspark besteht größtenteils aus fossilen Erzeugungsanlagen, welche rund 70 % der installierten Nettoleistung im System bereitstellen. Als Kapazitätsmechanismus wurde vom Übertragungsnetzbetreiber (Transmission System Operator, TSO) TenneT das Modell der strategischen Reserve mit der Bezeichnung „The Dutch Safety Net“ implementiert (TenneT 2005).

#### Ausgestaltung des Mechanismus

Im Falle des „Dutch Safety Net“ least der TSO alte Erzeugungsanlagen, wenn die Reservekapazität im System eine bestimmte Grenze unterschreitet. Diese Anlagen stehen dem Energiemarkt unter normalen Systembedingungen nicht mehr zur Verfügung. Diese künstliche Erzeugungsverknappung sollte zu einer Anhebung des Börsenpreises führen und in der Folge die Errichtung neuer Anlagen fördern. Man geht davon aus, dass der Markt langfristig die gesamte vom Übertragungsnetzbetreiber kontrahierte Erzeugungskapazität ersetzt und danach eine größere Kraftwerksreserve im System zur Verfügung steht. Da die Errichtung neuer Anlagen von den Preisen des Energiemarktes abhängig ist, stellt dieser Mechanismus einen preisbasierten Ansatz dar (L. de Vries 2007, 25). In der praktischen Umsetzung werden zumeist ältere Anlagen während der kritischen Perioden im Jahr instandgesetzt und über diesen Zeitraum betriebsbereit gehalten (Finon, Meunier und Pignon 2008, 211).

Für Erzeugungsunternehmen bietet dieser Mechanismus den Anreiz, ältere Anlagen länger in Betrieb zu halten, da diese zumindest an den Übertragungsnetzbetreiber verleast werden können. Die Einnahmen aus dem Kraftwerkeinsatz verbleiben im Normalfall beim Übertragungsnetzbetreiber. Der Investitionsanreiz den die strategische Reserve aussendet, hängt, wie bereits erwähnt, wesentlich vom Angebotspreis ab. Im niederländischen Konzept sollte die Reserve daher, wenn der Bedarf für zusätzliche Investitionen besteht, über ihren Grenzkosten im Energiemarkt angeboten werden (L. de Vries 2007, 25).

#### Ergebnisse des Modells

Das Konzept des „Dutch Safety Net“ wurde mittlerweile aus Gründen mangelnder Effizienz und wegen der Unvereinbarkeit mit der Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG eingestellt<sup>183</sup>. Da der Mechanismus aber auch während der Implementierung nicht zur Anwendung kam, gibt es keinerlei Erfahrungen über dessen konkrete Wirkungsweise auf Investitionen im System (TenneT 2005, 8).

Wie bereits erwähnt, verfügt der niederländische Kraftwerkspark über einen hohen Anteil fossiler Erzeugung, welche bedarfsgerecht zur Verfügung steht. Zumeist kommt das Konzept der strategischen Reserve jedoch in wasserkraftdominierten Märkten und gemischten Systemen zum Einsatz. In diesen wird die Versorgungssicherheit nicht durch Leistungsprobleme gefährdet, sondern durch mögliche Energieengpässe in Folge einer schwankenden dargebotsabhängigen Erzeugung (Finon, Meunier und Pignon 2008, 211). Praktische Anwendungsfälle sind vor allem im skandinavischen Bereich zu finden.

---

<sup>183</sup> lt. Emailauskunft Susanne Smit (TenneT), vom 28.10.2010.

### 8.6.2.1.2 Anwendungsfall Schweden und Finnland (Peak Load Arrangements)

Der schwedische Erzeugungspark ist mit einem Anteil von über 40 % der installierten Nettoleistung sehr stark wasserkraftdominiert. Der finnische Erzeugungspark kann als gemischtes System betrachtet werden. In beiden Ländern werden strategische Reservekraftwerke über langfristige Lieferverträge beschafft und bereitgehalten. Rechtliche Grundlage hierfür bildet die EU-Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG (Nordel 2009, 3)<sup>184</sup>. Die wesentlichen Ziele des implementierten Mechanismus sind, die verfügbare Leistung im System speziell während der Wintermonate zu erhöhen bzw. Endkunden vor hohen Energiepreisschwankungen zu schützen, die auf Grund des hohen Anteils dargebotsabhängiger Erzeugung im skandinavischen Markt entstehen können (KEMA 2009, 144).

#### Ausgestaltung des Mechanismus

Durch den Erlass eines Übergangsgesetzes im Jahre 2003 wurde der Mechanismus der strategischen Reserve in Schweden in Kraft gesetzt. Demnach sollte bis zum Jahr 2008 eine Reserve von 2 GW über langfristige Lieferverträge sichergestellt werden. Das Übergangsgesetz wurde mittlerweile bis zum Jahr 2020 verlängert, weshalb davon auszugehen ist, dass der Mechanismus auch in den kommenden Jahren zum Einsatz kommen wird. Als Anlagen der strategischen Reserve können sowohl herkömmliche konventionelle Kraftwerke, als auch Verbraucher mit PDSM kontrahiert werden. Ziel ist es, den momentanen PDSM-Anteil von 633 MW deutlich zu erhöhen (Johansson und Nilsson 2010, 19). Der schwedische Regulator „Energy Market Inspectorate“ betrachtet den derzeitigen Mechanismus jedoch lediglich als Übergangslösung und schlägt vor, diesen bis zum Jahr 2020 schrittweise in einen marktbasierten Mechanismus überzuführen. Auch ein Report der EC Group verweist darauf, dass langfristig ein eigener Forward Preis für Kapazität etabliert werden sollte (NordREG 2009, 7-11). Der Verband der Elektrizitätswirtschaft „Nordenergi“ ist zudem der Auffassung, dass der skandinavische Energiemarkt alleine nicht in der Lage ist, ein sozial- und politisch vertretbares Maß an Versorgungssicherheit bereitzustellen und spricht sich auch eindeutig für zusätzliche Maßnahmen zu den bereits bestehenden aus (NordREG 2009, 14). Es ist daher davon auszugehen, dass der bisherige Mechanismus in Schweden ab dem Jahr 2020 durch eine marktbasierte Lösung ersetzt wird.

Die Regeln zur Sicherstellung einer langfristigen Versorgungssicherheit im gesamtscandinavischen Marktgebiet wurden bisher nur unzureichend harmonisiert (NordREG 2009, 7). Eine Ausnahme bilden die beiden Märkte Schweden und Finnland. Auch Finnland verwendet den Mechanismus der strategischen Reserve, wobei der schwedische TSO Svenska Kraftnät im Engpassfall auch auf die Reservekraftwerke des finnischen TSOs Fingrid zurückgreifen kann (NordREG 2010, 7). Wie in Schweden sollten durch diese Anlagen auch in Finnland Erzeugungseingänge während der Winterperiode verhindert werden. Dafür akquiriert Fingrid eine Reserveleistung von 600 MW, welche zum Großteil aus alten Kohlekraftwerken bereitgestellt wird, die sonst stillgelegt würden. Die rechtliche Grundlage für die Einführung des Mechanismus bildete ein nationales Gesetz aus dem Jahr 2006, welches die Beschaffung ausreichender Spitzenlastreserven im System vorschreibt. Dieses Gesetz ist vorerst bis zum Jahr 2011 in Kraft und sieht folgende konkrete Bestimmungen vor:

---

<sup>184</sup> Nordel (2009) verweist auf die Binnenmarktrichtlinie 2003/54/EG. Diese wurde mittlerweile durch die Richtlinie 2009/72/EG ersetzt und empfiehlt ebenfalls den Mechanismus des Ausschreibungsverfahrens zur Aufrechterhaltung der langfristigen Versorgungssicherheit.

Um als strategische Reserve zugelassen zu werden, müssen Kapazitäten in der Winterperiode<sup>185</sup> innerhalb von maximal 12 Stunden verfügbar sein. In der Sommerperiode wird diese Zeitspanne auf einen Monat verlängert (Fingrid 2009, 1). Die Aktivierung der Reserve kann durch den Börsenmarktbetreiber Nord Pool erfolgen, sollte sich im Spotmarkt „Elspot“ durch reguläre Gebote kein Schnittpunkt bilden oder durch einen der beiden TSO, wenn eine bestimmte Reservekapazität im System unterschritten wird. Dabei werden die Anlagen zuerst im Day-Ahead Markt angeboten und sollten Reserven ungenutzt bleiben, anschließend im Regelenergiemarkt (NordREG 2009, 19). Der Angebotspreis wird dabei 0,1 €/MWh über den Preis der letzten regulären Erzeugungseinheit gesetzt. Die aus dem Einsatz erzielten Deckungsbeiträge können von den Anlagenbesitzern bis zu einer Obergrenze von 4.000 €/MW einbehalten werden. Der erwirtschaftete Deckungsbeitrag wird aus den Marktpreisen des Spot- und Regelenergiemarktes sowie den veranschlagten Brennstoff- und Emissionszertifikatskosten errechnet. Übersteigen die Deckungsbeiträge den Wert von 4.000 €/MW, so werden die zusätzlichen Erlöse gleichmäßig zwischen dem TSO und dem Anlagenbesitzer aufgeteilt (Fingrid 2009, 3-5). Kommen die Anlagen nicht zum Einsatz, so erhalten diese nur ihre Instandhaltungskosten erstattet<sup>186</sup>.

### Ergebnisse des Mechanismus

Kapazitätsengpässe sind im skandinavischen Markt ein regelmäßig wiederkehrendes Problem. Nach erheblichen Erzeugungsempässen in den Wintermonaten 2002/2003 traten auch im Winter 2009/2010 wieder Kapazitätsprobleme auf. So war es beispielsweise am 17. Dezember 2009, am 8. Jänner 2010 und am 22. Februar 2010 notwendig, die strategische Reserve zu aktivieren, um einen Börsenschnittpunkt zu erhalten. Zusätzlich musste die strategische Reserve in Schweden beinahe während der gesamten Winterperiode betriebsbereit gehalten werden, um eine Reservegrenze von 1 GW zu gewährleisten und Leitungsempassmanagement mittels Counter Trading durchführen zu können (NordREG 2010, 7-8).

Hauptgründe für diese Versorgungsempässe waren der kalte Winter<sup>187</sup> 2009/2010 und die verringerte Erzeugung einiger schwedischer Kernkraftwerke auf Grund unerwarteter Verzögerungen bei Wartungsarbeiten. Zusätzlich musste eine wichtige Übertragungsleitung nahe Oslo außer Betrieb genommen werden, wodurch sich die Situation noch zusätzlich verschärfte. Dieser Zusammenfall der Ereignisse führte zu erheblichen Versorgungssicherheitsproblemen und mit Preisspitzen von bis zu 1.400 €/MWh zu den höchsten Energiepreisen seit Bestehen des Nordpools (Abbildung 188)<sup>188</sup>.

---

<sup>185</sup> Diese erstreckt sich über den Zeitraum von 1. Dezember bis 28. Februar (Fingrid 2009, 1).

<sup>186</sup> lt. Emailauskunft Anders Lundberg (Fingrid), am 28.09.2010.

<sup>187</sup> In Skandinavien wird elektrische Energie auch intensiv für die Bereitstellung von Raumwärme genutzt (NordREG 2010a, 1).

<sup>188</sup> Eine detaillierte Darstellung der Ereignisse ist in der Arbeit von Johansson und Nilsson (2010) zu finden.

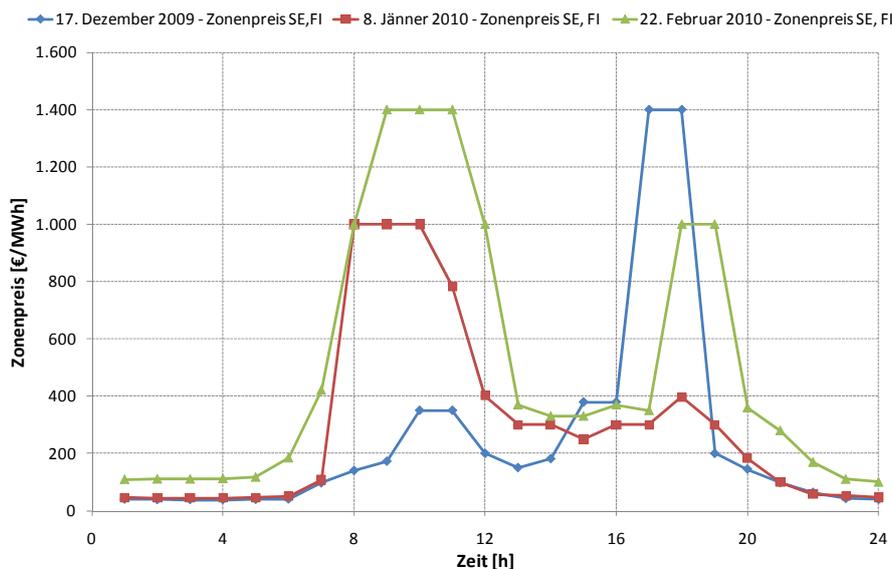


Abbildung 188: Spotpreise in Schweden und Finnland während des Einsatzes der strategischen Reserve, Quelle (Nord Pool Spot AS 2010)

Studien über die konkrete Wirkungsweise des Mechanismus auf Anlageninvestitionen sind nicht bekannt. Da man jedoch zumeist nur alte Anlagen kontrahiert, die andernfalls stillgelegt würden und diese zu Preisen knapp über der letzten Erzeugungseinheit anbietet, wird der Marktpreis und damit auch das Investitionsverhalten der Erzeuger nur geringfügig beeinflusst. Das in Skandinavien angewendete Konzept ist daher vorwiegend als Notfallmechanismus zu betrachten, um in Zeiten erhöhten Bedarfs zusätzliche Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stellen zu können und weniger als Anreizmechanismus für Neuinvestitionen.

### Derzeitige Diskussion

Die Erzeugungsprobleme in Skandinavien haben in letzter Zeit wieder eine breite Diskussion über mögliche Kapazitätsmechanismen in Gang gesetzt. Aus den Stellungnahmen der einzelnen Marktteilnehmer und –gestalter geht hervor, dass der derzeitige Mechanismus der strategischen Reserve nur als Übergangslösung betrachtet wird (NordREG 2009, 11-23). Man ist sich jedoch noch nicht einig darüber, welcher Ansatz diesen ersetzen sollte und ob dieser permanent oder nur im Knappheitsfall anzuwenden ist. Im Rahmen der derzeitigen Diskussion werden einige für diese Arbeit äußerst interessante Aspekte angesprochen. So weist beispielsweise Nordel darauf hin, dass die verursachungsgerechte Verrechnung der Kapazitätskosten ein wesentliches Kriterium in der Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus sein muss.

*„In principle, those who get the benefit of the peak load arrangements should cover the costs”*

(Nordel 2009, 2)

Somit wird ein wichtiger Aspekt der Spitzenlastbepreisung angesprochen und dessen Umsetzung gefordert. Nordel weist zudem auf die Notwendigkeit der Unterscheidung zwischen operativer Reserve des Netzbetreibers und Spitzenlastreserve hin. Erstere wird jede Stunde benötigt, um kurzfristige Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch ausregeln zu können. Letztere wird als Reserve im Fall eines raschen Verbrauchsanstieges sowie bei verringerten Erzeugungs- und Importkapazitäten benötigt. Diese Begriffe werden in der wissenschaftlichen

Diskussion oft fälschlicherweise synonym verwendet. Nordel fordert daher eine klare Trennung dieser beiden Termini (NordREG 2009, 19). Johansson und Nilsson (2010, 8-10) weisen auch auf ein weiteres Problem in der derzeitigen Diskussion hin. War die Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit vor der Liberalisierung eindeutig Aufgabe des jeweiligen Staates, so gibt es derzeit einen Graubereich der Zuständigkeiten. Der TSO ist an und für sich nur für die Aufrechterhaltung der kurzfristigen Versorgungssicherheit, mit speziellem Fokus auf Frequenzhaltung und Spannungsqualität, verantwortlich. Er hat lediglich Prognosen über die zukünftige Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch durchzuführen. Die Sicherstellung ausreichender Investitionen wird derzeit dem Markt übertragen, wenngleich die EU-Richtlinie 2005/89/EG darauf verweist, dass die einzelnen Mitgliedsländer die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in ihrem Zuständigkeitsbereich gewährleisten müssen. Diese Diskrepanz ist derzeit ein gesamteuropäisches Problem.

In Skandinavien wurde der reine Energiemarkt um zahlreiche unterstützende Mechanismen erweitert, die eine entsprechende Versorgungssicherheit gewährleisten sollten. In Dänemark werden hierfür Kapazitätzahlungen geleistet. Norwegen implementierte den sogenannten RKOM-Markt, welcher unter Punkt 8.7.2.1 detailliert beschrieben wird (NordREG 2009, 21).

#### **8.6.2.1.3 Anwendungsfall Neuseeland (Reserve Energy Scheme)**

Neuseeland besitzt eine stark wasserkraftdominierte Erzeugung. Durchschnittlich wird 65 % der jährlichen Energie aus Wasserkraftanlagen bereitgestellt (Finon, Meunier und Pignon 2008, 211). Seit der Liberalisierung des Elektrizitätssektors im Jahr 1996 hatte der Markt immer wieder mit Versorgungsproblemen zu kämpfen. So mussten beispielsweise in den Jahren 2001, 2003, 2006 und 2008, bedingt durch die geringe Wasserkrafterzeugung, erhebliche Lastreduktionsmaßnahmen durchgeführt werden, um einen sicheren Systembetrieb gewährleisten zu können.

#### **Ausgestaltung des Mechanismus**

Die Ereignisse der Jahre 2001 und 2003 bildeten auch den Ausgangspunkt für die Einführung des derzeitigen „Reserve Energy Scheme“. Dieser Mechanismus ermöglicht es dem Regulator, Verträge mit Reservekraftwerken und PSDM-Anlagen abzuschließen, um die Versorgungssicherheit im Knappheitsfall aufrechterhalten zu können. Derzeit wird jedoch lediglich ein Ölkraftwerk<sup>189</sup> mit einer Leistung von 155 MW als strategische Reserve vorgehalten (Ministry of Economic Development 2009, 13-18). Diese Anlage wird im Knappheitsfall mit einem Preis von 387 \$/MWh am Energiemarkt angeboten (Battle und Rodilla 2010, 7177).

#### **Derzeitige Diskussion**

Das „Ministry of Economic Development“ rät, den derzeitigen Mechanismus der strategischen Reserve einzustellen. Auch die anfänglichen Überlegungen eine Kapazitätsbörse einzuführen wurden auf Grund der Komplexität eines solchen Mechanismus ad acta gelegt (Ministry of Economic Development 2009a, 49-51). Da der hohe Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung große Back-up Kapazitäten notwendig machen würde und diese Maßnahme enorme Kosten nach sich zieht, will man sich in Neuseeland in Zukunft verstärkt auf verbraucherseitige Einsparungen mit Hilfe von Knappheitspreisen (Scarcity Prices) konzentrieren. Das „Ministry of Economic Development“ (2009, 18-24) schlägt vor, dass der Energiepreis im Knappheitsfall

---

<sup>189</sup> Dies ist die Anlage Whirinaki (Ministry of Economic Development 2009, 16).

auf Werte von bis zu 5.000 \$/MWh steigen können sollte, um die Sensibilität der Kunden für Energiekrisen zu schärfen und Großverbraucher dazu zu animieren, ihren Bedarf mittels eigener Erzeugungsanlagen abzusichern.

### Ergebnisse des Mechanismus

Für die Wirkungsweise des Mechanismus gilt selbiges wie im Falle der skandinavischen Peak Load Arrangements. Auch hier gibt es keine konkreten Untersuchungen bezüglich der Beeinflussung des Investitionsverhaltens der Erzeuger. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Wirkung gering ist, da nur eine strategische Reserve von 155 MW gehalten wird. Der derzeitige Mechanismus wird generell als Übergangslösung betrachtet. Da die Absicherung der Wasserkrafterzeugung durch konventionelle Kraftwerke zu kostspielig wäre, gehen zukünftige Bestrebungen in Richtung einer verstärkten Beteiligung der Verbraucherseite. Hierfür wird beabsichtigt das Konzept des reinen Energiemarktes, mit Knappheitspreisen bis auf Höhe des VOLL, umzusetzen.

#### **8.6.2.2 Strategische Reserve des Systembetreibers (SO strategic reserve)**

##### **8.6.2.2.1 Anwendungsfall Schweden, Finnland und Norwegen (Fast disturbance reserve)**

Die Systembetreiber (System Operator, SO) in den drei skandinavischen Ländern Schweden, Norwegen und Finnland besitzen neben dem bereits erwähnten Zugriffsrecht auf die strategische Reserve auch eigene schnell regelbare Kraftwerke, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit beitragen sollen. Dabei handelt es sich jedoch um keinen Anreizmechanismus der Erzeuger dazu veranlassen sollte, neue Kapazitäten zu errichten oder ältere Anlagen länger in Betrieb zu halten, sondern vielmehr um einen Mechanismus der angewendet wird, um dem Markt im Knappheitsfall schnell regelbare Reservekapazität zur Verfügung zu stellen.

### Ausgestaltung des Mechanismus

Dem SO wird in diesem Konzept erlaubt, ältere thermische Kraftwerke, die sonst stillgelegt würden, zu kaufen bzw. neue Spitzenlastkraftwerke zu errichten und diese während der kritischen Erzeugungssituationen einzusetzen. Dieser Mechanismus war ursprünglich als Übergangslösung gedacht, um Probleme der Beschaffung von Kapazitätsreserven während der Markteinführungsphase zu vermeiden. Er wird in den skandinavischen Märkten mit hohem Wasserkraftanteil aber noch immer intensiv genutzt, um entsprechende Kapazitätsreserve mit hoher Dynamik und Anlagen für Engpassmanagementmaßnahmen sicherstellen zu können (Finon, Meunier und Pignon 2008, 211).

### Ergebnisse des Mechanismus

In Schweden besitzt der SO eine strategische Reserve von 640 MW, welche großteils mittels gasbefeuertener Anlagen bereitgestellt wird. In Finnland werden 515 MW vorgehalten. Auch diese Anlagen sind zumeist gasbefeuert. Bis zum Jahr 2012 soll eine weitere Anlage mit einer Nettoleistung von 100 MW errichtet werden (IEA 2007a, 155). Norwegen reagierte auf die hohen Energiepreise während der Trockenperiode im Winter 2002/2003 mit der Errichtung dreier mobiler Gasturbinen, die eine Leistung von je 50 MW besitzen. Zudem ist die Anschaffung sieben weiterer Anlagen mit einer Leistung von jeweils 20 MW angedacht. Der Einsatz dieser Reserven erfolgt bei knappen Erzeugungssituationen durch den TSO Statnett oder auf Anweisung des Regulators (Finon, Meunier und Pignon 2008, 211).

Die im Rahmen dieses Mechanismus eingesetzten Kraftwerke werden als „fast disturbance reserve“ bezeichnet. Sie sollen im Falle hoher kurzfristiger Abweichungen von Erzeugung und Verbrauch die Aufrechterhaltung der Netzstabilität gewährleisten (Nordel 2008, 8). Dieser Ansatz, der von Finon, Menieur und Pignon (2008, 211) als mögliche Ausgestaltungform der strategischen Reserve angeführt wird, war ursprünglich als Absicherungsmechanismus für den SO gedacht, wenn der Markt nicht in der Lage sein sollte, ausreichende Erzeugungskapazitäten für Ancillary Services<sup>190</sup> bereitzustellen. Er besitzt jedoch nicht den Zweck, die Errichtung zusätzlicher Anlagen durch die Marktteilnehmer zu fördern oder den Energiepreis frühzeitig zu erhöhen und stellt daher keinen Kapazitätsmechanismus im eigentlichen Sinn dar. Es handelt sich hierbei vielmehr um einen Absicherungsmechanismus für die Bereitstellung schnell regelbarer Kraftwerke, ohne jegliche Orientierung an der installierten Gesamtkapazität im System.

### 8.6.2.3 Langzeitverträge mit Anlagen in engpassbehafteten Gebieten (long-term contracts of standing reserves for controlling congestion)

#### 8.6.2.3.1 Anwendungsfall Frankreich (PPI)

Frankreich ist der einzige Markt in Kontinentaleuropa, der in regelmäßigen Abständen Kraftwerkskapazitäten über ein Ausschreibungsverfahren beschafft. Grund hierfür ist jedoch weniger die knappe Erzeugungskapazität im System, als vielmehr die Umsetzung eines bestimmten Systemerweiterungsplans.

#### Ausgestaltung des Mechanismus

Die mehrjährige Investitionsplanung (La programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, PPI) wird in Frankreich angewendet, um eine optimale Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks zu gewährleisten. Diese stützt sich auf die sogenannte „Referenzkostenstudie“, die alle fünf Jahre durchgeführt wird und die effizienteste Erweiterung des Kraftwerksparks ermitteln soll<sup>191</sup>. Des Weiteren werden Analysen des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE über die zukünftige Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch, mögliche Netzengpässe sowie energiepolitische Zielsetzungen in der Planung berücksichtigt. Die sich aus dem PPI ergebenden Ziele für die Entwicklung des Kraftwerksparks sind verbindlich und werden durch die Regierung per Erlass beschlossen. Wird dieser Plan nicht entsprechend umgesetzt, so kann die Regierung Ausschreibungsverfahren veranlassen, welche vom der Regulierungsbehörde CRE durchgeführt werden (Ess 2009, 58-61).

#### Ergebnisse des Mechanismus

Seit der Einführung des Mechanismus im Jahr 2004 wurden mehrere Ausschreibungsverfahren abgehalten und in Summe eine Leistung von ca. 740 MW beschafft (CRE 2008, 99). Im Jahr 2006 wurde das Verfahren versuchsweise auch angewendet, um die Errichtung neuer bzw. den Erhalt alter Kraftwerke in engpassbehafteten Gebieten zu fördern. Ziel war es die Versorgungssicherheit im System zu erhöhen bzw. die Leitungsengpasskosten durch eine effizientere Ausnutzung des Verbundsystems zu senken. Dabei wurde den unter Vertrag genommenen Kapazitäten eine fixe Vergütung in Höhe ihres Angebotspreises gewährleistet bzw. neuen Anlagen diese Zahlungen über einen Zeitraum von 10 Jahren zugesichert. Die im Rahmen dieser

---

<sup>190</sup> hier im speziellen Anlagen für die 15-Minuten Reserve

<sup>191</sup> Die letzte Untersuchung wurde im Jahr 2008 durchgeführt.

Ausschreibung beschafften Kapazitäten besitzen die Verpflichtung, ihre Energie während kritischen Erzeugungssituationen im Day-Ahead oder Ausgleichsenergiemarkt anzubieten. Im Falle einer Verfehlung werden entsprechende Strafzahlungen verhängt. Die Erzeuger können die Erlöse aus dem Energieverkauf bis zu einer gewissen Obergrenze einbehalten. Wird diese überschritten, so werden die Kapazitätsszahlungen um diesen Wert verringert (Finon, Meunier und Pignon 2008, 213).

### Derzeitige Diskussion

Wie in allen bisher betrachteten Märkten wird auch in Frankreich der Ersatz des Ausschreibungsverfahrens durch einen alternativen Mechanismus angedacht. Konkret wird die Einführung eines Kapazitätsmarktes im Sinne einer Kapazitätsverpflichtung angedacht. Dabei müssen sich die Versorgungsunternehmen mit „Garantie-Zertifikaten“ (certification des garantie) eindecken. Diese werden vom SO an Erzeuger und Verbraucher mit PSDM, auf Basis ihrer sicher verfügbaren Leistung, ausgegeben. Der Regulator CRE soll demnach jährlich die Strafen der Marktteilnehmer berechnen, welche sich nicht in ausreichendem Maße mit Zertifikaten eindecken. Der Vorschlag zur Implementierung eines solchen Mechanismus wurde im März 2010 im französischen Parlament eingebracht. Nähere Details über die mögliche Ausgestaltung sind bisher noch nicht bekannt (Battle und Rodilla 2010, 7175). Der grundlegende Ansatz des angedachten Konzepts entspricht jenem der Optionskontrakte für sicher verfügbare Leistung, welcher sich derzeit in Griechenland in der Einführungsphase befindet. Eine detaillierte Beschreibung hierzu folgt unter Punkt 8.9.2.4.

### 8.6.3 Bewertung des Ansatzes

Im Folgenden wird eine Bewertung des Ansatzes, auf Basis des theoretischen Konzepts und der praktischen Anwendungsfälle, durchgeführt.

**Vollkostendeckung:** Theoretisch sollte das Konzept der strategischen Reserve allen Erzeugungsunternehmen ermöglichen, ihre Vollkosten zu decken, wenn der Angebotspreis der Kraftwerksreserve hoch genug gewählt wird und diese oft genug zum Einsatz kommt. Die praktische Umsetzung des Konzeptes ist jedoch problematisch. Um die Anlagen einzelner Erzeugungsunternehmen nicht aus dem Markt zu verdrängen, muss der Preis der strategischen Reserve über jenen der letzten regulären Erzeugungseinheit angesetzt werden. In normalen Last- und Erzeugungsfällen kommen die Reservekapazitäten daher nicht zum Einsatz. Erst wenn der Bedarf durch die am Markt verfügbaren Anlagen nicht mehr gedeckt werden kann, setzen die Kraftwerke der strategischen Reserve den Preis. Dies bedeutet, es müssen zwangsläufig Engpasssituationen auftreten, damit der Mechanismus eine Vollkostendeckung gewährleisten und entsprechende Investitionsanreize bereitstellen kann. Auf Grund der langen Vorlaufzeiten der Anlagenerrichtung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft wären langfristige Engpasssituationen die Folge. Werden die Preise der strategischen Reserve, wie im Falle der „Peak Load Arrangements“, mit 0,1 €/MWh nur geringfügig über jene der letzten regulären Erzeugungseinheit gesetzt, so ist diese letzte Erzeugungseinheit und alle anderen Anlagen mit kurzfristigen Grenzkosten auf demselben Niveau, nicht in der Lage, ihre Vollkosten zu decken. Es ist auch zu erwähnen, dass die Menge der strategischen Reserve und damit indirekt deren Einsatzdauer, in einem realen Markt nicht beliebig gewählt werden können. Die Reservekraftwerke werden in einigen Fällen von TSOs betrieben und eingesetzt. Diesen ist es aber auf Grund des Legal Unbundlings nicht erlaubt, als Anlagenbetreiber am Markt aufzutreten. Kommen die Anlagen daher nicht nur in extremen Erzeugungssituationen, sondern regelmäßig zum Einsatz, so ist diese Situation erst rechtlich zu klären. In der praktischen Umsetzung

des Konzeptes gibt es daher wesentliche Probleme. Man kann zudem davon ausgehen, dass der Mechanismus nur den unter Vertrag genommenen Reservekapazitäten eine sichere Vollkostendeckung gewährleistet.

**Langfristige Planungssicherheit:** Die Marktteilnehmer sind in diesem Ansatz, wie im Falle des reinen Energiemarktes, von zufällig auftretenden Preisspitzen abhängig. Für die einzelnen Anbieter am Markt erhöht sich dadurch die Planungssicherheit gegenüber einem reinen Energiemarkt nicht. Lediglich die Anlagenbesitzer, welche ihre Kraftwerke an den SO verleasen, erhalten konstante zusätzliche Erlöse. Der Anteil dieser strategischen Reservekraftwerke ist jedoch in den praktischen Anwendungsfällen gegenüber der gesamt installierten Leistung zu vernachlässigen.

**Zeitgerechte Investitionsanreize:** Wie bereits im Kriterium der Vollkostendeckung erwähnt, handelt es sich bei der strategischen Reserve um einen Notfallmechanismus, der zum Einsatz kommt, wenn die Versorgungssicherheit im System gefährdet ist. Dieses Kriterium wird beispielweise für die Abhaltung eines Ausschreibungsverfahrens in der Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG, Artikel 8, Abs. 2 dezidiert angeführt. Der Mechanismus gewährleistet damit keine vorausschauende Planung durch die einzelnen Marktteilnehmer, sondern entspricht einer korrektiven Maßnahme im Engpassfall durch den Regulator bzw. die zuständige Regulierungsbehörde.

**Ortsgerechte Investitionsanreize:** Wie das Beispiel des französischen Konzepts zeigt, ist der Mechanismus in der Lage, die ortsgerechte Errichtung neuer Erzeugungsanlagen zu fördern. In einem Ausschreibungsverfahren werden normalerweise der geforderte Anlagentyp und auch der Errichtungsstandort genau spezifiziert. Die einzelnen Wettbewerber können dem Auktionator ihre Angebote für die Realisierung des Projektes unterbreiten und dieser entscheidet nach eingehender Prüfung, welcher Bieter den Zuschlag erhält. Auch wenn der Netzbetreiber selbst Neuanlagen errichtet, wie im Falle der „fast disturbance reserve“, ist dieser natürlich in der Lage, über den Errichtungsstandort zu entscheiden.

**Erhöhung der Elastizität der Nachfrage:** Die Beteiligung der Nachfrageseite in Form von PDSM wird unter dem Mechanismus der „Peak Load Arrangements“ explizit gefordert. Auch im Rahmen der Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG, Artikel 8, Abs. 2 werden Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen als mögliche Kapazitätsressourcen eines Ausschreibungsverfahrens angeführt. Der Mechanismus fördert damit die Elastizität der Nachfrage. Nachteilig zu erwähnen ist, dass diese Ressourcen, wie z.B. im Fall der „Peak Load Arrangements“, nur im Falle extremer Knappheitssituationen eingesetzt werden und dem Markt unter normalen Bedingungen nicht zur Verfügung stehen.

**Verursachungsgerechte Verrechnung der Kapazitätskosten:** Die Verrechnung der Kapazitätskosten erfolgt als Preisaufschlag pro gelieferter Energiemenge oder wie im Falle der „Peak Load Arrangements“ über die Einsatzerlöse der Kraftwerke im Engpassfall. Versorgungsunternehmen, welche im Knappheitsfall Energie über die Börse besorgen müssen, tragen in letzterem Fall auch die Kapazitätskosten. Somit ist ein gewisses Maß an Verursachungsgerechtigkeit gegeben. Wird der Bedarf während des Knappheitsfalls jedoch über langfristige Liefergeschäfte abgesichert, so ist dies nicht mehr eindeutig gewährleistet. Im Falle einer Kostenabgeltung über die Netztarife, hängt die Verursachungsgerechtigkeit von der konkreten Ausgestaltung dieser ab. Werden die Kosten, wie in den meisten Fällen rein als Zuschlag pro gelieferter Energiemenge verrechnet, so ist dies nicht im Sinne der klassischen Spitzenlastbeprei-

sung. Eine eindeutige Zuordnung der Kapazitätskosten ist daher nur über einen Leistungspreis möglich, der hier nicht zum Einsatz kommt.

**Verminderung von Preisspitzen:** Die Erlöse der Erzeugungsunternehmen sind im Ansatz der strategischen Reserve nach wie vor von stochastisch auftretenden Preisspitzen abhängig. Die Höhe dieser kann je nach Reservemenge variieren. Dabei gilt, je geringer die Reservemenge desto höher müssen die Preisspitzen sein, um Erzeugungsunternehmen die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten zu ermöglichen. Auf Grund der bereits erwähnten Problematik des Legal Unbundlings kann die Menge jedoch nicht beliebig groß gewählt werden, und die Preisspitzen müssten in den wenigen Einsatzstunden der strategischen Reserve ein äußerst hohes Niveau erreichen. Das Konzept stellt lediglich eine Erweiterung des reinen Energiemarktes dar und ist nicht in der Lage, die Höhe möglicher Preisspitzen signifikant zu verringern.

**Eignung für ein dezentrales System:** Der Mechanismus der strategischen Reserve kann in dezentralen Systemen ohne umfangreiche Änderungen der Marktgestaltung implementiert werden. Das Ausschreibungsverfahren wird zudem von der Europäischen Union explizit als Kapazitätsmechanismus im Engpassfall vorgeschlagen (RL 2009/72/EG, Artikel 8). In zahlreichen europäischen Ländern mit dezentraler Marktstruktur wie Frankreich, Schweden oder Finnland befindet sich der Mechanismus auch seit längerer Zeit in Anwendung.

## 8.7 Operative Reserve

### 8.7.1 Theoretischer Ansatz

Der Kapazitätsmechanismus der operativen Reserve basiert auf einem Konzept von Steven Stoft (2002, 165-173)<sup>192</sup>. In diesem Ansatz kontrahiert der SO neben der herkömmlichen Reserve für Ancillary Services auch Kapazitätsreserven für die langfristige Versorgungssicherheit. Dies kann z.B. auf täglicher Basis erfolgen. Der SO legt vor der Auktion einen maximalen Preis  $p_{OR}$  fest, den er zu zahlen bereit ist. Alle kontrahierten Reserveanlagen erhalten diesen, auch wenn sie nicht produzieren. Die Erzeuger im Markt haben somit prinzipiell die Möglichkeit, ihre Energie am Spotmarkt zu verkaufen oder dem SO als operative Reserve zur Verfügung zu stellen. Auf Grund der begrenzten Zahlungsbereitschaft des SO wird dieser in der Off-Peak Periode mehr Kapazität beschaffen können als in der Peak Periode. Einige Erzeuger werden ihre Ressourcen nämlich während der Hochlastzeit, in Erwartung höherer Preise, am Spotmarkt anbieten. Die operative Reserve steht dem Energiemarkt somit in Zeiten hoher Nachfrage zusätzlich zur Verfügung. Infolge der alternativen Verkaufsmöglichkeit sollen die Erzeuger ihre Kapazitäten der operativen Reserve mit einem Preis  $p_{OR}$ , welchen sie vom SO allenfalls erhalten würden, am Spotmarkt anbieten. Es entsteht dort somit eine Gebotsobergrenze in der Höhe von  $p_{OR}$  (L. de Vries 2004, 115-117). Der wesentliche Unterschied zur vorhin beschriebenen strategischen Reserve besteht darin, dass hier nicht der SO die zusätzlichen Kapazitäten einsetzt, sondern die Erzeuger die Wahl besitzen, ihre Anlagen dem SO bereitzustellen oder am Spotmarkt anzubieten (L. de Vries 2007, 26).

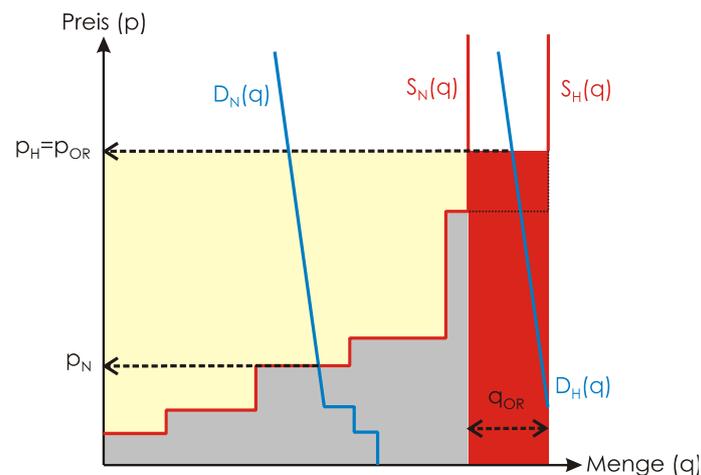


Abbildung 189: Wirkung der operativen Reserve im Energiemarkt, in Anlehnung an (L. de Vries 2004, 116)

Durch den Mechanismus der operativen Reserve kommt es bereits frühzeitig zur Ausbildung von Preisspitzen, da der Spotmarktpreis während der Hochlastzeit nicht durch die variablen Kosten der Erzeugungsanlagen bestimmt wird, sondern durch die Opportunitätskosten  $p_{OR}$  der operativen Reserve. In Abbildung 189 ist dies schematisch dargestellt.  $D_N(q)$  symbolisiert die Nachfrage im Niedriglastfall und  $S_N(q)$  die Angebotskurve während dieser Periode. Auf Grund des geringen erwarteten Marktpreises werden die Erzeuger ihre Kapazitäten  $q_{OR}$  vermehrt dem SO als operative Reserve bereitstellen. Die vom SO unter Vertrag genommene Anlagen stehen dem Energiemarkt nicht zur Verfügung, wodurch es zu einer künstlichen Ver-

<sup>192</sup> siehe auch (Stoft 2003)

knappung des Angebots kommt. Es bildet sich ein Börsenpreis  $p_N$ . In Hochlastzeiten werden einige Erzeuger ihre Kraftwerke nicht dem SO bereitstellen, sondern am Energiemarkt anbieten, da sie erwarten dort höhere Erlöse zu erwirtschaften. Ihr Gebotspreis entspricht den Opportunitätskosten  $p_{OR}$ , wodurch sich eine Angebotskurve  $S_H(q)$  ergibt. Steigt der Bedarf auf das Niveau  $D_H(q)$ , so kommen auch die Anlagen der operativen Reserve zum Einsatz und Preissprünge in der Höhe von  $p_{OR}$  sind die Folge. Es entsteht somit zu Hochlastzeiten eine zwischenzeitliche Preisgrenze von  $p_{OR}$ . Werden alle Kapazitäten der operativen Reserve eingesetzt, so ist es jedoch möglich, dass der Preis noch weiter steigt.

Die Wahl des Preises  $p_{OR}$  und der Menge  $q_{OR}$  beeinflusst die zu erwartenden Erlöse der Erzeugungsunternehmen. Da sich dadurch auch das Investitionsverhalten der Erzeuger ändert, sind die Werte mit Bedacht zu wählen. Generell gilt, je niedriger  $p_{OR}$  gewählt wird, desto größer muss  $q_{OR}$  sein, da die Preissprünge in diesem Fall öfters auftreten müssen, um den Erzeugern einen zusätzlichen Investitionsanreiz bereitzustellen. Im Durchschnitt sollten sich im Konzept der operativen Reserve jedoch die gleichen Erlöse einstellen wie in einem idealen Energiemarkt, da die geringere Höhe der Preissprünge durch das häufigere Auftreten kompensiert wird (L. de Vries 2007, 26).

### 8.7.2 Praktische Umsetzung

Das hier beschriebene theoretische Konzept ist nach derzeitigem Wissensstand in keinem realen Markt implementiert<sup>193</sup>. Kapazitätsmechanismen die diesem Ansatz am Nächsten kommen, sind der vom norwegischen Netzbetreibers Statnett eingesetzte „RKOM“ Markt sowie der Markt für „Operating Reserves“ von PJM. Deren Funktionsweise wird daher im Folgenden kurz erläutert.

#### 8.7.2.1 Anwendungsfall Norwegen (RKOM)

Der norwegische Erzeugungspark ist sehr stark wasserkraftdominiert. Im Jahr 2008 wurde rund 99 % der erzeugten Energie mittels Wasserkraftanlagen bereitgestellt (NVE 2009, 4). Der norwegische Strommarkt wurde zudem bereits im Jahre 1991 als einer der Ersten in Europa liberalisiert. Im Laufe der Zeit folgten auch die Märkte Schweden, Finnland und Dänemark und es kam zur Bildung des gemeinsamen Großhandelsmarktes „Nord Pool“<sup>194</sup>. Dieser organisiert den Spotmarkt „Elspot“, den Intraday-Handel „Elbas“ und den Regelenergiemarkt „RKM“ in den angeführten Ländern. In Norwegen betreibt der TSO „Statnett“ zusätzlich einen Reservekapazitätsmarkt mit der Bezeichnung „Regulerkraftopsjoner-markedet“ (RKOM) (NordREG 2009, 8-9).

#### Ausgestaltung des Mechanismus

Zweck des RKOM ist es, genügend operative Reserve im Markt sicherzustellen. Der TSO Statnett entscheidet wie viel Kapazität für einen bestimmten Zeitraum benötigt wird und holt hierfür Angebote von Erzeugern und Verbrauchern mit der Möglichkeit von PSDM ein. Die Angebote müssen eine Mindestgröße von 25 MW und einen bestimmten Angebotspreis besitzen. Die Preisbildung erfolgt im Rahmen einer wöchentlichen Auktion mittels eines Ein-

---

<sup>193</sup> siehe auch (KEMA 2009, 51)

<sup>194</sup> Dieser wurde mittlerweile in die beiden Teilmärkte „Nord Pool ASA“ (Terminmarkt) und „Nord Pool Spot AS“ (Spotmarkt) aufgeteilt.

heitspreisverfahrens. Diese bedeutet die teuerste akzeptierte Einheit setzt den Preis für alle akzeptierten Angebote. Basierend auf der Netzstruktur und den bekannten Engpässen im System werden drei Gebotszonen unterschieden, für welche jeweils ein eigener Optionspreis ermittelt wird (Statnett 2005, 2-3). Die gelegten Angebote im RKOM Markt müssen sich dabei nicht an den Grenzkosten der Erzeugungsanlagen orientieren, sondern können beliebig gewählt werden.

Allen zugeschlagenen Kapazitäten wird die Pflicht auferlegt, ihre Anlagen im Regelenergiemarkt RKM anzubieten. Dafür müssen diese innerhalb von 15 Minuten verfügbar sein und in ihre Leistung für mindestens eine Stunde bereit stellen können. Dies bedeutet gleichzeitig, dass zumeist Spitzenlastkraftwerke über den RKOM Markt kontrahiert werden. Kommen die Erzeugungsanlagen ihrer Andienungs- oder Lieferverpflichtung nicht nach, so werden entsprechende Strafen verhängt. Im Fall, dass ein Erzeuger im RKM Markt eingesetzt wird, erhält er eine Optionsprämie aus dem RKOM Markt und zusätzlich einen Energiepreis für die Lieferung im RKM Markt (Amundsen und Bergman 2007, 94-95).

### Ergebnisse des Mechanismus

Der Einsatz dieses Mechanismus erfolgt zumeist während der Winterperiode, in den Monaten Oktober bis April sowie in Zeiten erhöhten Verbrauchs (Statnett 2009). Dies unterscheidet den tatsächlichen Mechanismus vom theoretischen Ansatz, in dem die Kraftwerke speziell während der Niedriglastperiode eine Fixkostenabgeltung erhalten sollten<sup>195</sup>. Auf Grund der Spezifikation der teilnahmeberechtigten Anlagen sind Grund- und Mittellastkraftwerke von diesem Mechanismus ausgeschlossen. Dieser sollte primär Spitzenlastkraftwerken eine erhöhte Investitionssicherheit gewährleisten. Auf Grund der kurzfristigen Auktion auf Wochenbasis ist dieser Effekt jedoch gering. In den bisherigen Auktionen war Statnett stets in der Lage, ausreichende Kapazitäten für den Regelenergiemarkt RKM bereit zu stellen. Positiv hervorzuheben ist auch die hohe Beteiligung der Verbraucherseite (Abbildung 190). Die Aufrechterhaltung der langfristigen Versorgungssicherheit ist jedoch nicht primäre Aufgabe des Mechanismus.

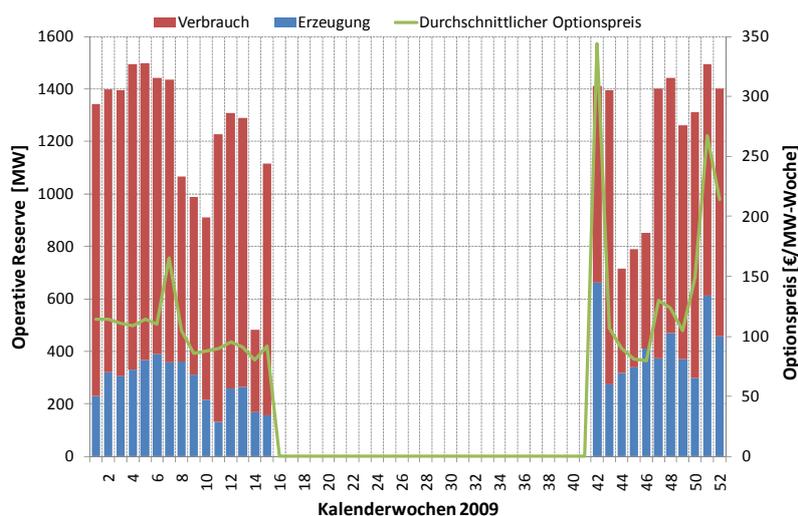


Abbildung 190: Kontrahierte Kapazitäten und Preise in Norwegens RKOM Markt während des Jahres 2009, Quelle (Statnett 2009a)<sup>[196]</sup>

<sup>195</sup> Dieser Mechanismus stellt den Erzeugern somit keine ganzjährige fixe Erlösquelle zur Verfügung.

<sup>196</sup> Durchschnittlicher Umrechnungsfaktor 2009: 1 NOK = 0,1145 Euro (UBC 2010)

### 8.7.2.2 Anwendungsfall PJM (Day Ahead Scheduling Reserve Market)

PJM ist ein regionaler Übertragungsnetzbetreiber (Regional Transmission Organisation, RTO) an der nordamerikanischen Ostküste und organisiert die Erzeugung, Übertragung und den Großhandelsmarkt in seinem Zuständigkeitsbereich. Im Marktgebiet kommen unterschiedliche Kapazitätsmechanismen zur Aufrechterhaltung der kurz- und langfristigen Versorgungssicherheit zum Einsatz. Die kurzfristige Versorgungssicherheit soll mittels des „Day Ahead Scheduling Reserve Market“ (DASRM) sichergestellt werden. Dessen Aufgabe ist es, ausreichend operative Reserven bereitzustellen, um auf etwaige Lastabweichungen oder Betriebsmittelausfälle reagieren zu können. Zur Aufrechterhaltung der langfristigen Versorgungssicherheit kommt das „Reliability Pricing Model“ zum Einsatz, welches unter Punkt 8.8.2.1 ausführlich erläutert wird.

PJM auktioniert die Kapazitäten der operativen Reserve stets gemeinsam mit dem Endkundenbedarf im Day-Ahead Markt. Die benötigte Reservemenge wird dabei einfach als zusätzliche Nachfrage im Markt berücksichtigt und abgegolten, als kämen die Anlagen in vollem Umfang zum Einsatz. Es gab daher lange Zeit kein eigenes Preissignal für Anlagen der operativen Reserve, sondern nur einen einheitlichen Energiepreis für den gesamten Day-Ahead Markt. Dies wurde von der Regulierungsbehörde FERC beanstandet und im Rahmen der Einführung des „Reliability Pricing Model“ auch die Implementierung eines eigenen Marktes für operative Reserve gefordert. PJM setzte diese Anweisung in Form des DASRM um (PJM 2008a, 5-84).

#### Ausgestaltung des Mechanismus

Der DASRM soll die Bereitstellung von Anlagen, die für den Einsatz als 30-Minuten-Reserve in Frage kommen, fördern. Sowohl Erzeugungs- als auch Verbrauchseinheiten sind in diesem Markt teilnahmeberechtigt, sofern sie die entsprechenden Auflagen PJMs erfüllen. Der Mechanismus stellt einen Forward Markt dar und wird zeitgleich mit dem Day-Ahead Energiemarkt abgehalten und optimiert. Die Erlöse der operativen Reserve aus dem Echtzeit-Markt werden den Erlösen aus dem DASRM stündlich gegengerechnet. Damit sollen die Kosten für Seitenzahlungen an die operative Reserve aus dem Echtzeit-Energiemarkt in den DASRM verlagert werden, da einige Erzeuger schon im DASRM einen Zuschlag erhalten haben und über diesen Markt abgegolten werden. Anlagen die als Day-Ahead Scheduling Reserve deklariert werden, nehmen wie andere Erzeugungseinheiten im Energiemarkt teil und regeln ihren Kraftwerkseinsatz gemäß den Anforderungen von PJM. Der Marktpreis ergibt sich auf Grund der Nachfragegebote von Versorgungsunternehmen (LSE) und der Verkaufsgebote von Erzeugern. Die notwendige operative Reserve wird jährlich berechnet und beträgt derzeit 6,88 % der prognostizierten Lastspitze des Folgetages. LSE bekommen die Verpflichtung auferlegt, sich entsprechend ihres Beitrags zur Lastspitze des Folgetages mit Reserveleistung einzudecken. Dies kann mittels Eigenanlagen erfolgen, durch bilaterale Verträge oder Kapazitäten des DASRM. Die Kosten des DASRM werden wiederum allen Kunden im Verhältnis ihrer prognostizierten Lastspitze des Folgestages verrechnet. Für Erzeugungseinheiten besteht eine Angebotspflicht in diesem Markt. Anlagen für Demand Side Management können daran teilnehmen, müssen dies jedoch nicht (PJM 2010, 7-46).

### Ergebnisse des Mechanismus

Die Aufgabe des DASRM liegt im Bereich der kurzfristigen Kapazitätsbeschaffung und nicht in der Aufrechterhaltung der langfristigen Versorgungssicherheit. Die bisherigen Ergebnisse des neu eingeführten Marktes waren jedoch nicht zufriedenstellend. Im Jahr 2009 bildete sich ein durchschnittlicher Marktpreis von 0,05 \$/MWh bzw. wurde in 37 % der Fälle kein Marktpreis erzielt. Zusätzlich zeigte sich eine große Anfälligkeit gegenüber Marktmacht, die von den Erzeugern bisher jedoch noch nicht dazu genutzt werden konnte, die Preise künstlich zu erhöhen. PJMs unabhängige Marktaufsicht „Monitoring Analytics“ empfiehlt dennoch, die Regelauslegung des DASRM neu zu überarbeiten (Monitoring Analytics 2010, 396-398). Auf Grund der geringen ermittelten Preise und der Empfehlung der Marktaufsicht ist davon auszugehen, dass die Ausgestaltung des DASRM in nächster Zeit überarbeitet wird und dieser in der derzeitigen Form nicht in der Lage ist, die Errichtung zusätzlicher Erzeugungskapazitäten zu fördern bzw. Erzeugungsunternehmen eine Deckung ihrer Vollkosten zu ermöglichen.

#### 8.7.3 Bewertung des Ansatzes

Die Bewertung des Ansatzes erfolgt wiederum auf Basis der acht definierten Kriterien.

**Vollkostendeckung:** In der Betrachtung der Vollkostendeckung gilt es zwischen dem theoretischen Modell und den praktischen Anwendungsfällen zu unterscheiden. In der Theorie sollte der Mechanismus der operativen Reserve dazu führen, dass Preissprünge mit geringerer Höhe aber größerer Häufigkeit auftreten. Durch eine sinnvolle Wahl des maximalen Ankaufpreises sollte es zudem möglich sein, dass alle Erzeugungsunternehmen ihre Vollkosten decken können. In den beiden untersuchten Anwendungsfällen des RKOM und DASRM wurde jedoch nicht der maximale Ankaufpreis als fixes Kriterium vorgegeben, sondern die benötigte Reservemenge. Somit besitzen die beiden Marktgestalter Statnett und PJM keinen direkten Einfluss auf den Preis der operativen Reserve und die künstliche Preisobergrenze im Energiemarkt. Eine Deckung der Vollkosten kann in diesem Fall nicht sicher gewährleistet werden.

In Norwegen wird die Kapazitätsreserve zudem einmal wöchentlich auktioniert. Dies bedeutet der Spotmarkt ist dem RKOM nachgelagert. Die Theorie besagt, dass Terminmarktpreise die Erwartungswerte zukünftiger Spotmarktpreise widerspiegeln (Ockenfels, Grimm und Zoetl 2008, 15). Der Kapazitätsreservemarkt ist in diesem Fall ein Terminmarkt und wird somit die Erwartung der Spotmarktpreise widerspiegeln und nicht umgekehrt. Der RKOM Markt ist damit zwar in der Lage das Angebot am Energiemarkt zu verknappen, so dass die Preise frühzeitig steigen, diese werden sich aber nach wie vor an den variablen Brennstoffkosten der Anlagen orientieren, wodurch speziell Spitzenlastkraftwerken die Deckung ihrer Vollkosten nicht gewährleistet werden kann.

Generell ist festzuhalten, dass der Zweck des RKOM Marktes nicht darin liegt, allen Erzeugungsunternehmen eine sichere Deckung ihrer Vollkosten zu ermöglichen, sondern vielmehr darin zusätzliche Kapazitäten für Ancillary Services in Zeiten erhöhten Bedarfs zu beschaffen. Werden diese Anlagen nicht dem Regelenenergiemarkt bereitgestellt, sondern am Spotmarkt angeboten, so stehen dem TSO weniger Kapazitäten zur Ausregelung kurzfristiger Störungen im Netz zur Verfügung. Dies kann in Zeiten erhöhten Bedarfs zu einer Gefährdung der Netzstabilität führen. Ein effektiver Markt für operative Reserve, der die Aufgaben des theoretischen Ansatzes erfüllt, sollte daher zusätzlich zum Energiemarkt und dem bereits bestehenden RKOM Markt implementiert werden. Selbiges gilt für den DASRM, welcher PJM ausreichende Kapazitäten in der Form von 30-Minuten Reserve zur Verfügung stellen sollte.

**Langfristige Planungssicherheit:** Der Kapazitätsmechanismus der operativen Reserve ist jenem der strategischen Reserve sehr ähnlich. In beiden Fällen ist die Wirtschaftlichkeit einer Anlageninvestition von stochastisch auftretenden Preisspitzen abhängig. Daher erhöht sich die langfristige Planungssicherheit gegenüber einem reinen Energiemarkt nur geringfügig. Selbiges gilt für die als operative Reserve unter Vertrag genommenen Anlagen, welche maximal für den Zeitraum einer Woche fixe Erlöse erhalten.

**Zeitgerechte Investitionsanreize:** Durch die künstliche Verknappung des Angebots im Energiemarkt sollte es im dargestellten Konzept bereits frühzeitig zur Ausbildung von Preisspitzen kommen. Im Gegensatz zum Mechanismus der strategischen Reserve setzen jedoch die Anlagen der Marktteilnehmer in Knappheitszeiten den Preis und nicht jene des TSOs. Dadurch ist gewährleistet, dass der Markt selbst noch über ausreichende Kapazitäten verfügt, wenn Knappheitssignale auftreten. Der Mechanismus ist daher prinzipiell in der Lage, zeitgerechte Investitionsanreize zur Verfügung zu stellen. Sind die Preisspitzen aber aus den im Kriterium „Fixkostendeckung“ beschriebenen Gründen zu gering, so bleiben Investitionen trotzdem aus. In der praktischen Umsetzung ist es daher fraglich, ob der Mechanismus in der Lage ist, zeitgerechte Investitionsanreize bereitzustellen.

**Ortsgerechte Investitionsanreize:** Wird ein Markt in mehrere Gebotszonen für operative Reserve unterteilt, so ist der Mechanismus in der Lage, ortsgerechte Investitionsanreize bereitzustellen. Der norwegische TSO Statnett hat in seinem Übertragungsnetz, basierend auf den bekannten Engpässen, drei RKOM-Gebotszonen eingerichtet. In diesen bilden sich, auf Grund des vorhandenen Angebots und der von Statnett festgelegten Nachfrage, unterschiedliche Zonenpreise für operative Reserve und damit auch ortsgerechte Investitionsanreize.

**Erhöhung der Elastizität der Nachfrage:** Operative Reserve kann durch herkömmliche Erzeugungsanlagen, aber auch durch abschaltbare Verbraucher bereitgestellt werden. Wie der RKOM Markt zeigt, ist eine hohe Beteiligung der Verbraucherseite möglich. Besitzen Großverbraucher entsprechende Anlagen, die bei knapper Energieerzeugung abgeschaltet werden können und stellt der Markt für operative Reserve einen entsprechenden preislichen Anreiz bereit, so kann dieser dazu beitragen, dass das PDSM Potential in einem System besser ausgenutzt wird und somit auch die Elastizität der Nachfrage erhöhen.

**Verursachungsgerechte Verrechnung der Kapazitätskosten:** Im Falle der operativen Reserve gilt ähnliches wie im Falle der strategischen Reserve. Versorger und Großverbraucher, welche für den Zeitpunkt der Höchstlast Energie am Markt zukaufen müssen, tragen die erhöhten Energiekosten. Somit ist ein gewisses Maß an Verursachungsgerechtigkeit gegeben. Eine eindeutige Zuordnung ist jedoch nur über einen Leistungspreis gewährleistet.

**Verminderung von Preisspitzen:** Die Kostendeckung der Erzeugungsunternehmen ist in diesem Konzept nach wie vor von stochastisch auftretenden Preisspitzen abhängig. Im theoretischen Ansatz werden diese durch den TSO und seinen maximalen Ankaufspreis für operative Reserve vorgegeben. In der Untersuchung der praktischen Anwendungsfälle zeigte sich jedoch, dass diese nach wie vor durch die kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugungsanlagen bestimmt werden. Es wäre daher wie in einem reinen Energiemarkt noch immer notwendig, dass die Preise im Knappheitsfall über die kurzfristigen Grenzkosten der letzten Erzeugungseinheit ansteigen und ein entsprechend hohes Niveau erreichen, um eine Vollkostendeckung zu gewährleisten. Das Modell der operativen Reserve ist daher nicht in der Lage, zur Verminderung der Preisspitzen beizutragen.

**Eignung für ein dezentrales System:** Der Mechanismus der operativen Reserve ist mit der dezentralen Struktur von Börsenmärkten gut vereinbar und kann ohne große Regelanpassungen implementiert werden. Die Beschaffung kann durch den TSO erfolgen, der auch Auktionen für Ancillary Services abhält. Mit dem RKOM Markt in Norwegen befindet sich der Mechanismus bereits in einem dezentralen System in Anwendung.

## 8.8 Kapazitätsbörse mit künstlicher Nachfragekurve

### 8.8.1 Theoretischer Ansatz

Im Modell der Kapazitätsbörse bestimmt ein zentraler Planer (Independent System Operator, ISO) die notwendige Leistung im System. Er stützt sich hierbei auf Prognoseberechnungen und berücksichtigt gleichzeitig eine bestimmte geforderte Kapazitätsreserve. Den einzelnen Versorgungsunternehmen (Load Serving Entities, LSE) und Großverbrauchern im Markt wird die Pflicht auferlegt, sich entsprechend ihres Beitrags zur Lastspitze mit ausreichender Leistung einzudecken. Dies kann mittels eigener Erzeugungsanlagen, über bilaterale Verträge oder an der Kapazitätsbörse ersteigter Leistung erfolgen. Als Kapazitäten kommen je nach Anwendungsfall, Erzeugungsanlagen, Verbraucher mit der Möglichkeit für PDSM oder auch Leitungsausbauprojekte mit ihrer sicher verfügbaren Leistung in Frage. Die sicher verfügbare Leistung einer Ressource wird dabei durch den ISO bestimmt. Im Markt von PJM ist es notwendig, diese Kapazität bereits drei Jahre im Vorhinein zu beschaffen. Dadurch sollen mögliche Leistungsengpässe bereits frühzeitig aufgezeigt werden und Erzeuger einen eindeutigen Anreiz erhalten, neue Kraftwerke zu errichten bzw. Verbraucher, ihr PDSM Potential auszuschöpfen. In diesem Forward Markt für physische Leistung sind auch noch nicht fertiggestellte Kraftwerke teilnahmeberechtigt, sofern diese nachweisen können, bis zum Versorgungsjahr betriebsbereit zu sein. Wesentlicher Unterschied des Mechanismus gegenüber den bereits dargestellten administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen ist, dass der ISO die geforderte Leistung im System hier dezidiert vorschreibt und der Markt den Preis dafür bestimmt (L. de Vries 2007, 26). Die ermittelten Kapazitätzahlungen sollen den Erzeugern ermöglichen, ihre Vollkosten zu decken und damit einen Anreiz bereitstellen, neue Anlagen zu errichten. Auf Grund der verlagerten Fixkostenabdeckung über den Kapazitätsmarkt ist es möglich, die Preisobergrenze im Energiemarkt zu senken. Diese liegt in den meisten Märkten mit Kapazitätsbörse bei ca. 1.000 \$/MWh (Adib, Schubert und Oren 2008, 332). Dadurch bedingt sollten auch die Energiepreise eine geringere Volatilität aufweisen. Charakteristisch für die hier beschriebenen Kapazitätsbörsen ist der Preisfindungsprozess über eine künstliche gestaltete Nachfragekurve. Diese wird vom ISO vor der ersten Auktion definiert und soll den Erzeugern bei optimaler Kapazität im System eine Deckung ihrer Vollkosten ermöglichen. Die erstatteten Fixkosten orientieren sich am günstigsten zu errichtenden Kraftwerk im System (Cost of New Entry, CONE), welches zumeist einem Gas- bzw. GuD-Kraftwerk entspricht. Die Berechnung der CONE wird in 8.8.2.1 näher beschrieben.

Abbildung 191 stellt die Funktionsweise eines Energiemarktes mit Kapazitätsbörse schematisch dar. Ohne Kapazitätsbörse würde der Markt eine Angebotskurve entsprechend  $S_{E-KM}(q)$  bereitstellen. Zum Zeitpunkt der Höchstlast könnte der Bedarf  $D_{E-H}(q)$  nicht sicher gedeckt werden. Wird eine Kapazitätsbörse eingeführt, so würde sich der Leistungspreis bei suboptimaler Erzeugungskapazität im Schnittpunkt von  $D_{P-KM}(q)$  und  $S_{P-KM}(q)$  bilden. Dieser Preis wird den Anlagenbetreibern für ihre sicher verfügbare Leistung bereitgestellt. Durch diesen finanziellen Anreiz sollten neue Anlagen errichtet werden, sodass im Energiemarkt ein Angebot entsprechend  $S_{E-KM}'(q)$  zur Verfügung steht. Damit ist es möglich, auch den Spitzen-

lastbedarf  $D_{E-H}(q)$  sicher zu decken. Gleichzeitig erhöht sich durch diese zusätzlichen Kapazitäten auch das Angebot im Kapazitätsmarkt, wodurch sich ein Verlauf entsprechend  $S_{P-KM}'(q)$  ergibt. Der Kapazitätspreis bildet sich nun im Schnittpunkt von  $D_{P-KM}(q)$  und  $S_{P-KM}(q)$ . Ist die verfügbare Kapazität groß genug, so fällt der Leistungspreis bis auf einen Wert von Null und es besteht kein Anreiz, zusätzliche Kraftwerke zu errichten. Erst wenn der Bedarf steigt oder Anlagen außer Betrieb gehen, stellt sich wieder ein Kapazitätspreis ungleich Null ein und es besteht wieder ein Anreiz, neue Kraftwerke zu errichten. Auf Grund der Tatsache, dass die Fixkosten über die Kapazitätsbörse abgedeckt werden sollen, kann die Preisobergrenze im Energiemarkt auf  $p_{CAP}$  reduziert werden. Um eine Überfinanzierung der Anlagen zu vermeiden, sollten sinnvollerweise die im Energie- und Ancillary Service Markt erwirtschafteten Deckungsbeiträge von den im Kapazitätsmarkt ermittelten Fixkostenzahlungen in Abzug gebracht werden.

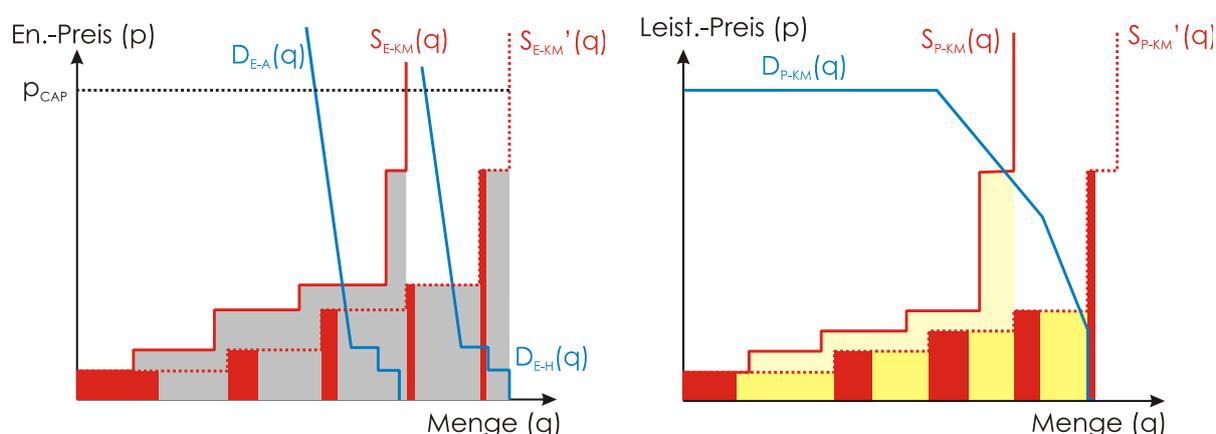


Abbildung 191: Darstellung der Wirkungsweise eines Kapazitätsmarktes (rechts) auf einen Energiemarkt (links), in Anlehnung an (L. de Vries 2004, 120)

### 8.8.2 Praktische Umsetzung

Wettbewerbliche Kapazitätsbörsen mit künstlicher Nachfragekurve werden vor allem in den nordamerikanischen Märkten von PJM und New York ISO (NYISO) eingesetzt (The Brattle Group 2009, 8). Diese Modelle unterscheiden sich im Wesentlichen auf Grund der Vorlaufzeit der Kapazitätsbeschaffung. Während im Ansatz von PJM die Eindeckung mit sicher verfügbarer Leistung bereits drei Jahre vor dem Ausführungsjahr erfolgen muss, ist dies bei NYISO bis zu drei Tage vor der Bereitstellung möglich. Ein ähnliches Modell kommt auch im australischen „Wholesale Electricity Market“ (WEM) zum Einsatz. Die Versorgungsunternehmen und Großverbraucher müssen sich hier zwei Jahre vor der Bereitstellung mit ausreichenden Kapazitäten eindecken. Diese sollten vorwiegend bilateral gehandelt werden. Ist es möglich, den Kapazitätsbedarf auf diese Weise zu decken, so wird der Preis über eine künstliche Nachfragekurve, in Anlehnung an das Konzept von PJM und NYISO, bestimmt. Sind zusätzliche Kapazitäten notwendig, so erfolgt eine Auktion auf Basis eines Einheitspreisverfahrens.

Die Märkte New England, Kolumbien, Brasilien und Griechenland verfolgen vom Prinzip her ähnliche Ansätze der Kapazitätsbeschaffung. Auch hier wird eine ausreichende Eindeckung der Versorger an einer zentral organisierten Kapazitätsbörse gefordert. Der Unterschied der in diesen Märkten verwendeten Konzepte liegt darin, dass dort sogenannte Optionskontrakte zum Einsatz kommen, welche ausgeführt werden, wenn ein vorher definierter Ausführungs-

preis im Energiemarkt überschritten wird. Diese Ansätze werden unter dem Sammelbegriff „Kapazitätsoptionen“ zusammengefasst und in Kapitel 8.9 erläutert.

Das im System von PJM verwendete Kapazitätsbörsenkonzept mit der Bezeichnung „Reliability Pricing Model“ (RPM) gilt für viele Märkte als richtungsweisend und wird daher im Folgenden besonders ausführlich dargestellt und untersucht<sup>197</sup>. Im Anschluss daran werden auch die wesentlichsten Elemente des „Installed Capacity Market“ (ICAP Market) von NYISO und des „Forward Capacity Market“ im australischen WEM erläutert.

### 8.8.2.1 Anwendungsfall PJM (Reliability Pricing Model)

Wie bereits in der Darstellung des „Day-Ahead Scheduling Reserve Markt“ (DASRM) kurz angeführt, ist PJM ein regionaler Übertragungsnetzbetreiber (Regional Transmission Organization, RTO) an der Ostküste Nordamerikas und organisiert die Erzeugung, Übertragung und den Großhandelsmarkt in seinem Versorgungsgebiet. Der Kraftwerkpark verfügt über eine installierte Leistung von 167 GW. Mehr als 75 % davon werden aus fossilen Erzeugungsanlagen bereitgestellt (Rosellón, Myslíková und Zenón 2010, 4). Die maximale Jahreslast tritt während der Sommermonate auf und betrug im Jahr 2009 ca. 127 GW (FERC 2010e). Im Energiemarkt wird das Konzept des „Locational Marginal Pricing“ (LMP) angewendet, bei dem jedem relevanten Netzknoten im System ein eigener Preis zugewiesen wird.

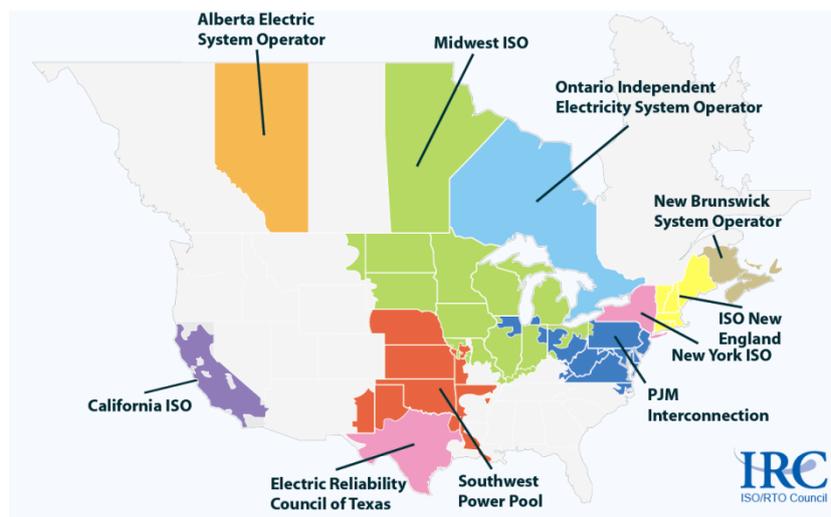


Abbildung 192: ISOs und RTOs in Nordamerika, Quelle (ISO/TRO Council 2007, 2)

Als langfristiger Kapazitätsmechanismus kommt das sogenannte „Reliability Pricing Model“ (RPM) zum Einsatz. Das RPM wurde mit 1.7.2007 eingeführt und ersetzte das vorher verwendete „Capacity Credits Model“ (CCM), welches nicht den gewünschten Effekt erzielte<sup>198</sup>. Im Markt von PJM müssen sich Versorgungsunternehmen, neben ausreichend elektrischer Energie, auch mit der notwendigen Leistung eindecken, um den Beitrag ihrer Kunden zur Spitzenlast im System abdecken zu können. Die erforderlichen Mengen werden drei Jahre im Vorhinein bestimmt. Die Energieversorger haben die Pflicht, bereits zu diesem Zeitpunkt sicherzustellen, dass sie im Ausführungsjahr über die notwendigen Erzeugungskapazitäten ver-

<sup>197</sup> Die Ausführungen entsprechen jenen der Arbeit von Süßenbacher, Schwaiger und Stigler (2010).

<sup>198</sup> Die Regulierungsbehörde FERC bezeichnete das CCM als ungerecht und nicht zumutbar (FERC 2006, 2).

fügen. Die Koordinierung des Kapazitätsmarktes erfolgt über das RPM. Die wesentlichen Ziele dieses Mechanismus sind:

- ausreichende Erzeugungskapazitäten im System sicherzustellen<sup>199</sup>,
- den Erzeugungsunternehmen die Erwirtschaftung ihrer Fixkosten zu ermöglichen,
- durch ein langfristiges Preissignal Erzeugungsunternehmen mehr Investitionssicherheit zu gewährleisten.

### Versorgungssicherheit und Kapazitätsanforderung

Um den notwendigen Kapazitätsbedarf im Versorgungsgebiet in drei Jahren zu ermitteln, werden von PJM Lastprognosen durchgeführt. Daraus ergeben sich die Kapazitätsanforderungen an die einzelnen Versorgungsunternehmen im System. Es wird von PJM gefordert, dass die Jahresspitzenlast im System, inklusive einer definierten Erzeugungsreserve (Installed Reserve Margin, IRM), durch den Kraftwerkspark gedeckt werden kann. Der Wert der installierten Reserve wurde zum Zeitpunkt der Einführung des RPM im Jahr 2007 mit 15% angenommen und wird ab dem 2010 auf 15,5% gesteigert<sup>200</sup>. Der Leistungswert, den ein Kraftwerk an der Kapazitätsbörse anbieten kann, richtet sich nicht nach der installierten Leistung (Installed Capacity, ICAP), sondern nach der tatsächlich verfügbaren Leistung (Unforced Capacity, UCAP) der Anlagen. Diese wird aus den historischen Einsatzdaten der letzten fünf Jahre bestimmt und in der „Equivalent Demand Forced Outage Rate“ (EFORd) berücksichtigt. Es gilt:

$$UCAP = ICAP * (1 - EFORd) \quad (8-5)$$

mit:

UCAP .....sicher verfügbare Leistung      ICAP ..... installierte Leistung  
EFORd .....Ausfallsrate

Der EFORd Faktor gibt an, wie oft eine Erzeugungsanlage auf Grund von Störungen in der Vergangenheit nicht verfügbar war, wenn sie in Betrieb hätte sein müssen und wird von PJM in der Kraftwerksdatenbank eGADS<sup>201</sup> gespeichert (PJM 2009, 22-23).

Wie viele andere Systembetreiber im nordamerikanischen Raum hat sich auch PJM zur Einhaltung des von der Zuverlässigkeitsorganisation NERC (North American Electric Reliability Corporation) vorgegebenen Versorgungssicherheitskriteriums verpflichtet. Dieses erlaubt in einem Versorgungsgebiet eine maximale Ausfallswahrscheinlichkeit von einem Tag in zehn Jahren. Die notwendigen Erzeugungskapazitäten im System zur Einhaltung dieses Kriteriums in ICAP- und UCAP-Werten errechnen sich wie folgt:

$$ICAP_{Reliability} = P_{Peak} * (1 + IRM) \quad (8-6)$$

---

<sup>199</sup> Die Ausfallswahrscheinlichkeit soll auf ein Ereignis in zehn Jahren begrenzt werden (PJM 2009, 7).

<sup>200</sup> Der Wert IRM gibt an, um wie viel Prozent die installierte Kraftwerksleistung im System über der Jahresspitzenleistung liegen soll.

<sup>201</sup> Generator Availability Data System

$$UCAP_{\text{Reliability}} = P_{\text{Peak}} * (1 + \text{IRM}) * (1 - \text{PoolWideAverageEFORd}) \quad (8-7)$$

mit:

$ICAP_{\text{Reliability}}$  ..... installierte Leistung notwendig für die Versorgungssicherheit

$UCAP_{\text{Reliability}}$  ..... verfügbare Leistung notwendig für die Versorgungssicherheit

$P_{\text{Peak}}$  ..... prognostizierte Spitzenlast im Versorgungsgebiet

IRM ..... Reserve an installierter Leistung

PoolWideAverageEFORd ..... durchschnittliche Ausfallsrate im Versorgungsgebiet

### Lokale Versorgungsgebiete (Locational Deliverability Areas, LDA)

Im Marktgebiet von PJM gibt es einige Versorgungsbereiche, in denen Netzengpässe existieren. Diese beschränken den Leistungstransport innerhalb des Netzgebietes. Um zu gewährleisten, dass Erzeugungsanlagen in den Bereichen mit Leitungsempässen und Erzeugungsmangel errichtet werden, hat PJM sogenannte „Locational Deliverability Areas“ (LDAs) definiert. Jede dieser LDAs verfügt über eine eigene Versteigerung, deren Marktpreis die Knappheit an verfügbarer Leistung im Netzbereich aufzeigt. Dieser Preis sollte für Erzeugungsunternehmen einen Anreiz darstellen, in diesem Versorgungsgebiet neue Anlagen zu errichten bzw. ältere länger in Betrieb zu halten. In der Einführungsphase wurde das Versorgungsgebiet von PJM in drei LDAs unterteilt, um das Konzept auf seine praktische Umsetzbarkeit zu untersuchen (Abbildung 193, links). Mittlerweile wurde das System auf 23 LDAs<sup>202</sup> erweitert (Abbildung 193, rechts). Eine zusätzliche 24. Region wird demnächst, nach Zustimmung der Regulierungsbehörde FERC, implementiert (PJM 2010b, 19).

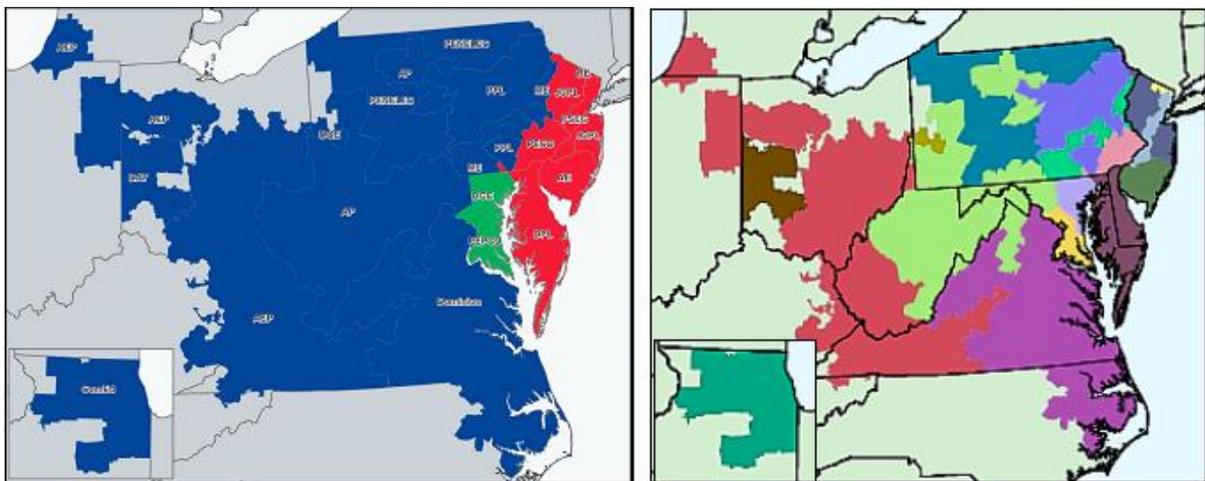


Abbildung 193: Die drei LDAs im Versorgungsgebiet von PJM während der Einführungsphase (links) und die derzeitigen 23 LDAs (rechts), Quelle (Sener und Kimball 2007, 45)

<sup>202</sup> Die 23 Zonen sind die Gebiete von AE, AEP, APS, BGE, ComEd, Dayton, DLCO, Dominion, DPL, JCPL, MetEd, PECO, Penelec, PEPCO, PPL, PSEG, Mid-Atlantic Area Council (MAAC), Zusammenschluss von Comed – AEP – Dayton – APS – Duquense, Eastern MAAC (PSE&G, JCP&L, PECO, AE, DPL & RECO), Southwestern MAAC (PEPCO, BG&E), Western MAAC (Penelec, MetEd, PPL), PSEG northern region und DPL southern region (PJM 2007, 19).

### Teilnahmeberechtigte Kapazitäten im RPM

Im „Reliability Pricing Model“ können vier verschiedene Arten von Kapazitäten angeboten werden. Dies sind neben herkömmlichen Erzeugungsanlagen auch Maßnahmen für Lastmanagement und Energieeffizienz sowie der Ausbau von Übertragungsleitungen.

#### Erzeugungsanlagen

Alle bestehenden Anlagen im Netzgebiet von PJM sind berechtigt am Kapazitätsmarkt teilzunehmen. Kraftwerke außerhalb des Versorgungsgebietes können dann angeboten werden, wenn die notwendigen Leitungsübertragungsrechte vorhanden sind. Auch geplante Anlagen sind teilnahmeberechtigt, sofern diese spätestens mit Beginn des Versorgungsjahres in Betrieb gehen. Sie erhalten einen für drei Jahre garantierten Kapazitätspreis<sup>203</sup> (PJM 2009, 5).

Dargebotsabhängige Ressourcen, wie Laufwasserkraft, Windkraft oder Photovoltaik, dürfen auch an der Versteigerung der Kapazitätsbörse teilnehmen. Die tatsächlich verfügbare Leistung (UCAP) dieser Anlagen richtet sich nach der geringsten dauernd verfügbaren Leistung während der Sommermonate. Diese wird stündlich bewertet und ein Mittelwert über die Sommerperiode gebildet. Bei Anlagen mit einer Betriebszeit von mehr als drei Jahren wird die UCAP der letzten drei Jahre ermittelt bzw. bei neueren Anlagen ein typspezifischer UCAP-Wert herangezogen (PJM 2010c, 17-19).

#### Lastmanagement

Lastmanagement Produkte können als „Direct Load Control“ (DLC), „Guaranteed Load Drop“ (GLD) oder „Firm Service Level“ (FSL) angeboten werden. Bei DLC garantiert man PJM direkten Zugriff auf die Steuerung des Load Management Prozesses (z.B. Abschaltung von Verbrauchern über Rundsteuerung). Bei einem Angebot als GLD garantiert der Bereitsteller eine Lastreduktion um einen bestimmten Wert, bei FSL die Lastreduktion auf einen bestimmten Wert.

Bis zum Versorgungsjahr 2012/2013 können diese Load Management Produkte auch noch als „Interruptible Load for Reliability“ (ILR) oder „Demand Resource“ (DR) angeboten werden. Um Load Management als DR anbieten zu können, benötigt man ein Load Management Zertifikat. Dieses bestätigt, dass PJM bis zu 10 Abschaltungen pro Jahr, mit maximaler Dauer von 6 Stunden, durchführen darf. DR Kapazitäten dürfen an der Kapazitätsbörse teilnehmen und erhalten den dort ermittelten Preis. ILR Ressourcen dürfen dies nicht und erhalten einen separat für jede LDA ermittelten ILR Preis (PJM 2009, 28-34).

#### Energieeffizienz

Ab dem Versorgungsjahr 2012/2013 kann auch die Leistungsminderung durch Energieeffizienzmaßnahmen an der Kapazitätsbörse angeboten werden. Darunter sind Maßnahmen, wie der Einsatz von sparsameren Betriebsmitteln oder die Umsetzung von effizienteren Produktionsprozessen, zu verstehen. Die dadurch eingesparte Leistung kann bis zu vier Jahre an der Kapazitätsbörse angeboten werden (PJM 2009, 35-37).

#### Ausbau von Übertragungsleitungen (Qualified Transmission Upgrade, QTU)

Neue Übertragungsleitungen, welche die Importleistung in ein engpassbehaftetes Gebiet erhöhen, dürfen auch an der Kapazitätsbörse teilnehmen. Sie erhalten Zahlungen in Höhe von:

---

<sup>203</sup> Dieser wird als „New Entry Price“ bezeichnet.

Zahlungen  $QTU = \text{Preisunterschied zwischen LDAs} * \text{zusätzlich importierte Leistung}$  (8-8)

QTUs können solange an der Kapazitätsbörse teilnehmen, bis kein Preisunterschied mehr zwischen den LDAs besteht (PJM 2009, 37-38).

### **Möglichkeiten der Kapazitätsbeschaffung**

Versorgungsunternehmen (Load Serving Entities, LSE) müssen sich mit ausreichend Kapazitäten eindecken und besitzen verschiedene Möglichkeiten, diese zu besorgen. Die einfachste Variante ist die Deckung mittels eigener Erzeugungsanlagen. Dafür müssen die Kraftwerke und deren installierte Leistung PJM bekanntgegeben werden.

Eine andere Möglichkeit der Kapazitätsbeschaffung ist der Abschluss von bilateralen Verträgen mit Erzeugungsunternehmen. Auch hierfür muss das Kraftwerk und seine Kapazität genau spezifiziert werden. Beim Abschluss eines Vertrages mit einem externen Unternehmen müssen auch die entsprechenden gesicherten Leitungsübertragungsrechte vorhanden sein. Eigenerzeugungsanlagen und bilaterale Verträge werden als Angebot mit einem Preis von Null an der Kapazitätsbörse berücksichtigt (Sener und Kimball 2007, 43). Die Versorgungsunternehmen müssen trotzdem den Marktpreis der Kapazitätsbörse bezahlen und die Besitzer der Anlagen erhalten diesen.

Versorgungsunternehmen die ihren Kapazitätsbedarf nicht durch eigene Anlagen oder bilaterale Verträge decken können, bekommen von PJM mittels RPM beschaffte Kapazitäten zugeteilt.

Alternativ zur Teilnahme am RPM können Unternehmen auch die Variante des „Fixed Resource Requirement“ (FRR) wählen. Entscheidet sich ein Unternehmen dazu, so nimmt es nicht mehr an der Kapazitätsbörse teil, muss aber PJM jedes Versorgungsjahr einen Plan vorlegen, wie die Kapazitätsanforderungen erfüllt werden können. Die minimale Zeitdauer der Teilnahme am FRR beträgt fünf aufeinanderfolgende Jahre. Innerhalb der ersten vier Jahre nach der Einführung des RPM wurde ca. 15% der gesamten Erzeugungskapazität mittels FRR gedeckt (LECG 2008, 25-26).

### **Die Auktionsmechanismen im RPM**

Das RPM sieht maximal vier Auktionen für jede LDA vor. Die erste Auktion bildet die „Base Residual Auction“ (BRA), welche drei Jahre vor dem Ausführungsjahr abgehalten wird, gefolgt von bis zu drei „Incremental Auctions“ (IA).

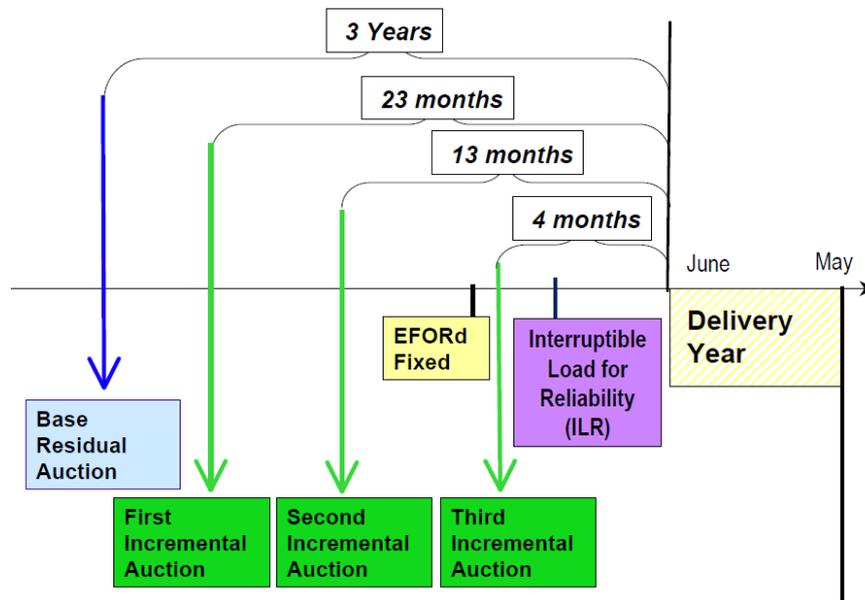


Abbildung 194: Zeitlicher Verlauf der Auktionen im RPM, Quelle (PJM 2009b, 9)

Die Base Residual Auction (BRA)

Versorgungsunternehmen welche ihren Kapazitätsbedarf nicht selbst oder durch bilaterale Verträge decken können, bekommen die benötigte Leistung in der BRA zugeteilt. Erzeugungsunternehmen müssen ihre Kraftwerke in der BRA anbieten, um in weiterer Folge auch an den IA teilnehmen zu dürfen. Ist dies nicht der Fall, so verlieren die Erzeugungsunternehmen jeglichen Zahlungsanspruch für das Ausführungsjahr. Kapazitätsangebote die nicht für ein ganzes Jahr garantiert werden können, werden ebenfalls vom RPM ausgeschlossen.

Die Preisfindung in dieser BRA erfolgt mit Hilfe einer künstlich ermittelten, fallenden Nachfragekurve, der „Variable Resource Requirement“-Kurve (VRR)<sup>204</sup>.

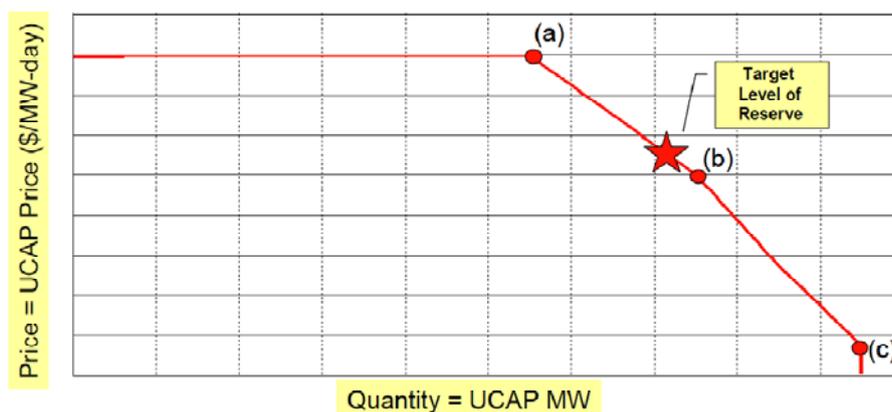


Abbildung 195: Schematische Darstellung der VRR-Kurve, Quelle (PJM 2009, 19)

Der Verlauf dieser Kurve ergibt sich aus drei speziellen Punkten, welche wie folgt ermittelt werden<sup>205</sup>:

<sup>204</sup> Der Verlauf dieser Kurve geht auf Benjamin F. Hobbs zurück und sollte die Preisvolatilität und den Anreiz zur Rückhaltung von Erzeugungskapazitäten minimieren (The Brattle Group 2008, 44).

<sup>205</sup> Die ermittelten Preise entspricht den UCAP-Preisen und die ermittelten Mengen UCAP-Mengen.

$$\text{Punkt (a): Preis} = \frac{1,5 * (\text{CONE} - \text{E\&AS})}{1 - \text{PoolWideEFORd}} \quad \text{Menge} = \text{RelReq} * \frac{(100\% + \text{IRM} - 3\%)}{100\% + \text{IRM}} - \text{STRPT} \quad (8-9)$$

$$\text{Punkt (b): Preis} = \frac{1,0 * (\text{CONE} - \text{E\&AS})}{1 - \text{PoolWideEFORd}} \quad \text{Menge} = \text{RelReq} * \frac{(100\% + \text{IRM} + 1\%)}{100\% + \text{IRM}} - \text{STRPT} \quad (8-10)$$

$$\text{Punkt (c): Preis} = \frac{0,2 * (\text{CONE} - \text{E\&AS})}{1 - \text{PoolWideEFORd}} \quad \text{Menge} = \text{RelReq} * \frac{(100\% + \text{IRM} + 5\%)}{100\% + \text{IRM}} - \text{STRPT} \quad (8-11)$$

$$\text{RelReq} = P_{\text{Peak}} * (1 + \text{IRM}) * (1 - \text{PoolWideAverageEFORd}) - \sum \text{UCAP}_{\text{FRR}} \quad (8-12)$$

mit:

CONE..... Fixkosten eines neuen Kraftwerks

E&AS ..... Deckungsbeiträge aus dem Energie- und Ancillary Service Markt

PoolWideEFORd..... Ausfallsrate im Versorgungsgebiet

RelReq..... Zuverlässigkeitskriterium in der PJM Region

IRM ..... Reserve an installierter Leistung

STRPT ..... kurzfristig in den „Incremental Auctions“ zu beschaffende Kapazität<sup>206</sup>

P<sub>Peak</sub> ..... prognostizierte Spitzenlast in drei Jahren

UCAP<sub>FRR</sub> ..... notwendige verfügbare Leistung der Unternehmen die FRR wählen

Die „Costs of New Entry“ (CONE) stellen die jährlichen annuitätischen Fixkosten des günstigsten zu errichtenden Kraftwerks in einem lokalen Versorgungsgebiet (LDA) dar<sup>207</sup>. Diese werden unter der Annahme der Parameter in Tabelle 25, aus den Kapitalkosten, fixen jährlichen Betriebs- und Wartungskosten sowie einer garantierten Eigenkapitalverzinsung für ein Gaskraftwerk bzw. ein Gas- und Dampfkraftwerk, bestimmt.

Kraftwerksbeschreibung		
Kraftwerkstyp	Gas- und Dampfkraftwerk	Gaskraftwerk
Turbinenmodell	GE Frame 7 FA	GE Frame 7 FA
Installierte Leistung	600,9 MW	336,066 MW
Finanzielle Annahmen		
Eigenkapitalanteil	50 %	50 %
Fremdkapitalanteil	50 %	50 %
Darlehenslaufzeit	20 Jahre	20 Jahre
Kraftwerkslebensdauer	20 Jahre	20 Jahre
Fremdkapitalzinssatz	7 % p.a.	7 % p.a.
Eigenkapitalzinssatz	12 % p.a.	12 % p.a.
Inflation	2,5 % p.a.	2,5 % p.a.
Abschreibungsdauer	20 Jahre	15 Jahre

Tabelle 25: Annahmen zur Berechnung des CONE in PJM, Quelle Gas- und Dampfkraftwerke (Pasteris Energy 2008a, 7), Quelle Gaskraftwerk (Pasteris Energy 2008, 6)

<sup>206</sup> max. 2,5 % der notwendigen Kapazität sollte auf diese Weise besorgt werden (PJM 2009, 5)

<sup>207</sup> in ICAP-Werten

Von diesem CONE-Wert werden die erwarteten Deckungsbeiträge aus dem Energie- und Ancillary-Service Markt abgezogen<sup>208</sup>, um den sogenannten „NetCONE“ zu erhalten. Das Kraftwerk mit dem geringsten NetCONE setzt den CONE für ein Versorgungsgebiet (LDA).

Das Reliability Requirement stellt die notwendige Menge an UCAP-Kapazität dar, um die Ausfallswahrscheinlichkeit auf ein Ereignis in zehn Jahren zu begrenzen.

Der Verlauf der Nachfragekurve ist so definiert, dass bei einer Kapazitätsreserve von 15% an installierter Leistung die Erlöse aus dem Energie-, Ancillary-Service und Kapazitätsmarkt die Vollkosten eines neuen Gaskraftwerkes decken sollen (Sener und Kimball 2007, 46). Punkt (a) liegt bei einer installierten Leistung die 112%<sup>209</sup> der Spitzenlast entspricht. Da dieser Wert geringer ist als die geforderte Reserveleistung von 15%, steigt der Kapazitätspreis auf den 1,5-fachen NetCONE an. Dies soll Erzeugungsunternehmen einen Anreiz geben, neue Anlagen zu errichten, um die installierte Leistung zu erhöhen. Punkt (b) liegt bei einer installierten Leistung von 116% der Spitzenlast und somit bei einer Kapazitätsreserve von 15%<sup>210</sup>. Hier entspricht der Kapazitätspreis exakt dem NetCONE. In diesem Fall sollen die Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt die Vollkosten eines neuen Gaskraftwerkes genau decken. Im Punkt (c) verfügt der Markt über eine installierte Leistung von 120% der Spitzenlast<sup>211</sup>. In diesem Punkt ist genügend Kraftwerksleistung verfügbar und der Marktpreis entspricht maximal dem 0,2-fachen NetCONE.

Anbieter von Erzeugungskapazitäten können bis zu 11 verschiedene Blockgebote in die BRA einstellen. Diese sind mit einer Angebotsobergrenze versehen, die sich aus der „Avoidable Cost Rate“ (ACR), abzüglich der prognostizierten Einnahmen aus dem PJM Markt (Projected PJM Market Revenues), zusammensetzt.

$$\text{Gebotsobergrenze pro Einheit} = \text{Avoidable Cost Rate} - \text{Projected PJM Market Revenues} \quad (8-13)$$

Die Berechnung der ACR erfolgt in zwei Schritten. Zuerst werden die jährlichen Fixkosten eines Kraftwerkes berechnet und diese anschließend in „vermeidbare“ und „unvermeidbare“ Kosten aufgeteilt. Zu den vermeidbaren jährlichen Fixkosten wird zusätzlich noch die garantierte Eigenkapitalverzinsung hinzugezählt und dieser Wert durch die Leistung des Kraftwerkes dividiert, um die ACR der Anlage zu erhalten. Diese vermeidbaren Kosten beinhalten Positionen, wie z.B. administrative Ausgaben, Wartungsausgaben oder Ausgaben für Lizenzen und Versicherung und würden dem Anlagenbetreiber entfallen, wenn er das Kraftwerk für ein Jahr stilllegt. Die Anlageneigentümer besitzen zwei Möglichkeiten, die ACR ihrer Anlage zu ermitteln. Man kann die Höhe der ACR von PJM durch ein Standardkraftwerk des gleichen Typs bestimmen lassen oder eine konkrete Berechnung für die Anlage durchführen.

---

<sup>208</sup> PJM zieht hierfür den durchschnittlichen Erlös einer Gasturbine während der letzten drei Jahre heran (PJM 2009, 145).

<sup>209</sup> Eine installierte Leistung von 112% der Spitzenlast entspricht einer Reserve von 11% ICAP und 97% der geforderten UCAP-Leistung.

<sup>210</sup> Eine installierte Leistung von 116% der Spitzenlast entspricht einer Reserve von 15% ICAP und 101% der geforderten UCAP-Leistung.

<sup>211</sup> Eine installierte Leistung von 120% der Spitzenlast entspricht einer Reserve von 19% ICAP und 104% der geforderten UCAP-Leistung.

### Die Incremental Auctions (IA)

Nach der „Base Residual Auction“ (BRA) folgen bis zu drei „Incremental Auctions“ (IA), um eventuelle Änderungen in der Erzeugung oder im Verbrauch auszugleichen.

Die erste IA findet 23 Monate, die dritte IA vier Monate vor dem Ausführungsjahr statt. Diese beiden Auktionen besitzen den Zweck, Kapazitätsmangel auf Grund von ungeplanten Kraftwerksstilllegungen, nicht fristgerechten Fertigstellungen neuer Anlagen sowie aus anderen Gründen nicht verfügbarer Erzeugungskapazität auszugleichen. Die Nachfragekurve ergibt sich aus den Geboten der Versorgungsunternehmen und wird nicht wie in der BRA von PJM vorgegeben.

15 Monate vor dem Ausführungsjahr wird eine Lastprognose durchgeführt. Sollte die Kapazitätsanforderung um mehr als 100 MW gestiegen sein, so wird zwei Monate später eine zweite IA durchgeführt. In dieser wird die Nachfragekurve wieder von PJM vorgegeben. Die auktionierte Leistung wird an die Versorgungsunternehmen weitergeben.

Die endgültigen Kapazitätspreise je Zone ergeben sich nach der Anpassung der zweiten IA.

### Kapazitätsverpflichtung je Versorgungsunternehmen (LSE)

Im Rahmen der BRA und der zweiten IA<sup>212</sup> wird der Kapazitätsbedarf<sup>213</sup> des gesamten Versorgungsgebietes von PJM ermittelt, um die notwendige Versorgungssicherheit zu erreichen. Die mittels FRR gedeckte Kapazitätsmenge wird dabei nicht berücksichtigt. Die Versorgungsunternehmen besitzen eine tägliche Verpflichtung, ihren Kapazitätsbedarf in einem Versorgungsjahr zu decken. Die Kosten für die Kapazitätsbeschaffung wird den Versorgungsunternehmen, in Form der „Locational Reliability Charge“, verrechnet. Die Kapazitätsverpflichtung eines Versorgungsunternehmens wird auf Grund des Beitrags seiner Kunden zur Spitzenlast bestimmt. Hierfür wird durch die Verteilernetzbetreiber (Electric Distribution Company, EDC) die stündlich gemessene Last der LSE im Vorjahr untersucht. Der Durchschnitt der fünf höchsten Werte in der Sommerperiode stellt den Anteil der zu beschaffenden Kapazität für das gesamte Versorgungsjahr dar. In Gebieten mit offenem Endkundenmarkt wird der Kapazitätsbedarf der Versorgungsunternehmen täglich angepasst, um einen möglichen Kundenwechsel zu berücksichtigen. Die Endkunden nehmen dabei ihren Beitrag zur Sommerspitze, in Form von „Capacity Tickets“, zum neuen Versorger mit (PJM 2009c, 7-16).

### New Entry Pricing

Das New Entry Pricing im RPM sollte für neue Anlagen einen besonderen Anreiz darstellen. Der Kapazitätspreis der ersten BRA wird von PJM für insgesamt drei Jahre garantiert. Im zweiten und dritten Jahr wird die Kapazität zum garantierten Preis oder zu 90% des aktuellen CONE in die Auktion eingegeben, je nachdem welcher Wert niedriger ist. Im Falle eines niedrigeren Marktpreises wird die Differenz zum ersten Jahr von PJM ausbezahlt. Alle anderen Ressourcen erhalten den normalen Kapazitätspreis (PJM 2009, 60-61).

---

<sup>212</sup> Ab dem Versorgungsjahr 2012/2013 erfolgt die Ermittlung des Kapazitätsbedarfs unter Berücksichtigung der BRA und aller Incremental Auctions.

<sup>213</sup> In UCAP-Menge

### Strafzahlungen

Die Nichteinhaltung der garantierten Verfügbarkeit kann zu folgenden Strafzahlungen führen:

- Peak-Hour Period Availability Charge: Diese Strafe ist zu entrichten, wenn der Erzeuger zur Spitzenlastzeit die garantierte Leistung nicht bereitstellen kann.
- Capacity Resource Deficiency Charge: Ist zu entrichten, wenn der Erzeuger die garantierte Leistung zu einem anderen Zeitpunkt nicht bereitstellen kann.
- Transmission Upgrade Delay Charge: Diese muss entrichtet werden, wenn es bei einem Leitungsbauprojekt zu zeitlichen Verzögerungen kommt.
- Generation Resource Rating Test Failure Charge: Erzeuger die weniger installierte Leistung zur Verfügung stellen können als garantiert, zahlen diese Strafe.
- Peak Season Maintenance Compliance Penalty Charge: Diese Strafzahlung ist fällig, wenn eine Erzeugungseinheit auf Grund einer Wartung oder einem geplanten Stillstand der PJM nicht mitgeteilt wurde, während bestimmter definierter Spitzenwochen nicht zur Verfügung steht.
- Demand Resource and ILR Under Compliance Penalty Charge: Anbieter die Lastmanagementeinheiten zur Verfügung stellen und die vereinbarten Mengen nicht liefern können, haben auch Strafzahlungen zu leisten. Diese belaufen sich auf maximal 1/5 des Jahresumsatzes und werden stundenweise verrechnet (PJM 2009d, 2-32).

### Ergebnisse des Mechanismus

Das Beratungsunternehmen „The Brattle Group“ versuchte durch Interviews mit Marktteilnehmern in Erfahrung zu bringen, wie viele Kraftwerke auf Grund der Einführung des RPM errichtet wurden bzw. länger als geplant in Betrieb blieben. Man kam zu dem Schluss, dass durch die ersten fünf durchgeführten Auktionen bisher ca. 14.500 MW an zusätzlichen Ressourcen verfügbar sind (The Brattle Group 2008, 2f). Dabei ist jedoch zu erwähnen, dass sich der Anteil an tatsächlich neuen Kraftwerkskapazitäten auf ca. 4.200 MW beschränkt. Dieser Menge stehen auch noch ca. 900 MW an geplanten Stilllegungen gegenüber, so dass netto ca. 3.300 MW an neuer Kraftwerksleistung verfügbar ist. Die restlichen in der Studie hinzugezählten Ressourcen umfassen hauptsächlich Kraftwerke die nicht wie geplant außer Betrieb gingen, Maßnahmen für Demand Side Management, den Rückgang an Leistungsexporten sowie Neubewertungen von Kraftwerksleistungen.

Ressourcen Typ	Zusätzlich installierte Leistung durch RPM (MW ICAP)	Zusätzlich installierte Leistung durch RPM (%)
Nicht stillgelegte Kraftwerke	4.641	32
Neubewertungen	1.264	9
Neue Anlagen netto / brutto	3.294 / 4.251	22
Exportrückgang (netto)	2.181	15
Demand Side Management	3.172	22
Gesamt	14.533	100

Tabelle 26: Zusätzliche Ressourcen durch RPM, Quelle (The Brattle Group 2008, 33)

Der Kapazitätspreis zeigte bisher große Schwankungsbreiten. Er lag dabei, je nach Kapazitätszone, zwischen Werten von \$40,8/MW-Day und \$237,3/MW-Day (Abbildung 196).

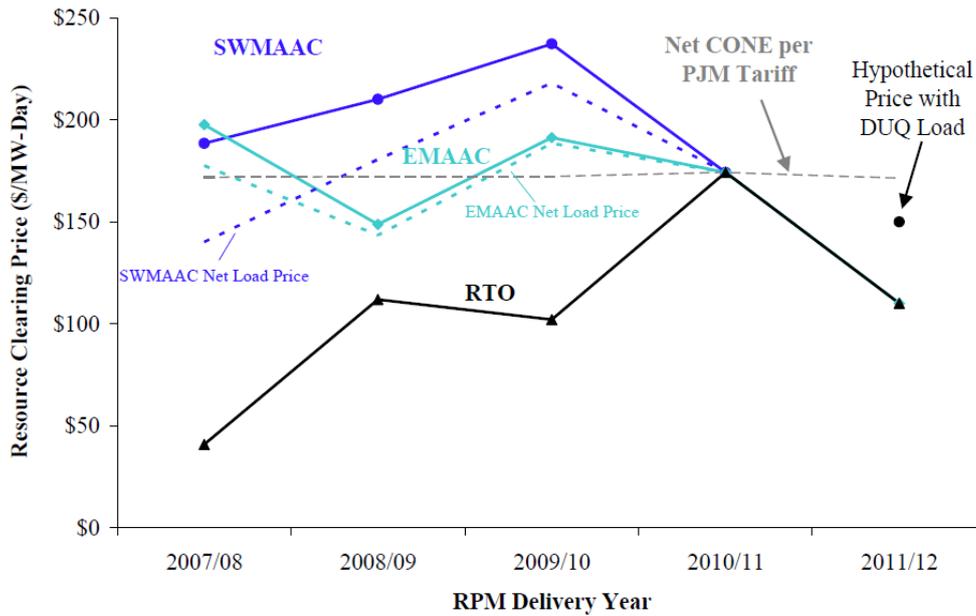


Abbildung 196: Kapazitätspreise des Reliability Pricing Model, Quelle (The Brattle Group 2008, 16)

Da das „Reliability Pricing Model“ erst seit wenigen Jahren verwendet wird, lässt sich aus den bisherigen Verläufen der Kapazitätspreise und -mengen noch keine langfristige Tendenz ableiten (Abbildung 197). In den ersten Auktionen reagierte das Angebot allerdings sehr kurzfristig auf den Kapazitätspreis des Vorjahres.

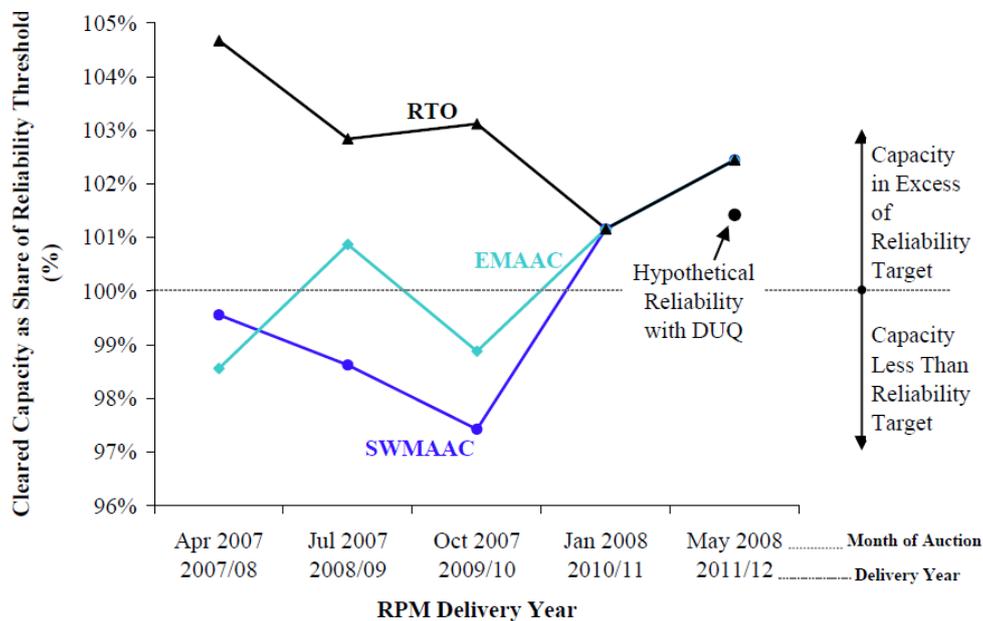


Abbildung 197: Reservekapazität in LDAs, Quelle (The Brattle Group 2008, 14)

Ein wesentliches Problem im Marktgebiet von PJM stellt die sich häufig ändernde Regelauslegung dar. Der Kapazitätsmechanismus wurde in den letzten Jahren gänzlich ersetzt sowie mehrmals angepasst und erweitert. Diese regulatorische Unsicherheit kann das Investitionsverhalten von Erzeugern nachteilig beeinflussen und notwendige Anlagenerrichtungen verzögern. Die langfristige Wirkungsweise des Modells ist derzeit noch nicht abschätzbar.

### 8.8.2.2 Anwendungsfall New York ISO (ICAP Market)

New York ISO (NYISO) betreibt seit dem Jahr 1999 das Übertragungsnetz, den Energiegroßhandelsmarkt und die Kapazitätsbörse im Staat New York (Abbildung 198). Der Energiehandel ist dabei in einen Day-Ahead und einen Echtzeit-Ausgleichsenergiemarkt aufgeteilt. Zusätzlich kommt das bereits erwähnte Nodal Pricing zum Einsatz, bei dem im Engpassfall jedem Knoten ein eigener Energiepreis zugewiesen wird. Der Handel der Erzeugungskapazität erfolgt über den sogenannten ICAP Market, welcher im Anschluss detailliert beschrieben wird.

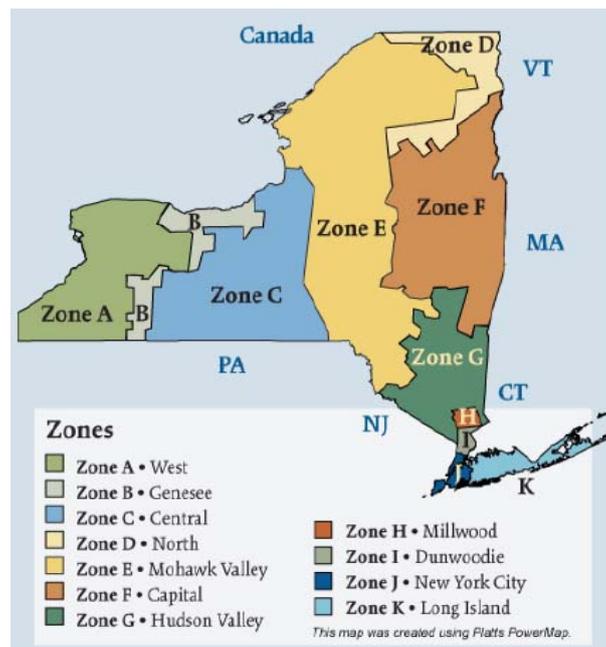


Abbildung 198: Liberalisierten Strommärkte in Nordamerika, Quelle (FERC 2010, 1)

Der Markt weist eine Sommerspitze auf, welche in den letzten Jahren bei ca. 31 GW lag (FERC 2010, 3). Die installierte Leistung im System beträgt 38.190 MW<sup>214</sup>, wovon 70 % auf fossile Erzeugungstechnologien und hier im Besonderen Öl- und Gaskraftwerke entfallen. Der Rest wird durch Kernenergie, Wasserkraft und Windkraft gedeckt (New York ISO 2009c, 10). Die Kapazitätsbörse „ICAP Market“ wurde im Jahr 2003 eingeführt, um eine ausreichende Anlagenverfügbarkeit in Spitzenlastzeiten zu garantieren und den Erzeugungsunternehmen ein eindeutiges Anreizsignal für Kraftwerksinvestitionen zu liefern (New York ISO 2009c, 35).

#### Gemeinsamkeiten ICAP Market und RPM

Das Modell von NYISO ähnelt jenem von PJM in vielen Belangen. In beiden Fällen wird den Versorgungsunternehmen und Großverbrauchern die Verpflichtung auferlegt, sich entsprechend ihres Beitrags zur Jahresspitzenlast mit ausreichender Leistung einzudecken. Diese kann über eigene Anlagen, bilaterale Verträge oder über die Kapazitätsbörse bereitgestellt werden. Das Marktgebiet ist in drei lokale Versorgungsgebiete<sup>215</sup> mit eigener künstlicher Nach-

<sup>214</sup> Stand Sommer 2009

<sup>215</sup> New York Control Area (NYCA) mit einem UCAP Bedarf von 112 % der Spitzenlast und die beiden Bereiche New York City und Long Island mit einem UCAP Bedarf von jeweils 118 % der Spitzenlast (Potomac Economics 2010, 116).

fragekurve<sup>216</sup> und eigenem Kapazitätspreis unterteilt. Der Verlauf der Kurve wird durch drei Punkte determiniert, welche sich am „NetCONE“ im Versorgungsbereich orientieren. Wie im Falle PJMs kann der Kapazitätspreis maximal bis auf den 1,5-fachen NetCONE ansteigen (Abbildung 199).

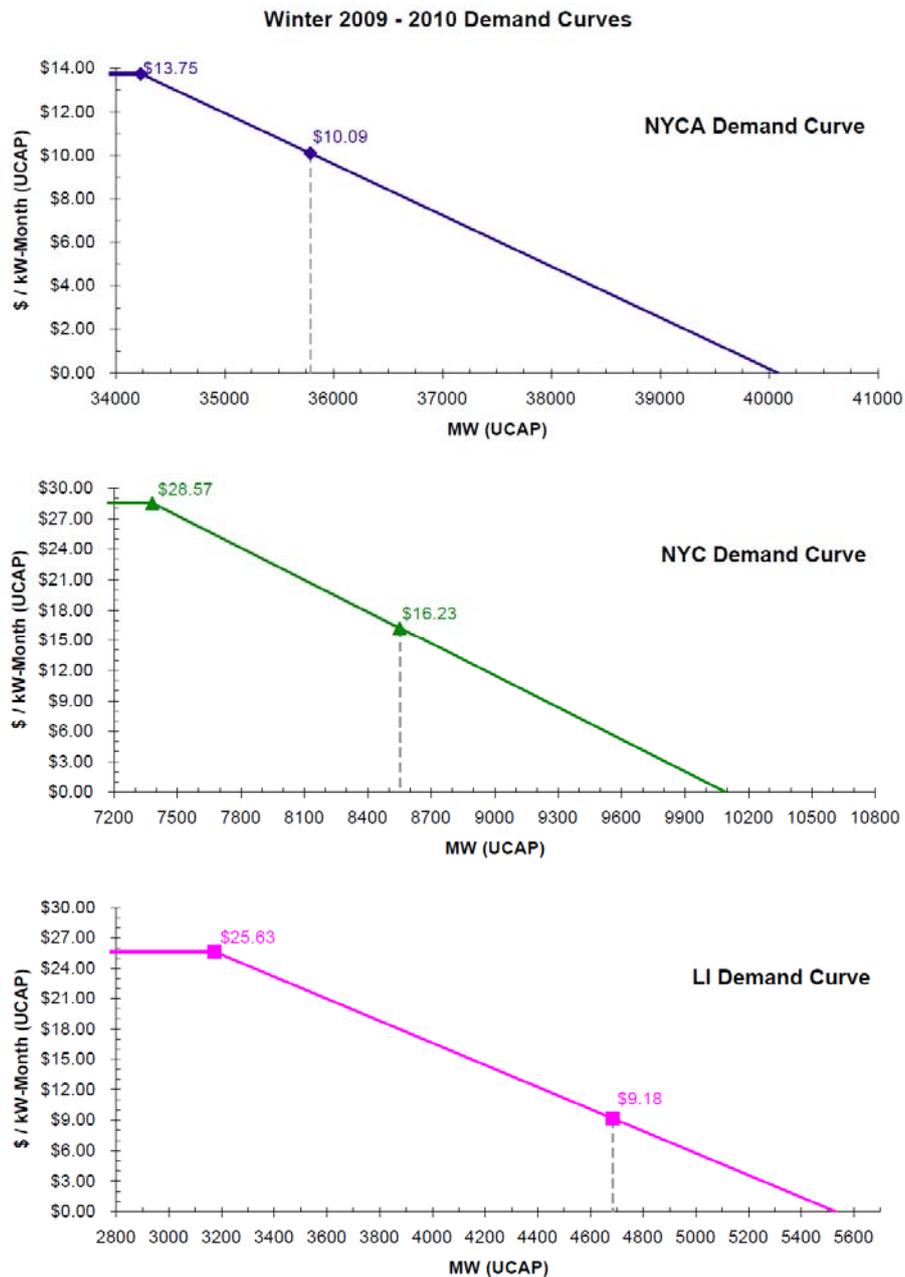


Abbildung 199: Die drei künstlichen Nachfragekurven im Marktgebiet von NYISO für das Versorgungsjahr 2009/2010, Quelle (New York ISO 2009b, 3)

Kommen die Erzeuger ihren Lieferverpflichtungen nicht nach, so werden Strafzahlungen verhängt, welche sich aus der nicht zur Verfügung gestellten UCAP-Leistung und dem Kapazitätspreis berechnen (H. Chao 2007, 2-3).

<sup>216</sup> Der Verlauf der Kurve wird alle drei Jahre angepasst (Potomac Economics 2010, 116).

### Auktionen im ICAP Market

Einen wesentlichen Unterschied zwischen dem Kapazitätsmodell von PJM und jenem des NYISO stellt der Beschaffungszeitraum für Kapazitäten und der Ablauf der Versteigerungen dar.

Insgesamt gibt es drei verschiedene Auktionen im Markt von NYISO:

- Die halbjährliche „Capability Period Auction“ (CPA), die auch als „Strip Auction“ bezeichnet wird,
- die „Monthly Auction“, die jeden Monatsbeginn stattfindet und deren Gebote für die restliche halbjährliche Lieferperiode gültig sind,
- die „ICAP Spot Market Auction“, welche ebenfalls jeden Monat stattfindet und die in Abbildung 199 dargestellte Nachfragekurve verwendet.

#### Capability Period Auction (CPA) / Strip Auction

Es gibt jährlich zwei CPA, die spätestens 30 Tage vor Beginn der Lieferperiode abgehalten werden. Im Rahmen dieser Auktion können Kapazitäten für die gesamte halbjährliche Lieferperiode erstanden und verkauft werden. Die Preisbildung durch Angebot und Nachfrage der Marktteilnehmer und nicht über die künstliche Nachfragekurve. Die Teilnahme an der Auktion ist freiwillig (New York ISO 2009, 90-91).

#### Monthly Auction

Es werden insgesamt 12 monatliche Zwischenauktionen abgehalten. Diese dienen dem Ausgleich bzw. der Unterstützung der CPA und finden jeweils zu Monatsbeginn statt. Die dabei erstandenen Kapazitäten stehen dem Käufer für die restliche Dauer der halbjährlichen Lieferperiode zur Verfügung. Auch hier bildet sich der Kapazitätspreis durch die Angebotslegung der Anbieter und Nachfrager. Die Teilnahme erfolgt wiederum freiwillig (New York ISO 2009, 91-92).

#### ICAP Spot Market Auction

Die ICAP Spot Market Auction stellt den kurzfristigsten Markt im Kapazitätsmodell dar. In diesem können LSE und Großkunden ihren Kapazitätsbedarf kurzfristig anpassen. Für den Fall, dass ein Kunde in der CPA zu viel Leistung erstanden hat, kann er diese in der Spot Auction anbieten. Diese Versteigerung findet ebenfalls monatlich statt, die Teilnahme ist aber verpflichtend. Zur Preisbildung wird die künstliche Nachfragekurve eines lokalen Versorgungsgebietes herangezogen. Somit ist es möglich, lokale Investitionsanreize bereitzustellen (New York ISO 2009, 92-93).

Das Kapazitätskonzept von NYISO ist im Gegensatz zu dem bereits erläuterten Forward Markt von PJM sehr kurzfristig orientiert. LSE und Großverbraucher können prinzipiell ihre gesamte Leistung über die kurzfristige Spot Auktion ersteigern, die drei Tage vor der Verpflichtungsperiode abgehalten wird. Es entsteht somit kein frühzeitiges Investitionsanreizsignal.

### Teilnahmeberechtigte Ressourcen

Ein wesentlicher Unterschied zum Modell von PJM ist auch die geringfügige Berücksichtigung des verbraucherseitigen Lastreduktionspotentials. So können beispielsweise Energieeffizienzmaßnahmen nicht angeboten werden und Verbraucher mit PDSM lediglich in der Spot Auktion Angebote legen. Auch Leitungsausbauprojekte werden nicht berücksichtigt. (New York ISO 2009, 74-85).

### Ergebnisse des Mechanismus

Eine Untersuchung der Brattle Group (2009a, 10) kommt zu dem Schluss, dass die derzeitige Ausgestaltung des „ICAP Market“ keine wesentlichen Mängel aufweist. Trotzdem wird von Seiten NYISOs erwägt, das Modell durch einen mehrjährigen Forward Markt zu ersetzen (The Brattle Group 2009, 66). Dies wäre sicherlich eine sinnvolle Maßnahme, um den Erzeugern im System ein frühzeitiges Investitionsanreizsignal bereitzustellen.

Der Mechanismus ist derzeit in der Lage, für ausreichende Investitionen zu sorgen. Die Brattle Group (2009a, 11-14) geht davon aus, dass bis zum Jahr 2018 keine Neuinvestitionen notwendig sind, um ein Versorgungssicherheitsniveau von maximal einem Ausfall in zehn Jahren gewährleisten zu können. Dies ist auch ein Indiz dafür, dass die derzeitigen Kapazitätspreise ausreichend sind, um Erzeugungsunternehmen eine Vollkostendeckung zu ermöglichen.

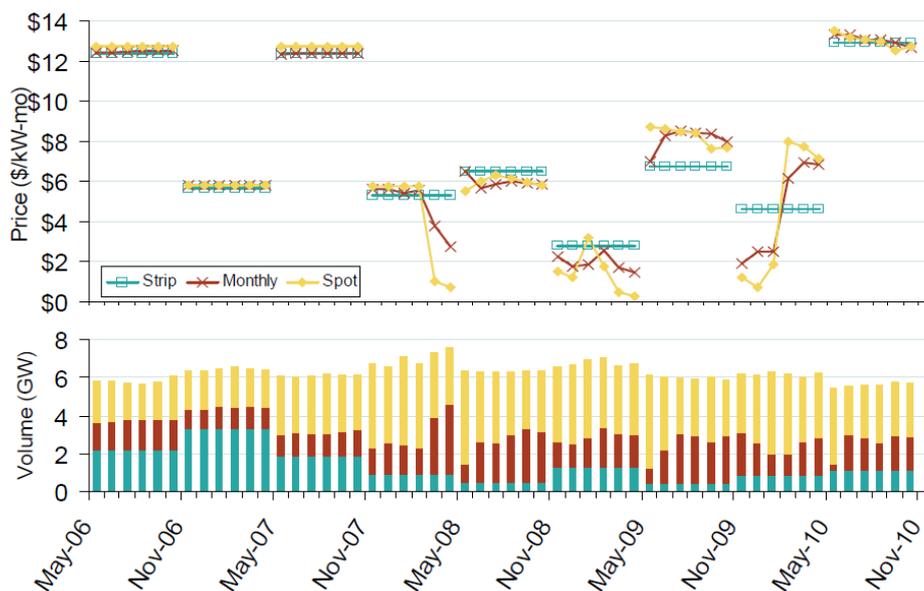


Abbildung 200: Durchschnittliche Kapazitätspreise im Marktgebiet „New York City“ von NYISOs ICAP Market, Quelle (FERC 2010a)

In den drei Kapazitätsszonen bilden sich entsprechend der Nachfragekurve und den angebotenen Ressourcen unterschiedliche Kapazitätspreise. Die höchsten Werte treten dabei im Gebiet von New York City auf (Abbildung 200), die geringsten in der Kapazitätsszone New York Rest (Abbildung 201). Die Preise zeigen vor allem in New York City eine ausgeprägte saisonale Charakteristik, wobei die Werte während der Sommerperiode über denen der Winterperiode liegen. Grund hierfür ist die Sommerspitzenlast im System, die in den Sommermonaten eher zu knappen Kapazitäten führt. Der Großteil der Kapazitätssmenge wird über die kurzfristige Spot Auction beschafft, wodurch sich für die Erzeuger nur ein sehr kurzfristiges Preissignal ergibt.

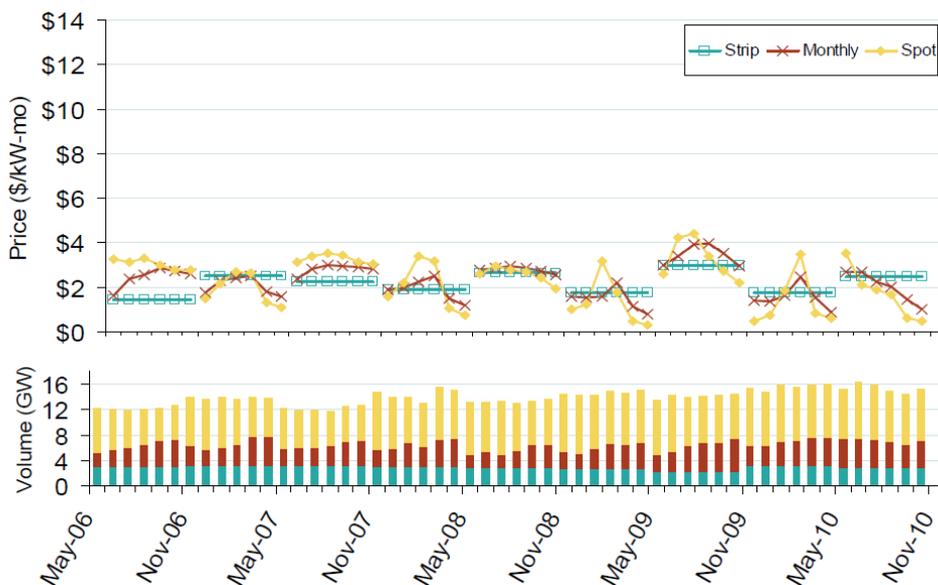


Abbildung 201: Durchschnittliche Kapazitätspreise im Marktgebiet „New York Rest“ von NYISOs ICAP Market, Quelle (FERC 2010b)

Vergleicht man die Kapazitätspreise des ICAP Market mit jenen des RPM sowie des nachfolgend noch erläuterten „Forward Capacity Market“ (FCM) von ISO New England (ISO-NE), so fällt auf, dass die Preise im System des NYISO deutlich über jenen der beiden anderen Märkte liegen (Abbildung 202).

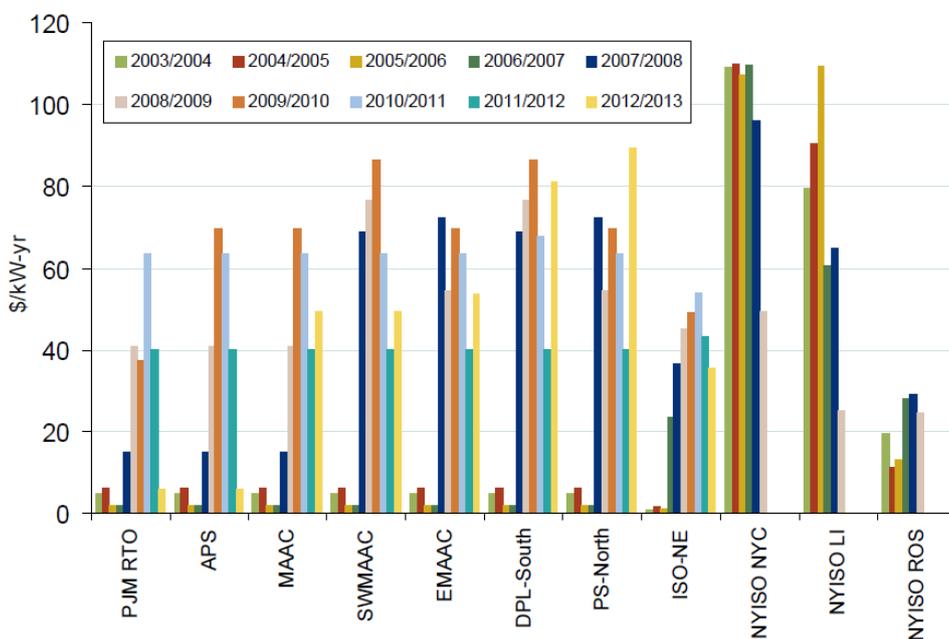


Abbildung 202: Vergleich der Kapazitätspreise in den drei nordamerikanischen Märkten PJM, NYISO und ISO-NE, Quelle (FERC 2010c)

Da NYISO laut Studie der Brattle Group (2009a, 11-14) bis zum Jahr 2018 über ausreichende Erzeugungskapazitäten verfügt und trotzdem die höchsten Kapazitätspreise aufweist, kann man davon ausgehen, dass es Ineffizienzen in der Preisbildung bzw. Marktausgestaltung gibt.

### 8.8.2.3 Anwendungsfall WEM (Reserve Capacity Mechanism)

Der „Wholesale Electricity Market“ (WEM) ist ein kleiner isolierter Elektrizitätsmarkt im Netzgebiet des „South West Interconnected System“ (SWIS) an der Südwestküste Australiens (Abbildung 203). Der Kraftwerkspark im System ist vor allem von fossilen Erzeugungsanlagen geprägt, welche 95 % der installierten Nettoleistung bereitstellen. Der Großteil davon ist gas- oder kohlebefeuert. Die Jahresspitzenlast tritt typischerweise im Monat Mai auf und beträgt ca. 4 GW (KEMA 2009, 97-98). Da es sich um ein kleines isoliertes Marktgebiet handelt, bestanden bereits zu Beginn der Liberalisierung Bedenken, ob ein reiner Energiemarkt die notwendige Versorgungssicherheit im System gewährleisten könnte. Aus diesem Grund wurde im Jahr 2006 der „Reserve Capacity Mechanism“ (RCM) implementiert. Dieser sollte für ausreichende Erzeugungskapazitäten und die Forcierung von PDSM sorgen, so dass Versorgungssicherheit im System langfristig gewährleistet werden kann (IMO 2008, 7).



Abbildung 203: WEM im Netzgebiet des SWIS, Quelle (IMO 2008, 6)

#### Gemeinsamkeiten PJM, NYISO

Der RCM besitzt mit den beiden vorher dargestellten Kapazitätsmärkten einige Gemeinsamkeiten in der grundlegenden Ausgestaltung, unterscheidet sich aber trotzdem in vielen Bereichen, wie z.B. dem Kapazitätshandel oder der Preisgestaltung. Wie im RPM bzw. dem ICAP Market wird auch im RCM den Versorgungsunternehmen und Großkunden die Verpflichtung auferlegt, sich entsprechend ihres Beitrags zur Lastspitze mit sicher verfügbarer Leistung einzudecken. Auf Grund der Tatsache, dass der WEM eine Sommerspitze besitzt, richtet sich die auferlegte Verpflichtung nach dem anteiligen Verbrauch während der Sommerperiode. Dieser Leistungsbedarf kann durch Erzeugungsanlagen im System bzw. durch Verbraucher mit PDSM gedeckt werden.

#### Bilateraler Handel und Auktion

Der Handel der Kapazitäten unterscheidet sich jedoch wesentlich von den beiden vorher beschriebenen Mechanismen. Im RCM sollen diese primär bilateral gehandelt werden. Hierfür erfolgt zwei Jahre vor der Bereitstellung der Kapazitäten eine Zertifizierung der Anlagen. Dabei werden alle Kapazitäten registriert, die am Kapazitätshandel teilnehmen wollen und ihre sicher verfügbare Leistung bestimmt. Die Erzeuger bzw. Verbraucher mit PDSM müssen anschließend bekanntgeben, ob sie ihre Leistung bilateral handeln wollen oder dem unabhängigen Marktbetreiber (Independent Market Operator, IMO) bereitstellen. Da im RCM versucht wird, den bilateralen Kapazitätshandel zu fördern, werden den Erzeugern die sich dazu bereit erklären, zuerst „Capacity Credits“ ausgestellt. Ein „Capacity Credit“ entspricht einer sicher verfügbaren Leistung von 1 MW. Diese Zertifikate können anschließend gehandelt werden. Reicht die bilateral gehandelte Zertifikatsmenge nicht aus, um den Bedarf zu decken, so werden auch die restlichen registrierten Erzeuger aufgefordert, ein Angebot zu legen. Die Gebotsobergrenze (Maximum Reserve Capacity Price, MRCP) wird ähnlich wie bei PJM und

NYISO über die jährlichen Fixkosten eines neu errichteten Gaskraftwerkes ermittelt. Die abgegebenen Gebote werden nach steigenden Kosten gereiht und erhalten solange einen Zuschlag, bis der Bedarf im System gedeckt werden kann. Alle „Capacity Credits“ im Markt, auch die bilateral Gehandelten, erhalten den Preis des letzten akzeptierten Gebots. Ist keine Auktion notwendig, so wird der Zertifikatspreis über eine künstliche Nachfragekurve administrativ bestimmt. Preisobergrenze ist hierbei der der 0,85-fache MRCP. Dieser Wert wird auf Basis der notwendigen Kapazität im System sowie der vorhandenen Zertifikatsmenge angepasst<sup>217</sup> und ist für ein Jahr gültig. Die Vergütung der Kapazitätzahlungen erfolgt in monatlichen Raten (IMO 2008, 19-23).

Bsp.: MRCP = 200.000 \$/MWh;  $P_{\text{Bedarf}} = 5.000 \text{ MW}$ ;  $P_{\text{Verfügbar}} = 5.250 \text{ MW}$

$$\text{Reservekapazitätspreis} = 200.000 \text{ $/MWh} * 0,85 * \frac{5.000 \text{ MW}}{5.250 \text{ MW}} = 161.900 \text{ $/a} \quad (8-14)$$

### Special Price Agreements

Die Auktion durch den IMO wird nur dann ausgeführt, wenn der Kapazitätsbedarf über den bilateralen Handel nicht gedeckt werden kann. Neuen Erzeugungsanlagen wird unter diesen Umständen ein besonderer Anreiz in Aussicht gestellt. Sie erhalten, wenn sie im Rahmen einer solchen Auktion das erste Mal als Reservekapazität registriert werden, den ermittelten Kapazitätspreis für zehn Jahre garantiert. Somit soll speziell neuen Erzeugungsanlagen eine erhöhte Investitionssicherheit gewährleistet werden (IMO 2008, 23).

### Strafzahlungen

Kommen Erzeugungsunternehmen ihrer Lieferverpflichtung (Reserve Capacity Obligation Quantity, RCOQ) nicht nach, so muss ein Teil der Kapazitätzahlungen rückerstattet werden. Der Umfang unterscheidet sich je nach Jahreszeit und ist in der Sommerperiode höher, um den Erzeugungsunternehmen erhöhten Anreiz zu geben, ihre Anlagen während dieser Zeit verfügbar zu halten (IMO 2008, 23-25).

### Ergebnisse des Mechanismus

Der RCM brachte bis dato gute Ergebnisse und konnte in jeder der sechs abgehaltenen Versteigerungen ausreichende Erzeugungskapazitäten bereitstellen (Tabelle 27).

Auktion abgehalten	Bereitstellungsjahr	Benötigte Kapazität (in MW)	Bereitgestellte Kapazität (in MW)	Kapazitätsreserve (in MW)
2005	2005/2006	3531	3531	0 <sup>218</sup>
	2006/2007	3744	3744	0 <sup>218</sup>
	2007/2008	4000	4114	115
2006	2008/2009	4322	4600	278
2007	2009/2010	4609	5136	527
2008	2010/2011	5146	5258	113

Tabelle 27: Im Rahmen des RCM benötigte und beschaffte Kapazitäten, Quelle (IMO 2009, 4)

<sup>217</sup> vgl. (8-14)

<sup>218</sup> In der Übergangsphase 2005/2006 und 2006/2007 zertifizierte der IMO genau jene Kapazitätsmenge, die benötigt wurde. Es wären also theoretische noch zusätzliche Kapazitätsreserven im Markt verfügbar gewesen (IMO 2009, 4).

Insgesamt wurden seit der Einführung des Mechanismus im Jahr 2006, 2.184 MW aus neuen Kraftwerken bzw. von vorher nicht registrierten Verbrauchern mit PDSM kontrahiert (Tabelle 28). Ungefähr 830 MW sind auf nicht marktbasierete Anreize, wie z.B. der Förderung erneuerbarer Energien, zurückzuführen oder wurden aus Anlagen bereitgestellt, welche sich während der Einführung des Mechanismus bereits in der Bauphase befanden (IMO 2009, 10).

Bereitstellungsjahr	Neue Erzeugungskapazitäten exkl. Stilllegungen und Leistungsminierungen (in MW)	Zusätzliche Nettokapazitäten (in MW)
2006/2007	213	213
2007/2008	371	371
2008/2009	819	484
2009/2010	624	537
2010/2011	157	122
Gesamt	2184	1727

Tabelle 28: Kapazitätszubau in WEM seit 2006, Quelle (IMO 2009, 9)

Der Kapazitätspreis wird jedes Jahr auf Basis der Fixkosten eines neu errichteten Gaskraftwerkes berechnet und über die im Markt vorhandene und verfügbare Kapazität angepasst. In Folge dessen kann es zu jährlichen Preisabweichungen kommen. Bisher lagen Werte zwischen 8.000 und 12.000 \$/MW-Monat (Abbildung 204).

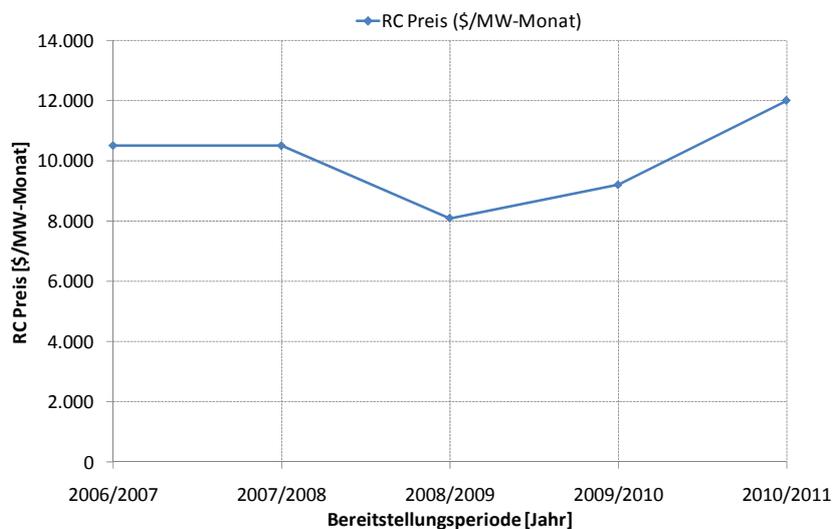


Abbildung 204: Entwicklung des Kapazitätspreises in den bisherigen RCM Perioden, Quelle (IMO 2009, 11)

Der Marktbetreiber IMO führt mittels öffentlicher Informationen über Bauvorhaben und Diskussionen mit den einzelnen Marktteilnehmern, Schätzungen über die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks durch. Gemäß diesen sollte der Markt auch in den kommenden Jahren in der Lage sein, den Bedarf sicher zu decken (Abbildung 205).

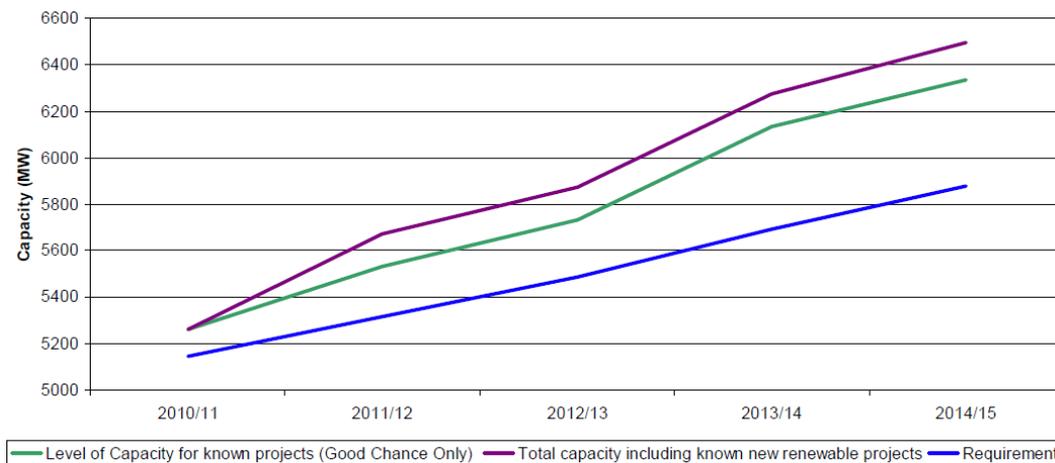


Abbildung 205: Zukünftige Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch im WEM, Quelle (IMO 2009, 23)

Generell stellt das Modell des RCM eine Kombination aus administrativ bestimmten Kapazitätsszahlungen und dem Konzept der Kapazitätsbörse dar. Der Mechanismus hat sich in seiner jetzigen Form im Gebiet des WEM bewährt. Vergleicht man die ausbezahlten Kapazitätspreise jedoch mit jenen nordamerikanischer Märkte, so zeigt sich, dass sich die Preise des RCM auf einem sehr hohen Niveau befinden. Dies kann ein Mitgrund für die bisher ausgezeichneten Ergebnisse des Mechanismus sein. Es stellt sich jedoch die Frage der Effizienz.

### 8.8.3 Bewertung des Ansatzes

Die Bewertung des Ansatzes erfolgt wiederum auf Basis der acht definierten Kriterien.

**Vollkostendeckung:** Die Deckung der Fixkosten wird zumeist als ein wesentliches Ziel der Kapazitätsbörsen angeführt. Da die variablen Erzeugungskosten über den Energiemarkt abgegolten werden, sollte somit in Summe eine Deckung der Vollkosten möglich sein. In der praktischen Umsetzung hängt dies jedoch wesentlich von der Höhe der Kapazitätspreise und der Struktur des Kraftwerksparks ab. Grundlastkraftwerke weisen in der Regel höhere Fixkosten auf als Spitzenlastkraftwerke. Zugleich besitzen diese aber geringere variable Kosten und sind dadurch in der Lage, höhere Deckungsbeiträge im Energiemarkt zu erzielen. Die Preise des Energiemarktes werden wesentlich durch die Erzeugungsstruktur im System bestimmt. Verfügt der Markt nur über einen geringen Anteil an Spitzenlastkraftwerken mit hohen variablen Kosten und setzen diese nur selten den Preis, so werden die Deckungsbeiträge der Grundlastkraftwerke deutlich geringer sein, als wenn der Markt über einen hohen Anteil an teuren Spitzenlastkraftwerken verfügt. Gleichzeitig unterscheiden sich auch die Fixkosten von alten und neuen Kraftwerken deutlich, sodass Anlagen mit annähernd gleichen variablen Kosten, höchst unterschiedliche Fixkosten aufweisen können. In den derzeit eingesetzten Börsenmodellen werden alle Kapazitäten zu einem Preis abgegolten. Es wäre jedoch auf Grund der heterogenen Kostenstruktur ein Zufall, wenn dieser allen Kraftwerken genau die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten ermöglichen würde. Unter der Annahme eines reinen Energiemarktes besitzen speziell Spitzenlastkraftwerke Probleme, einen Deckungsbeitrag zu erzielen. Aus diesem Grund werden in den meisten Kapazitätsmärkten gasbefeuerte Anlagen als Referenz herangezogen und die Fixkostenabgeltung auf deren Basis durchgeführt. Für Grund- und Mittellastkraftwerke stellen die Erlöse der Kapazitätsbörse zusätzliche Einnahmen dar, dass diese eine Vollkostendeckung ermöglichen, ist jedoch nicht sichergestellt.

**Langfristige Planungssicherheit:** Vor allem neuen Erzeugungsanlagen soll in den einzelnen Anwendungsfällen, durch längerfristig garantierte Kapazitätzahlungen, ein gewisses Maß an Planungssicherheit gewährleistet werden. Betrachtet man die durchschnittliche Lebensdauer eines Kraftwerks bzw. die Zeitspanne der Kapitalwiedergewinnung, so sind die von PJM anberaumten drei Jahre sicherlich zu kurz gewählt. Der RCM garantiert seinen Marktteilnehmern, im Falle eines Kapazitätsengpasses, zehn Jahre den inflationsbereinigten Kapazitätspreis der ersten Auktion. Über einen solchen Zeitraum garantierte Fixkostenzahlungen können für ein Erzeugungsunternehmen durchaus einen Investitionsanreiz darstellen und die langfristige Planungssicherheit erhöhen. Bestehende Anlagen erhalten die Kapazitätzahlungen zumeist für die Dauer eines Jahres bzw. im Falle des ICAP Market für mindestens ein Monat garantiert. Ist eine Anlage bereits abgeschrieben, so stellt diese für den Anlagenbetreiber kein großes finanzielles Risiko mehr dar und eine zugesicherte Kapazitätzahlung von der Dauer eines Jahres kann durchaus angemessen sein. Nachteilig muss jedoch erwähnt werden, dass der Kapazitätspreis von Jahr zu Jahr deutlich schwanken kann, wie dies beispielsweise im Falle von PJM zu beobachten ist. Dies kann Planungssicherheit für neue und bestehende Anlagen nachteilig beeinflussen.

**Zeitgerechte Investitionsanreize:** Wird die Erstversteigerung für physische Kapazitäten schon einige Jahre im Voraus abgehalten, so bildet sich bereits frühzeitig ein Preissignal, welches den Erzeugungsunternehmen anzeigt, ob ein Leistungsengpass im System besteht oder nicht. Somit ist das Modell der Kapazitätsbörse in der Lage, bereits frühzeitig einen Investitionsanreiz bereitzustellen. Es ist jedoch zu klären, wie viele Jahre im Voraus eine solche Versteigerung abgehalten werden sollte. Betrachtet man die herkömmlichen Errichtungszeiträume neuer Anlagen, so ist eine Zeitspanne von drei Jahren für viele Kraftwerkstypen zu kurzfristig gewählt<sup>219</sup>. Selbst gasbefeuerte Kraftwerke können innerhalb dieses Zeitraums nur errichtet werden, wenn bereits alle umweltrelevanten und sonstigen rechtlichen Bescheide erteilt wurden. In den praktischen Anwendungsfällen ist es daher möglich, dass die Investitionsanreize der Kapazitätsbörsen zu kurzfristig auftreten.

**Ortsgerechte Investitionsanreize:** Mangelnde ortsgerechte Investitionsanreize waren ein Hauptgrund für die Einstellung des „Capacity Credit Market“ im PJM Markt. Das nunmehrige Modell weist, so wie jenes von NYISO, mehrere Kapazitätsgebotszonen auf, welche durch Übertragungsempässe im System bestimmt werden. Damit ist das Modell in der Lage, ortsgerechte Investitionsanreize bereitzustellen. Wie die Ergebnisse des RPM bzw. ICAP Market zeigen, bilden sich in den einzelnen Zonen unterschiedliche Kapazitätspreise, wodurch die Errichtung von Neuanlagen bzw. PDSM lokal gefördert werden kann.

**Erhöhung der Elastizität der Nachfrage:** In den verschiedenen Anwendungsfällen wird die Verbraucherseite unterschiedlich ausgeprägt eingebunden. Das Konzept von PJM übernimmt hierbei eine Vorreiterrolle, indem es nicht nur möglich ist, abschaltbaren Verbrauch anzubieten, sondern auch Maßnahmen für Energieeffizienz oder Leitungsbauprojekte. Somit wird nicht nur die kurz-, sondern auch die langfristige Elastizität des Verbrauchs gefördert.

**Verursachungsgerechte Verrechnung der Kapitalkosten:** Den Versorgungsunternehmen und Großverbrauchern wird in jedem der dargestellten Anwendungsfälle die Verpflichtung auferlegt, sich entsprechend ihres Beitrags zur Lastspitze mit sicher verfügbarer Leistung einzudecken. Dieser Beitrag wird normalerweise aus dem durchschnittlichen Verbrauch der Kunden,

---

<sup>219</sup> vgl. (IEA 2007a, 185)

während einer repräsentativen Anzahl an Hochlaststunden eines Jahres, ermittelt. Ist ein Versorger nicht in der Lage, diese Leistung durch eigene Anlagen bereitzustellen, so muss er diese mittels bilateraler Verträge oder über die Kapazitätsbörse beschaffen und zahlt dafür den Leistungspreis. Damit ist gewährleistet, dass Konsumenten der Hochlastperiode, welche eine Systemerweiterung bedingen, auch die Kosten dafür tragen. Auf Grund des im Energiemarkt zumeist angewendeten Einheitspreisverfahrens, ist jedoch keine vollkommene Trennung von fixen und variablen Kosten und damit auch keine vollkommen exakte verursachungsgerechte Verrechnung der Kapazitätskosten möglich. Erzeuger die geringere Produktionskosten als die preissetzende Einheit besitzen, werden immer einen Deckungsbeitrag im Energiemarkt erwirtschaften. Eine Möglichkeit diesen Mangel zu beheben, könnte die Einführung eines Pay-as-bid Verfahrens darstellen. Dabei erhält jeder Erzeuger genau den Preis seines Angebotes vergütet. Dieser Preisfindungsmechanismus wurde schon mehrmals für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft angedacht, jedoch aus spieltheoretischen Überlegungen wieder verworfen (Ockenfels, Grimm und Zoettl 2008, 21-26). Der Mechanismus der Kapazitätsbörse ermöglicht somit keine exakte verursachungsgerechte Verrechnung der Kapazitätskosten, stellt jedoch unter den gegebenen Rahmenbedingungen die bestmögliche Lösung dar.

**Verminderung von Preisspitzen:** Die Einführung von Kapazitätsbörsen bringt zumeist eine Senkung der Preisobergrenzen im Energiemarkt mit sich<sup>220</sup>. Wie im Falle der administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen soll auch im Falle der Kapazitätsbörsen der Leistungspreis die Deckung der Vollkosten gewährleisten. Ist der Kapazitätsmarkt in der Lage, frühzeitige Investitionsanreize bereitzustellen, so sollten keine Knappheitspreise auftreten und sich der Preis im Energiemarkt stabilisieren. Der Mechanismus der Kapazitätsbörse ist daher in der Lage, zu einer Verminderung von Preisspitzen beizutragen.

**Eignung für ein dezentrales System:** In allen untersuchten Anwendungsfällen handelt es sich um zentral organisierte Märkte, in denen ein ISO den Handel und Kraftwerkseinsatz regelt. Er besitzt dadurch Kenntnis über die Anlagenverfügbarkeit und den Verbrauch der einzelnen Versorgungsunternehmen (Load Serving Entities, LSE) bzw. Großkunden. Die Implementierung in einem dezentralen Markt würde einen großen organisatorischen Aufwand nach sich ziehen. Es ist unter diesen Umständen notwendig, eine Präqualifikation für neue Anlagen durchzuführen, die Verfügbarkeit aller in Betrieb befindlichen Ressourcen zu ermitteln und die Einhaltung der Beschaffungsverpflichtungen durch alle LSE und Großkunden zu überprüfen. Es muss zudem die Kapazitätsverpflichtung der einzelnen LSE bestimmt und eine Marktplattform für die Erst- und Anpassungsauktionen bereitgestellt werden. Zur Gewährleistung ausreichender Erzeugungskapazitäten im Engpassfall ist es notwendig, dass alle Anlagen die einen Zuschlag am Kapazitätsmarkt erhalten haben und nicht über bilaterale Liefergeschäfte gebunden sind, Angebote am Spotmarkt legen. Zudem muss sichergestellt werden, dass im Knappheitsfall ein Zugriffsrecht auf alle kontrahierten Erzeugungskapazitäten besteht<sup>221</sup>. In der praktischen Umsetzung könnte der TSO diese Aufgaben übernehmen. Dies wäre sinnvoll, da dieser erstens durch den Ancillary Service Markt bereits Erfahrungen in der Abhaltung von Beschaffungsauktionen besitzt und zweitens auch für die Aufrechterhaltung der kurzfristigen Versorgungssicherheit zuständig ist. Somit wären die Kompetenzen für den Bereich der Versorgungssicherheit in einer Organisation zentral gebündelt. Die Umsetzung eines solchen Marktmodells könnte durch Einführung eines Zuverlässigkeitsstandards, wie dem Standard

---

<sup>220</sup> vgl. Tabelle 18

<sup>221</sup> Dies gilt auch für Anlagen die in benachbarte Märkte exportieren.

Market Design von NERC, unterstützt werden. Generell zeigt sich, dass die Umsetzung einer Kapazitätsbörse auch in einem dezentralen Markt möglich ist, dies jedoch einen großen organisatorischen Aufwand nach sich zieht. Praktische Erfahrungen in dezentralen Märkten gibt es derzeit noch nicht.

## 8.9 Kapazitätsoptionen

### 8.9.1 Theoretischer Ansatz

Kapazitätsoptionen stellen eine Modifikation des Konzepts der Kapazitätsbörse dar. Sie sollen Erzeugungsunternehmen einen erhöhten Anreiz bereitstellen, ihre Anlagen während der Spitzenlastzeit verfügbar zu halten. In diesem Ansatz kauft ein unabhängiger Bevollmächtigter, z.B. der ISO oder der TSO, im Auftrag der Verbraucher „Call Optionen“ von Erzeugern ein. Diese Call Optionen geben dem Käufer das Anrecht auf die Preisdifferenz zwischen dem Spotmarktpreis  $p_M$  und einem vorher definierten Ausführungspreis (Strike Price)  $p_S$ . Die Differenz wird dem Käufer rückerstattet, wenn der Spotmarktpreis  $p_M$  den Ausführungspreis  $p_S$  übersteigt. Es entsteht somit im Energiemarkt eine künstliche Preisobergrenze in der Höhe von  $p_S$ . Die von den Erzeugern ausgegebenen Optionen müssen durch verfügbare Leistung ihrer Anlagen abgesichert werden.

Die benötigte Kapazitätsmenge in einem System entspricht, wie im Modell der Kapazitätsbörse, der prognostizierten Spitzenlast inklusive einer geforderten Reserve. Dieser Wert wird, wie der Ausführungspreis der Optionen, durch den ISO bzw. TSO festgelegt. Der Ausführungspreis sollte über den Grenzkosten der teuersten Erzeugungseinheit im System liegen, damit keine Anlage aus dem Markt verdrängt wird. Die Anlagenbetreiber erhalten für die Bereitstellung der sicher verfügbaren Leistung und den garantierten maximalen Energiepreis  $p_S$  eine Optionsprämie  $p_C$ , deren Wert zumeist im Rahmen einer Auktion bestimmt wird.

Der zentrale Verwalter löst die erstandenen Optionen ein, wenn der Marktpreis  $p_M$  den Ausführungspreis  $p_S$  übersteigt. In der Folge müssen die Erzeuger die Preisdifferenz von Marktpreis  $p_M$  und Ausführungspreis  $p_S$ , multipliziert mit der in den Optionen angegebenen sicheren Ausbringungsmenge<sup>222</sup>, an den Verwalter überweisen, der diese Erlöse an die Endkunden weiterverteilt. Ein Erzeuger im Markt der Energie produziert, wird durch den Marktpreis  $p_M$  vollkommen abgesichert. Er erhält einen Preis  $p_M$  und muss die Differenz aus  $p_M$  und  $p_S$  an den Verwalter überweisen, wodurch sich für ihn ein Nettopreis von  $p_S$  ergibt. Ist der Erzeuger nicht in der Lage zu produzieren, so muss er die Preisdifferenz von  $p_M$  und  $p_S$  an den Verwalter überweisen, erhält jedoch keine Zahlungen  $p_M$  aus dem Energiemarkt. Somit entsteht ihm ein Nettoverlust in der Höhe der Preisdifferenz von  $p_M$  und  $p_S$ . Auf Grund dieser drohenden Verluste stellt die Methode der Kapazitätsoptionen für Erzeuger einen verstärkten Anreiz dar, ihre Anlagen bei knapper Erzeugung verfügbar zu halten und in den ausgegebenen Kontrakten, die tatsächlich erwartete Ausbringungsmenge bekanntzugeben. Wird eine zu geringe Menge spezifiziert, so entstehen dem Erzeuger Verluste. Ist die Menge hingegen zu groß, so bedeutet dies ein hohes finanzielles Risiko im Knappheitsfall. Mit Hilfe der erhaltenen Optionsprämie sollen die Fixkosten der Erzeugungsanlagen gedeckt werden.

---

<sup>222</sup> Diese sichere Ausbringungsmenge wird in den praktischen Anwendungsfällen sowohl als sichere Leistung bzw. auch als sichere Energielieferung angegeben. Letzteres ist vor allem in wasserkraftdominierten Märkten der Fall, in denen die Bereitstellung ausreichender Energie während der Trockenperioden problematisch sein kann.

Für Endkunden bringen Optionen den Vorteil, dass der Energiepreis mit dem Ausführungspreis  $p_s$  gedeckelt wird. Den Erzeuger sollte die Optionsprämie die Deckung ihrer Fixkosten gewährleisten, wodurch sich die Investitionssicherheit erhöht. Da die Optionsprämie im Rahmen einer Auktion bestimmt wird, sollte sie den entgangenen Erlösen der Preisspitzen entsprechen. Somit werden stochastische Preisspitzen durch eine Optionsprämie ersetzt. Werden Auktionen frühzeitig abgehalten, so ist das Auftreten von Knappheitspreisen im Energiemarkt nicht zwangsläufig notwendig, weil die Erzeuger in der Optionsauktion ihre langfristigen Grenzkosten anbieten. Wird der Optionspreis durch diese determiniert, so entsteht ein frühzeitiger Anreiz der Anlageninvestition. Bestehen Überkapazitäten im System, so besitzt die Option einen Wert von Null, so wie dies auch unter Anwendung einer Kapazitätsbörse mit künstlicher Nachfragekurve der Fall ist (L. de Vries 2004, 122-126).

Die linke Grafik in Abbildung 206 stellt die Wirkung der Optionskontrakte auf den Energiemarkt schematisch dar. Ohne Optionsprämie ergibt sich, auf Grund des erhöhten Investitionsrisikos, eine Angebotskurve  $S(q)$ , welche in Hochlastzeiten keine adäquate Deckung des Bedarfs ermöglicht. Durch die Einführung von Optionskontrakten, deren Preis  $p_c$  z.B. im Rahmen einer „Descending Clock Auction“<sup>223</sup> ermittelt wird (Abbildung 206, rechts), erhalten die Erzeuger fixe Einnahmen in der Höhe der ermittelten Optionsprämie und das Investitionsrisiko im Markt sinkt. In der Folge stellt der Markt eine Erzeugungskapazität  $S'(q)$  bereit. Der vereinbarte Ausführungspreis der Optionen  $p_s$  stellt die künstliche Preisobergrenze des Energiemarktes dar. Sollte diese überschritten werden, so muss der Erzeuger den Differenzbetrag von  $p_M$  und  $p_s$  an den Besitzer der Option entrichten.

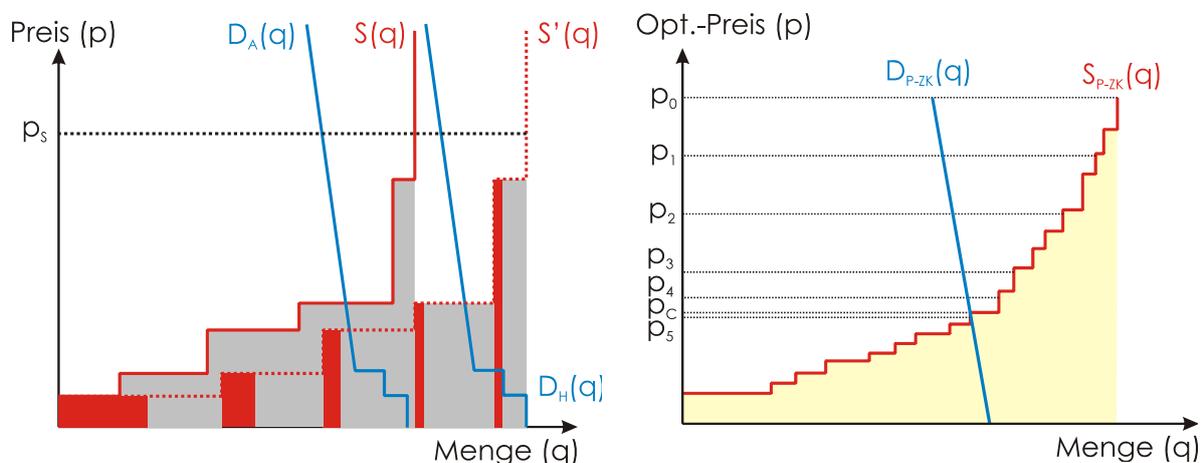


Abbildung 206: Wirkung der Optionskontrakte auf den Energiemarkt (links) und Preisfindungsprozess für Zuverlässigkeitskontrakte (rechts), Quelle: Eigene Darstellung

<sup>223</sup> Die Funktionsweise der „Descending Clock Auction“ wird unter Punkt 8.9.2.1 detailliert erläutert.

## 8.9.2 Praktische Umsetzung

Das Konzept der Kapazitätsoptionen kommt in den Märkten von ISO New England (ISO-NE), Kolumbien, Brasilien und Griechenland zum Einsatz. Die praktische Ausgestaltung kann sich dabei auf Grund der speziellen Gegebenheiten des Marktes unterscheiden. Die Erzeugungsstruktur in Kolumbien und Brasilien ist beispielsweise sehr stark wasserkraftdominiert. Um eine zeitgerechte Errichtung dieser Anlagen zu gewährleisten, werden die Optionsversteigerung bis zu sieben Jahre vor der Bereitstellung abgehalten und Zahlungen an die Auktionsgewinner bis zu 30 Jahre garantiert (Barroso, et al. 2006, 5). Als Versteigerungsmechanismus für die Optionskontrakte kommt zumeist eine „Descending Clock Auction“ zum Einsatz. Es ist aber auch möglich, die Optionsprämie und den Ausführungspreis bilateral zu vereinbaren, wie dies in Griechenland vorgesehen ist. Im Folgenden werden die einzelnen Anwendungsfälle und deren Besonderheiten detailliert erläutert und untersucht.

### 8.9.2.1 Anwendungsfall ISO New England (Forward Capacity Market)

ISO New England (ISO-NE) ist so wie PJM regionaler Übertragungsnetzbetreiber an der nordamerikanischen Ostküste und organisiert die Erzeugung, Übertragung und den Großhandelsmarkt in seinem Versorgungsgebiet (Abbildung 207). Der Kraftwerkpark besitzt eine installierte Leistung von 32 GW, welche zu über 70 % mittels fossiler Erzeugungsanlagen bereitgestellt wird (ISO New England 2010, 1). Die Jahreshöchstlast tritt in den Sommermonaten auf und liegt typischerweise zwischen 19 und 24 GW (ISO New England 2008, 3) Im Energiemarkt kommt, ähnlichen den Märkten von PJM und NYISO, der Mechanismus des Nodal Pricing zum Einsatz. ISO-NE verwendet einen mehrjährigen Forward Markt für Kapazitätsoptionen, welcher die Bezeichnung „Forward Capacity Market“ (FCM) trägt. Dieser Mechanismus wurde im Dezember 2006 implementiert und soll durch langfristige Investitionsanreize dazu beitragen, die Versorgungssicherheit im System aufrechtzuerhalten. Seit Juni 2010 ist die Einführungsphase beendet und die im Rahmen der ersten Auktion im Jahr 2006 berücksichtigten Erzeuger müssen ihre Leistung bereitstellen (ISO New England 2010a, 39).

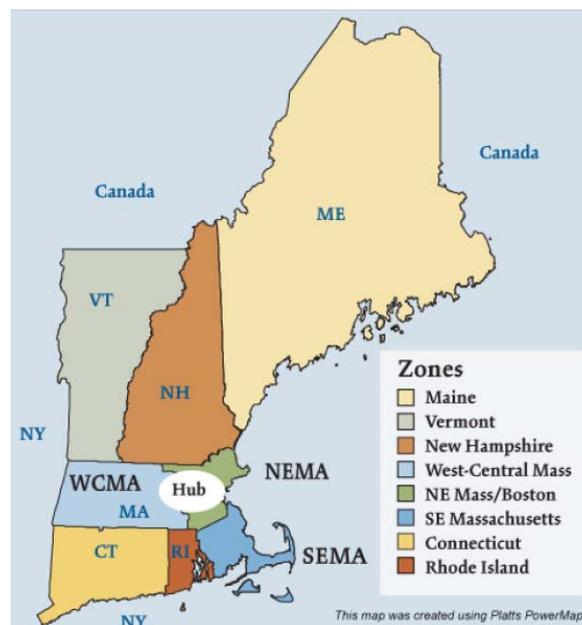


Abbildung 207: Marktgebiet des ISO-NE, Quelle (FERC 2010d, 1)

### Gemeinsamkeiten FCM und RPM

Der FCM ähnelt dem Modell von PJM in vielen Belangen. Wie im Markt von PJM hat auch ISO-NE den LSE in seinem Versorgungsgebiet die Verpflichtung auferlegt, sich entsprechend ihres Beitrags zur Lastspitze mit sicher verfügbarer Leistung einzudecken. Dies kann durch Eigenanlagen, bilaterale Verträge oder den Optionsmarkt FCM erfolgen. Die erste Versteigerung findet 40 Monate vor der Bereitstellung statt, wobei sowohl Erzeugungsanlagen<sup>224</sup> als auch verbraucherseitige Lasteinsparungen mit ihrer sicher verfügbaren Leistung angeboten werden können. Das Marktgebiet ist in zwei lokale Versorgungsgebiete<sup>225</sup> unterteilt, in denen sich ein eigener Kapazitätspreis bilden kann. Werden Lieferverpflichtungen nicht eingehalten, so sind Strafzahlungen fällig, welche durch die jährlichen Erlöse des FCM gedeckelt sind (ISO New England 2009).

### Die Forward Capacity Auction (FCA)

Wesentlichster Unterschied zum Modell von PJM ist die Ausgestaltung der Erstauktion für ein Versorgungsjahr, der sogenannten „Forward Capacity Auction“ (FCA). Diese findet 40 Monate vor der physischen Bereitstellung statt. PJM verwendet für die Preisfindung der Erstauktion die künstlich gestaltete und vielfach kritisierte VRR-Kurve. ISO-NE verfolgt einen grundlegenden anderen Ansatz. Hierbei wird die sichere Leistung der Kraftwerke als Option gehandelt (Finon und Pignon 2008, 154-155). Diese ist, wie im theoretischen Ansatz erläutert, an einen Ausführungspreis (Strike Price) im Energiemarkt gekoppelt. Wird dieser Preis überschritten, so müssen die Erzeuger die Differenz aus Kopenpreis und Ausführungspreis an den ISO überweisen. Dieser Betrag wird als „Peak Energy Rent“ (PER) bezeichnet und folgend noch detailliert erläutert.

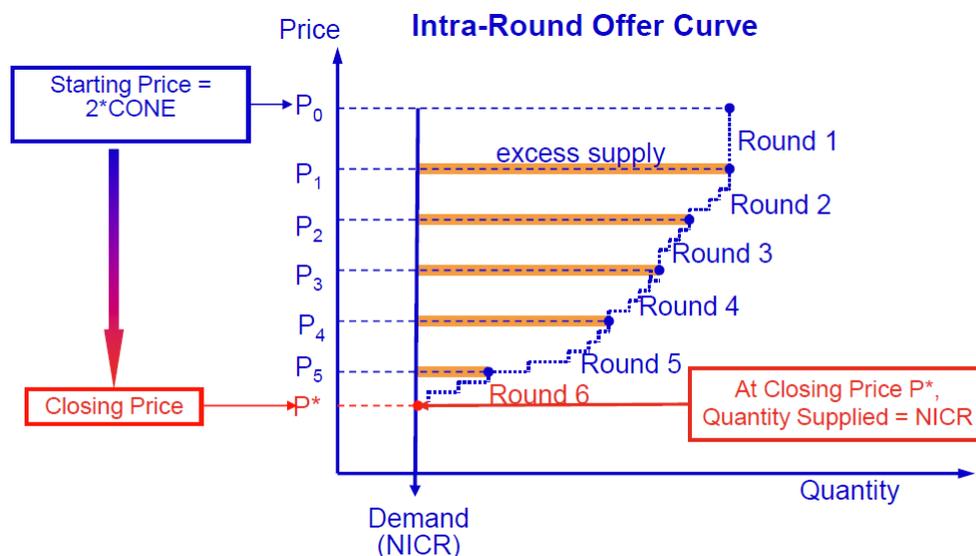


Abbildung 208: Descending Clock Auction des FCM, Quelle (ISO New England 2008a, 25)

Die Preisfindung der Optionen erfolgt über eine sogenannte „Descending Clock Auction“ (DCA). Dabei wird der Options- bzw. Kapazitätspreis in mehreren Bierrunden stetig ge-

<sup>224</sup> Wie im Markt von PJM können auch geplante Erzeugungsanlagen ihre Leistung anbieten, wenn sie bis zum Ausführungsjahr in Betrieb gehen.

<sup>225</sup> Maine und der Rest des Versorgungsgebietes

senkt, bis die noch übrige Angebotsmenge dem prognostizierten Kapazitätsbedarf<sup>226</sup> in 40 Monaten entspricht (Abbildung 208). Startwert der ersten Runde ist der 2-fache CONE. Am Ende jeder Runde erfahren die Anbieter die noch überschüssige Angebotsmenge in der Auktion sowie den Start- und Endpreis der nächsten Runde. Dies ermöglicht ihnen ihre Angebote, auf Grund der zusätzlichen Informationen, noch einmal anzupassen. Ausgeschiedene Gebote sind in der folgenden Runde nicht mehr teilnahmeberechtigt.

Die Bieter können zwischen mehreren sogenannten „De-list Bids“ wählen (Abbildung 209). Diese besitzen bestimmte Preisober- und -untergrenzen, innerhalb derer ein Angebot gelegt werden kann. Unterschreitet der Auktionspreis die Untergrenze des Gebots, so wird dieses aus der Auktion gelöscht. Wählt ein Anbieter die Form des „Permanent De-list Bid“, so scheidet das Gebot für alle folgenden FCAs aus dem Kapazitätsmarkt aus.

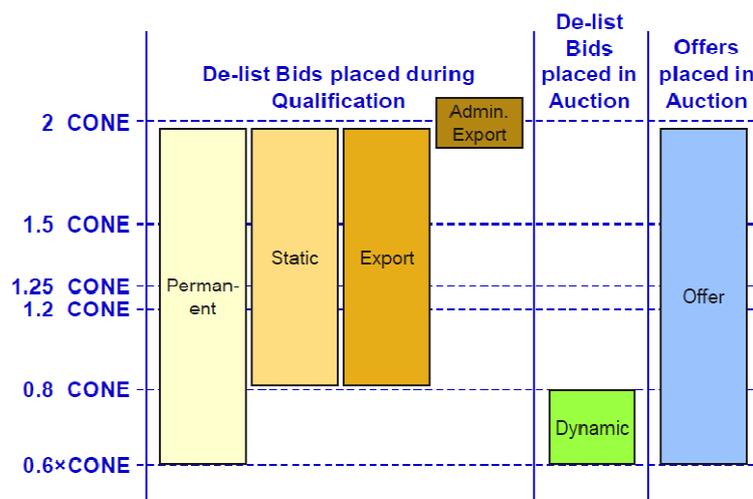


Abbildung 209: Gebotsmöglichkeiten in der Forward Capacity Auction des FCM, Quelle (ISO New England 2008a, 22)

Ein „Static De-list Bid“ wird nur für das jeweilige Bereitstellungs-jahr aus dem Markt genommen. Bieter welche ihre gesamte oder Teile ihrer Kapazität außerhalb des Versorgungsgebietes verkaufen möchten, müssen ihre Gebote als „Export De-list Bid“ deklarieren. Bestehende mehrjährige Exportverträge gehen als „administrative Export De-list Bid“ in die Auktion ein. Diese werden nur berücksichtigt, wenn andernfalls keine ausreichende Leistungsdeckung im Markt möglich ist. Fällt der Angebotspreis unter den 0,8-fachen CONE, so können Anbieter in die laufende Auktion sogenannte „Dynamic De-list Bids“ einstellen (ISO New England 2010b, 32-35).

Wenn die Gebote eines „Static De-list Bid“ oder eines „Export De-list Bid“ den 0,8-fachen CONE überschreiten, werden diese von der „Internal Market Monitoring Unit“ auf ihre Rechtmäßigkeit geprüft. Das Gleiche gilt für „Permanent De-list Bids“ über dem 1,25-fachen CONE (ISO New England 2010b, 37). Damit sollen zu hohe Kapazitätspreisgebote und künstliche Preisbeeinflussungen verhindert werden.

<sup>226</sup> Dieser Kapazitätsbedarf wird als „Net Installed Capacity Requirement“ (NICR) bezeichnet (ISO New England 2008a, 9).

Erzeuger mit Neuanlagen können sogenannte „Offer“ Gebote abgeben, in denen sie die Menge definieren, welche für die FCA bereitgestellt wird. Dabei haben die Anbieter die Möglichkeit, zwischen einer Bereitstellungsdauer von ein bis fünf Jahren zu wählen. Für diesen Zeitraum müssen sie anschließend die auktionierte Leistung bereitstellen und erhalten im Gegenzug den inflationsbereinigten Kapazitätspreis der ersten FCA erstattet. Das Konzept entspricht jenem des New Entry Pricing von PJM und soll speziell Erzeugern mit Neuanlagen ein erhöhtes Maß an Investitionssicherheit bereitstellen (ISO New England 2008a, 9-17).

Neben der FCA finden auch jährliche Anpassungsauktionen (Reconfiguration Auctions) statt, um auf mögliche Lastanstiege reagieren zu können. Im Versorgungsjahr selbst gibt es auch noch monatliche Anpassungsauktionen, um unerwartete Anlagenausfälle und kurzfristige Lastanstiege kompensieren zu können (ISO New England 2010c, 34-39).

### Peak Energy Rent (PER)

Sowohl im Markt von PJM als auch in jenem von ISO-NE werden die Deckungsbeiträge der Anlagen aus dem Energie- und Ancillary Service Markt von den ermittelten Kapazitätzahlungen in Abzug gebracht. Die Art und Weise wie dies erfolgt, unterscheidet sich jedoch. Während PJM die Kapazitätzahlungen um die durchschnittlichen Deckungsbeiträge eines Gaskraftwerkes während der letzten drei Jahre verringert, wird im FCM die sogenannte „Peak Energy Rent“ (PER) abgezogen. Diese wird stündlich aus der Differenz zwischen dem Knotenpreis (Locational Marginal Price, LMP) einer Erzeugungseinheit und dem Ausführungspreis (Strike Price) eines Referenzkraftwerkes errechnet. Als Referenzanlage dient ein Öl- oder Gaskraftwerk mit einer Heizrate von 22.000 Btu/kWh und Brennstoffpreisen eines genau definierten Handelsortes. Die Verrechnung erfolgt monatlich durch die sogenannte „Monthly PER“. Die ermittelten PER Zahlungen sind im FCM jedoch durch die Erlöse der FCA gedeckelt, wodurch sich das Risiko einer Nichtverfügbarkeit gegenüber dem theoretischen Ansatz verringert (ISO New England 2010b, 184-186).

### Ergebnisse des Mechanismus

Bisher wurden im Rahmen des FCMs drei FCAs abgehalten. Diese waren stets in der Lage, die von ISO-NE geförderte Erzeugungskapazität zur Verfügung zu stellen (Tabelle 29). Zudem war es in keiner der Auktionen notwendig, das Versorgungsgebiet in die zwei vorgesehenen Kapazitätzonen aufzuteilen (ISO New England 2010a, 15).

	FCA #1	FCA #2	FCA #3
Teilnahmeberechtigte Kapazität (MW)	39.165	42.777	42.746
Gesamte geräumte Kapazität (MW)	34.077	37.283	36.995
NICR (MW)	32.305	35.528	31.965
Überschusskapazität (MW)	1.772	4.755	5.030
Markträumungspreis (\$/kW-Monat)	4,50	3,60	2,95

Tabelle 29: Ergebnisse der ersten drei FCAs in ISO-NEs FCM, Quelle (ISO New England 2010a, 105)

Bemerkenswert ist auch die hohe Beteiligung der Verbraucherseite. Der PDSM-Anteil betrug durchschnittlich 8 % der gesamten zugeschlagenen Kapazität (Tabelle 30).

Ressourcentyp	FCA #1	FCA #2	FCA #3
<b>Erzeugung</b>	30,865 (90 %)	32,207 (86 %)	32,228 (87 %)
Bestehend	30,825	31,050	30,558
Neu	40	1,157	1,670
<b>Importe</b>	934 (3 %)	2,298 (6 %)	1,900 (5 %)
Bestehend	934	769	1,083
Neu	0	1,529	817
<b>PDSM</b>	2,279 (7 %)	2,778 (8 %)	2,868 (8 %)
Bestehend	1,419	2,330	2,559
Neu	860	448	309
Gesamt	34,077	37,283	36,996

Tabelle 30: Ergebnisse der ersten drei FCAs von ISO-NEs FCM nach Ressourcentyp, Quelle (ISO New England 2010a, 107)

Der Großteil der Verbraucher mit PDSM waren sogenannte „Active Demand Resources“, welche ihren Verbrauch innerhalb von zwei Stunden reduzieren können. Ungefähr ein Drittel wurde aus „Passive Demand Resources“ bereitgestellt. Dies sind Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz oder saisonale Verbraucher, welche ihren Bedarf nur während eines beschränkten Zeitraums reduzieren können (ISO New England 2010a, 110).

Die bisherigen Ergebnisse des Mechanismus waren sehr zufriedenstellend, trotzdem kann die langfristige Wirkungsweise, auf Grund der erst kurzen Einsatzzeit, nicht abgeschätzt werden. Zu erwähnen ist jedoch, dass die Auktionen bis dato stets zu geringeren Kapazitätskosten führten als die vergleichbaren Modelle PJMs oder NYISOs. Ein möglicher Grund hierfür ist die Preisermittlung über die „Descending Clock Auction“. Da die Erzeuger hierbei ihre Verkaufsbereitschaft offenlegen müssen, ist der Mechanismus besser geeignet, die tatsächlichen Kapazitätskosten zu ermitteln als eine Kapazitätsbörse mit künstlicher Nachfragekurve. Der FCM ist aus dieser Sicht dem RPM vorzuziehen.

### 8.9.2.2 Anwendungsfall Kolumbien (Obligaciones de Energía Firme, OEF)

Auch in Kolumbien wird der Ansatz der Optionskontrakte zur Aufrechterhaltung der langfristigen Versorgungssicherheit angewendet. Der Elektrizitätssektor ist bereits seit dem Jahr 1994 liberalisiert und in hohem Maße vom Wasserkraftdargebot abhängig. Im Jahr 2006 wurde ca. 77 % der Energie mittels Lauf- und Speicherkraftwerken erzeugt. Gleichzeitig ist das Land extremen Wetterphänomenen mit langen Regen- und Trockenperioden ausgesetzt. Um ganzjährig eine sichere Energieversorgung gewährleisten zu können, muss die dargebotsabhängige Erzeugung im System daher durch bedarfsgerechte Anlagen abgesichert werden. Das schwankende Wasserkraftdargebot führt am Großhandelsmarkt jedoch zu hochvolatilen Preisen, welche die Investitionssicherheit von Kraftwerksprojekten nachteilig beeinflussen. Dieser Umstand führte dazu, dass im Jahr 1996, bereit kurz nach der Liberalisierung, ein Kapazitätsmechanismus auf Basis administrativ bestimmter Kapazitätsszahlungen eingeführt wurde. Dieser sollte den Erzeugungsunternehmen prognostizierbare Erlöse zur Deckung der Fixkosten bereitstellen. Bereits während der Einführung des Mechanismus wurde beschlossen, diesen im Jahr 2006 zu evaluieren und bei Bedarf zu ersetzen. Auf Grund mangelnder Effektivität der

Kapazitätzahlungen<sup>227</sup> wurde im Jahr 2006 der derzeitige Kapazitätsmechanismus „Obligaciones de Energía Firme“<sup>228</sup> (OEF) implementiert (CREG 2007, 2-5).

### **Firm Energy Obligation (OEF)**

Wasserkraftdominierte Systeme besitzen in der Regel keine Leistungs- sondern Energieengpässe. Im „Obligaciones de Energía Firme“ stellen die Erzeuger daher Optionskontrakte für sicher lieferbare Energie (Firm Energy Obligations, *span. OEF*) während der Trockenperioden aus<sup>229</sup>. Diese Optionskontrakte müssen durch Anlagen, die im Stande sind diese Verpflichtung physisch zu erfüllen, abgesichert werden. Zusätzlich wird vom Regulator CREG ein Ausführungspreis bestimmt<sup>230</sup>, ab welchem die Optionen eingelöst werden können. Übersteigt der Marktpreis den Ausführungspreis, so erhalten die Erzeugungsunternehmen vom ISO die Aufforderung ihre sicher verfügbare Energie bereitzustellen. Zudem müssen die Anlagebetreiber die Differenz aus Marktpreis und Ausführungspreis an den Auktionator ASIC überweisen, welcher diese Einnahmen an die Optionsbesitzer weiterleitet. Für die Gewährleistung der sicheren Energieerzeugung zum Ausführungspreis erhalten die Erzeuger eine Optionsprämie, die sogenannte „Reliability Charge“. Die Höhe dieser Zahlung wird wie im Falle von ISO-NE über eine „Descending Clock Auction“ bestimmt. Die zu beschaffende Optionsmenge wird vom Regulator vorgegeben und muss in der Lage sein, den prognostizierten Energiebedarf inklusive einer bestimmten Reserve zu decken (CREG 2007, 5-6).

### **OEF Auktionen**

Ein wesentlicher Unterschied zum Modell von ISO-NE ist, dass die Optionsversteigerung nicht jährlich stattfindet, sondern nur einberufen wird, wenn die Deckung des zukünftigen Bedarfs lt. Prognose von CREG nicht möglich ist (CREG 2007, 7-8).

In diesem Fall werden zwei separate Auktionen für bestehende, in Bau befindliche und geplante Anlagen abgehalten. In der ersten Auktion sind alle Anlagen teilnahmeberechtigt, die innerhalb von drei Jahren in Betrieb gehen können. Bereits fertiggestellte Anlagen erhalten die ermittelten Kapazitätzahlungen für ein Jahr garantiert<sup>231</sup>. Neue Anlagen können zwischen einem Vergütungszeitraum von ein bis zehn Jahren wählen.

Eine zweite Auktion findet für alle Anlagen statt, welche eine Errichtungszeit von bis zu sieben Jahren aufweisen. Damit sollte speziell für Grund- und Mittellastkraftwerke mit längerer Vorlaufzeit ein Investitionsanreiz geschaffen werden. Da es sich hierbei zumeist auch um An-

---

<sup>227</sup> vgl. (Battle und Rodilla 2010, 7175)

<sup>228</sup> In der englischsprachigen Literatur werden diese Optionen als „Firm Energy Obligations“ bezeichnet (CREG 2007, 8). Eine ausführliche Erläuterung des in Kolumbien angewendeten Konzeptes ist auch in der Arbeit von Cramton und Stoft (2007) zu finden.

<sup>229</sup> In Märkten in denen unsicher ist, ob die Energie oder Leistung beschränkt ist, können beide Komponenten bewertet und zusammen angeboten werden (Cramton und Stoft 2008, 200).

<sup>230</sup> Dieser sogenannte „Scarcity Price“ betrug im Jänner 2007 120 \$/MWh. Der Wert wird jedoch monatliche auf Basis aktueller Brennstoffpreise angepasst (Harbord und Pagnozzi 2008, 6).

<sup>231</sup> Sie erhalten diese Zahlungen jedoch, bis die nächste Auktion durchgeführt wird (Harbord und Pagnozzi 2008, 8).

lagen mit höherem Kapitaleinsatz und längerer Nutzungsdauer handelt, können diese zwischen einem garantierten Vergütungszeitraum von ein bis 20 Jahren wählen.

### Sekundärmarkt

Neben den beiden zentralen Auktionen gibt es auch die Möglichkeit, gesicherte Energieerzeugung über einen bilateralen Handel zu besorgen. Sind Anlagenbetreiber z.B. auf Grund von Kraftwerkswartungen oder anderen Gründen nicht in der Lage, ihre OEF zu erfüllen, so können diese bilaterale Lieferverträge (Back-up Contracts) mit anderen Erzeugern abschließen, welche bei Bedarf ihrer Lieferverpflichtung nachkommen. Anbieter in diesem Markt sind Erzeuger, die in der DCA nicht berücksichtigt wurden oder Wasserkrafterzeuger, welche einen nicht speicherbaren Überschuss produzieren. Die Abwicklung des finanziellen Ausgleichs erfolgt in diesem Fall bilateral.

Da viele große Verbraucher in Kolumbien Eigenversorgungsanlagen besitzen wurde zusätzlich die Möglichkeit eingeführt, Optionsverträge mit unterbrechbaren Verbrauchern abzuschließen. Diese müssen auf Anweisung des Erzeugers ihren Bedarf aus den Eigenversorgungsanlagen decken und können somit zu einer Entlastung des Kraftwerksparks beitragen. Die finanzielle Abgeltung erfolgt wiederum bilateral.

Ist keine der genannten Alternativen ausreichend, um den Bedarf an OEF Kapazität zu decken, so können Erzeuger auch kurzfristig eigene Erzeugungsanlagen errichten und einsetzen oder mit anderen Erzeugern, die nicht am Großhandelsmarkt teilnehmen, Lieferverträge abschließen.

In den bisher beschriebenen sekundären Auktionen geht die Initiative stets von Erzeugungsunternehmen aus, welche versuchen sichere Energielieferverträge abzuschließen. Steigt oder fällt der Bedarf jedoch unvorhergesehen, so kann auch der Regulator Anpassungsauktionen durchführen. Diese werden bis zu zwei Jahre vor der Bereitstellung abgehalten. Im Falle einer Zukaufsauktion werden die Unternehmen aufgefordert, Preis-Mengen-Gebote für zusätzliche sichere Energieerzeugung abzugeben bzw. im Falle einer Verkaufsauktion für die Reduktion der sicheren Erzeugung. Die Kosten der Auktionen werden an die Endkunden weiterverrechnet, welche im Gegenzug den Vorteil einer sicheren Energieversorgung und eines maximalen Energiepreises erhalten (CREG 2007, 11-12).

### Ergebnisse des Mechanismus

Bisher wurden zwei Auktionen im Rahmen des OEF durchgeführt. Die Erste fand im Mai 2008 für die Bereitstellung ab Dezember 2012<sup>232</sup> statt und berücksichtigte bestehende sowie bis zum Lieferzeitpunkt betriebsbreite Anlagen. Die Zweite Auktion wurde im Juni 2008 für eine Bereitstellung ab Dezember 2014 durchgeführt und berücksichtigte alle Kraftwerke mit längerer Errichtungszeit.

In der ersten Versteigerung wurden insgesamt zehn neue Kraftwerke mit einer Gesamtenergie von 9.185 GWh angeboten sowie 62.860 GWh aus bestehenden Anlagen. Es wurde eine sichere Energie von 65.869 GWh unter Vertrag genommen und dadurch der gesamte prognostizier-

---

<sup>232</sup> In der Übergangsperiode bis Dezember 2012 erhalten die Erzeuger einen administrativ bestimmten Kapazitätspreis von 13,05 €/MWh. Für diese Phase wurden im Jahr 2007 Optionen im Ausmaß von 55.300 GWh kontrahiert (Harbord und Pagnozzi 2008, 6).

te Bedarf gedeckt. Von der zugeschlagenen Liefermenge werden insgesamt 3.009 GWh (4,6 %) aus neuen und der Rest aus bereits bestehenden Anlagen bereitgestellt. Der Startpreis der Auktion wurde auf Höhe des 2-fachen CONE (26,09 \$/MWh) festgelegt und je Gebotsrunde um 2 \$/kWh gesenkt. Die Auktion führte zu einem Endpreis von 13,998 \$/MWh, mit zusätzlichen Restkapazitäten von 163 GWh (Harbord und Pagnozzi 2008, 8-12).

In der zweiten Auktion für Anlagen mit längerer Errichtungsphase wurde der prognostizierte jährliche Bedarfszuwachs des Zeitraums 2014 bis 2018 auktioniert. Die Erzeugungsunternehmen sollten hierfür ihre jährlich sicher zur Verfügung stehende Energie bekanntgeben. Der Ausgangspreis der Versteigerung war der Endwert der ersten Auktion von 13,998 \$/MWh. Diese zweite Auktion brachte jedoch nicht die gewünschten Ergebnisse, da die geforderte Erzeugungsmenge nicht beschafft werden konnte. Dadurch stellte sich in jedem Versteigerungsjahr der maximale Optionspreis von 13,998 \$/MWh ein. Laut Harbord und Pagnozzi (2008, 27) ist dies auf strategisches Verhalten der Erzeuger zurückzuführen. Diese teilten ihre Angebote so auf, dass es in keinem Jahr zu einer Bedarfsdeckung kam und der höchstmögliche Optionspreis erzielt werden konnte. Um ein solches Verhalten in Zukunft zu verhindern, sollte laut den Autoren die Möglichkeit, jedes Jahr ein separates Angebot zu legen dürfen, überdacht werden. Es zeigte sich zudem, dass die kurzfristige Auktion hauptsächlich für thermische Erzeugungsanlagen einen Anreiz darstellte, wohingegen Wasserkraftprojekte in der langfristigen Auktion kontrahiert wurden. Harbord und Pagnozzi (2008, 30-31) schlagen vor, in Zukunft nur mehr eine gemeinsame Versteigerung durchzuführen. Diese sollte eine Vorlaufzeit zwischen drei und sieben Jahren besitzen und zu mehr Wettbewerb und einer Steigerung der Effizienz im Beschaffungsprozess führen. Da erst zwei Versteigerungen durchgeführt wurden und die vereinbarte Lieferperiode noch nicht in Kraft getreten ist, können langfristige Effekte des Mechanismus derzeit noch nicht abgeschätzt werden.

### 8.9.2.3 Anwendungsfall Brasilien

Brasilien besitzt wie Kolumbien eine hohe Abhängigkeit gegenüber der Wasserkrafterzeugung im System. Im Jahr 2005 betrug die installierte Leistung 91 GW, wovon 85 % mittels Lauf- und Speicherkraftwerke bereitgestellt wurden. Viele dieser Erzeugungsanlagen sind große Jahrespeicher mit komplexer Struktur und mehreren Staubecken (Barroso, et al. 2006, 2).

Der Elektrizitätsmarkt in Brasilien ist seit dem Jahr 1996 liberalisiert. Nach anfänglich hohem Interesse privater Investoren, blieben Investitionen in den Folgejahren jedoch auf Grund mangelnder finanzieller Anreize aus. Barroso et al. (2006, 2-4) identifizierten den hohen Anteil an Wasserkrafterzeugung als wesentliches Problem des brasilianischen Marktes. Diese Anlagen führen während niederschlagsreicher Perioden zu sinkenden Spotmarktpreisen, wodurch speziell konventionelle Erzeugungsanlagen nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Der Mangel an bedarfsgerechten Kraftwerken spiegelt sich erst in den Marktpreisen wider, wenn bereits ein Energieengpass besteht. Dieser Umstand führte in den Jahren 2001 und 2002 zu einer ausgeprägten Energiekrise im brasilianischen Markt. Die Folge waren hohe Spotmarktpreise, Rationierungsmaßnahmen und enorme volkswirtschaftliche Verluste. Nur durch eine massive Verringerung der Speicherinhalte konnte die Versorgung im Land aufrecht erhalten werden (Abbildung 210). Auf Grund dieser Entwicklungen beschloss man im Jahr 2004 die Reformierung des Elektrizitätssektors und die Einführung eines Kapazitätsmechanismus.

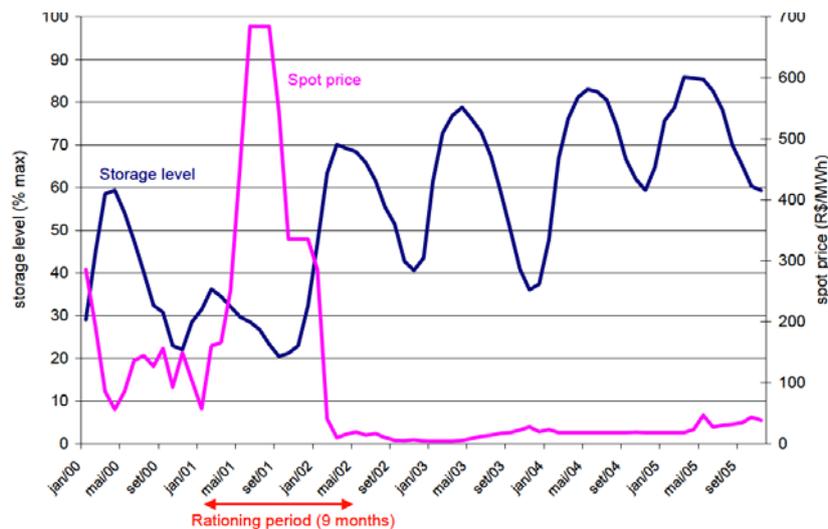


Abbildung 210: Spotmarktpreise und Speicherstand in Brasilien, Quelle (Barroso, et al. 2006, 4)

### Gemeinsamkeiten Brasilien und EOF

Der brasilianische Kapazitätsmechanismus ähnelt dem kolumbianischen EOF in vielen Bereichen. So wird den Versorgungsunternehmen und Großkunden in beiden Märkten die Verpflichtung auferlegt, sich entsprechend ihres Verbrauchs mit sicheren Energielieferverträgen einzudecken. Diese müssen durch Anlagen abgesichert sein, die in der Lage sind, die angegebene Erzeugungsmenge während der Trockenperioden physisch bereitzustellen. Die Beschaffung der Kapazitäten erfolgt über separate Auktionen für bestehende Anlagen (Existing Energy, EE) und neue Kraftwerke (New Energy, NE).

### Auktionierung von bestehenden Anlagen (Existing Energy, EE)

Die wesentlichen Unterschiede zum kolumbianischen Modell sind der Zeitpunkt der Erstauktion für bestehende Anlagen und die garantierte Kapazitätsvergütungszeit. In Brasilien werden auch bestehenden Kraftwerken Kapazitätzahlungen zwischen fünf und 15 Jahren garantiert. Die Versteigerung erfolgt ein Jahr vor Lieferstart.

### Auktionierung von neuen Anlagen (New Energy, NE)

Für Neuanlagen finden im brasilianischen Modell zwei separate Versteigerungen statt, welche sich auf Grund ihres Zeithorizonts unterscheiden. Die Teilnahme an der Hauptauktion ist Anlagen mit einer Errichtungszeit unter fünf Jahren vorbehalten. Die unter Vertrag genommenen Erzeuger können zwischen garantierten Kapazitätsvergütungszeiten von 15 bis 30 Jahren wählen. Zwei Jahre danach findet eine Ergänzungsauktion statt (Abbildung 211). Hierbei können alle Anlagen mit einer Errichtungszeit unter drei Jahren teilnehmen. Der Vorteil dieser Separation liegt darin, dass die Erzeugungskapazität kurzfristig angepasst werden kann, wenn bereits bessere Informationen über die tatsächliche Verbrauchsentwicklung zur Verfügung stehen. Die Hauptauktion sollte vor allem Kraftwerksprojekten mit längerer Errichtungszeit, wie Laufwasser- oder Speicherkraftwerken, als Anreiz dienen und die kurzfristigere Versteigerung eine Anpassung an den Bedarf mittels Gas- oder GuD-Anlagen ermöglichen. Neben den herkömmlichen Erzeugungsanlagen können auch internationale Leitungsbauprojekte und PDSM als Kapazitäten angeboten werden (Barroso, et al. 2006, 5).

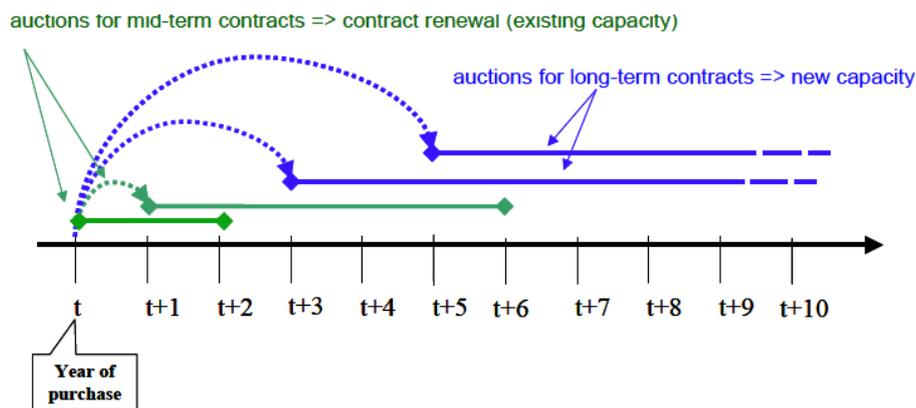


Abbildung 211: EE und NE Versteigerungen in Brasilien und Bereitstellungszeitpunkt, Quelle (Barroso, et al. 2006, 5)

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal gegenüber dem kolumbianischen Modell ist, dass der Auktionator<sup>233</sup> lediglich die Versteigerungen abhält, die Erzeuger und Verbraucher ihre Bereitstellungsverträge jedoch bilateral abschließen müssen. Diese Verträge können als Optionen oder finanzielle Forward Kontrakte ausgeführt werden. Die Überprüfung, ob alle Energielieferungen mittels Kontrakten und den entsprechenden Anlagen abgesichert sind, erfolgt im Spotmarkt durch den ISO<sup>234</sup>. Ist dies nicht der Fall, so werden Strafzahlungen an die jeweiligen Versorgungsunternehmen verhängt. Im brasilianischen Modell werden die über die Auktion zu beschaffenden Mengen nicht durch den Regulator oder eine Behörde vorgegeben, sondern durch die einzelnen Versorgungsunternehmen und Großkunden bestimmt. Diese teilen dem Auktionator mit, welche Menge sie in welcher Versteigerung beschaffen möchten. Die Erzeuger werden dann aufgefordert, ihre jährlichen Fixkosten (in US\$/Jahr) und die sicher zur Verfügung stehende Energie (in MWh) bekanntzugeben. Aus der Division ergibt sich der Angebotspreis (US\$/MWh-Jahr), welcher in der Auktion berücksichtigt wird (Rudnick, Barroso, et al. 2005, 54).

### Ergebnisse des Mechanismus

Die erste Auktion für bestehende Anlagen (EE) wurde im Dezember 2004 abgehalten. Dabei konnten die Erzeuger Angebote für Standard Forward Verträge mit einer Laufzeit von acht Jahren und Lieferbeginn 2005, 2006 oder 2007 abgeben. In einer zweiten Auktion im April 2005 wurden Verträge mit Lieferbeginn 2008 und 2009 versteigert. Zur Preisfindung kamen zwei unterschiedliche Konzepte zum Einsatz. Zuerst wurden die in Frage kommenden Angebote für die Jahre 2005, 2006 und 2007 bzw. 2008 und 2009 mittels einer „Descending Clock Auction“ (DCA) simultan ermittelt. Danach erfolgte für jedes Jahr eine separate Abschlussrunde auf Basis einer „Pay-as-bid“ Auktion.

In der ersten Versteigerung für die Jahre 2005, 2006 und 2007 wurden 98 % des angegebenen Bedarfs gedeckt. Das gesamte kontrahierte Volumen betrug 17.008 avgMW<sup>235</sup>. Im Rahmen

<sup>233</sup> Im brasilianischen Modell ist dies der Staat (Barroso, et al. 2006, 5).

<sup>234</sup> Im brasilianischen Modell sind die Erzeuger jedoch nicht verpflichtet eine bestimmte Reservekapazität zu beschaffen.

<sup>235</sup> Die im Rahmen des Mechanismus kontrahierte Kapazitätsmenge wird in der Literatur stets als durchschnittliche Leistung (avgMW) angegeben [vgl. (Rudnick, Barroso, et al. 2005, 54), (Barroso,

der zweiten Auktion für die Jahre 2008 und 2009 konnten nur rund 20 % des benötigten Optionsvolumens beschafft werden. Barroso et al. (2006, 7) vermuten, dass der Startpreis der Auktion<sup>236</sup> in diesem Fall zu gering gewählt wurde.

Die erste Versteigerung für neue Anlagen (NE) erfolgte im Dezember 2005. Dabei wurden den Erzeugern sichere Energielieferverträge mit einer Laufzeit von 15 Jahren und Beginn 2008, 2009 bzw. 2010 angeboten. Im Rahmen der Auktion kamen erstmals Optionsverträge, wie im theoretischen Ansatz erläutert, zum Einsatz. Den Erzeugern wurde erlaubt, ihre Angebotsmenge, den Ausführungspreis und die Optionsprämie selbst zu wählen, was jedoch dazu führte, dass die einzelnen Angebote schwer miteinander vergleichbar wurden. Als Preisfindungsprozess kam eine iterative „Pay-as-bid“ Auktion zum Einsatz.

Die NE-Versteigerung wurde in Brasilien mit großer Aufmerksamkeit verfolgt. Im Rahmen der ersten Phase wurden Kapazitäten im Ausmaß von insgesamt 60 avgGW angeboten. Diese Menge reduzierte sich jedoch auf Grund von umweltrelevanten Ausschlusskriterien auf 6 avgGW. Der Bedarf der Versorgungsunternehmen betrug 4,7 avgGW. Diese erste Versteigerung von NE führte zu Lieferverträgen im Ausmaß von 3,3 avgGW, wodurch ein Anteil von 70 % des bekanntgegebenen Bedarfs gedeckt werden konnte. Barroso et al. (2006, 7-8) nannten die geringen Kapazitätspreise und alternative Vermarktungsmöglichkeiten als wesentliche Gründe dafür, dass nicht 100 % des Bedarfs beschafft werden konnten.

Bei den beiden beschriebenen Versteigerungen handelte es sich um Einführungsauktionen. Diese können daher nicht als repräsentativ für die langfristige Wirkungsweise des Mechanismus erachtet werden. Ergebnisse aktuellerer Versteigerungen sind auf Grund der schlechten Informationslage nicht bekannt. In den bisher abgehaltenen Auktionen war auffällig, dass der Kapazitätspreis stets zu gering gewählt wurde und daher nicht die benötigten Kapazitätsmengen beschafft werden konnten. Der Preisbildungsmechanismus bedarf daher einer Anpassung. Auf Grund der Tatsache, dass die Erzeugerunternehmen in der NE-Auktion mehr als das Zehnfache des Bedarfs anboten, kann man davon ausgehen, dass der Mechanismus in der Lage ist, die Errichtung neuer Anlagen zu fördern. Die Realisierung dieser Projekte hängt jedoch wesentlich vom ermittelten Optionspreis ab. Dessen Bestimmung ist daher in Zukunft verstärkte Aufmerksamkeit zu schenken.

#### 8.9.2.4 Anwendungsfall Griechenland (Capacity Assurance Mechanism)

Der griechische Elektrizitätsmarkt besitzt seit längerer Zeit Probleme, ausreichende Investitionen sicherzustellen<sup>237</sup>. Dies ist jedoch nicht, wie in den meisten vorher angeführten Märkten, auf einen hohen Anteil an Wasserkrafterzeugung zurückzuführen, sondern auf fehlende Investitionsanreize, bedingt durch niedrige regulierte Endkundenpreise und mangelnden Wettbewerb am Großhandelsmarkt (RAE 2007, 3). Um die Versorgungssicherheit im System zu erhöhen und neuen Erzeugungsunternehmen den Markteintritt zu erleichtern, wurden daher im Jahr 2006 Überlegungen getätigt, einen Kapazitätsmechanismus zu implementieren.

---

et al. 2006, 7)]. Diese entspricht dem Quotienten aus kontrahierter sicherer Energieliefermenge und vereinbarter Lieferdauer.

<sup>236</sup> Dieser wird durch die Regierung vorgegeben.

<sup>237</sup> Im Jahr 2004 führte der Erzeugungsmangel zu einem großflächigen Stromausfall im Gebiet Athens (IEA 2006a, 133).

### Gemeinsamkeiten ISO-NE, Kolumbien et al.

Das entwickelte Konzept ähnelt den bereits vorgestellten Kapazitätsbörsen- und Optionsmodellen in weiten Teilen (RAE 2009, 36). Wie in den Ansätzen von ISO-NE, Kolumbien et al. wird auch im griechischen „Capacity Assurance Mechanism“ (CAM) den Versorgungsunternehmen und Großkunden die Verpflichtung auferlegt, sich entsprechend ihres Beitrags zur Lastspitze mit sicher verfügbarer Leistung einzudecken<sup>238</sup>. Im Fall des CAM wird die erforderliche Kapazitätmenge eines Verbrauchers aus seinem letztjährigen Beitrag zur Last während der 500 Stunden mit der geringsten Erzeugungsreserve<sup>239</sup> bestimmt (M. Caramanis 2006, 8). Anlagenbetreiber dürfen nur die sicher verfügbare Leistung ihrer Kraftwerke als Kapazität anbieten. Diese wird vom TSO über den EFORD-Wert der letzten drei Jahre bestimmt (RAE 2007, 6).

### CATs und CACs

Ein wesentlicher Unterschied gegenüber den bereits beschriebenen Mechanismen liegt in der Art der Kapazitätsbeschaffung. Diese basiert auf sogenannten „Capacity Availability Tickets“ (CATs) und „Capacity Availability Contracts“ (CACs), welche bilateral gehandelt werden. Ein Erzeugungsunternehmen ist in der Lage, CATs im Ausmaß seiner sicher verfügbaren Nettoleistung auszugeben. Ein CAT entspricht der Zusicherung eine sicher verfügbare Leistung von 1 MW mit einer bestimmten Erzeugungsanlage, für die Dauer eines Jahres bereitzustellen. Nur Anlagen die entsprechende CATs ausgeben, können am Day-Ahead Energiemarkt teilnehmen (RAE 2007, 8). Diese Tickets werden vom TSO in einem sogenannten CAT-Register verwaltet. Versorgungsunternehmen und Großkunden müssen entsprechend der ihnen auferlegten Verpflichtung CACs mit den Erzeugern abschließen. Ein CAC entspricht dabei einem CAT. Diese CACs werden ebenfalls vom TSO in einem Depot verwahrt. Grundsätzlich beinhalten CACs keine finanziellen Übereinkünfte. Diese können aber zwischen den beiden Vertragsparteien vereinbart werden und sollen zur Deckung der Fixkosten beitragen (CEER 2006, 11).

### Optionsverträge für Neuanlagen

Kann ein Erzeugungsunternehmen nachweisen, dass eine in Bau befindliche Anlage bis zu einem bestimmten Zeitpunkt in Betrieb geht, so können auch schon im Vorhinein CATs ausgeben bzw. CACs abgeschlossen werden. Es ist vom Regulator vorgesehen, dass die Erzeuger parallel dazu Optionsverträge mit Versorgern abschließen, die bereits in der Bauphase Einnahmen durch Optionsprämien ermöglichen und so die Finanzierung der Projekte erleichtern. Im Gegenzug sollten die Erzeuger den Versorgungsunternehmen nach Inbetriebnahme der Anlagen ihre Energie zu einem maximalen Ausführungspreis bereitstellen (Abbildung 212).

---

<sup>238</sup> Diese muss auch eine gewisse geforderte Reservekapazität beinhalten.

<sup>239</sup> Diese Stunden werden als „Hours of Increased Probability for Load Failure“ bezeichnet (CEER 2006, 12).

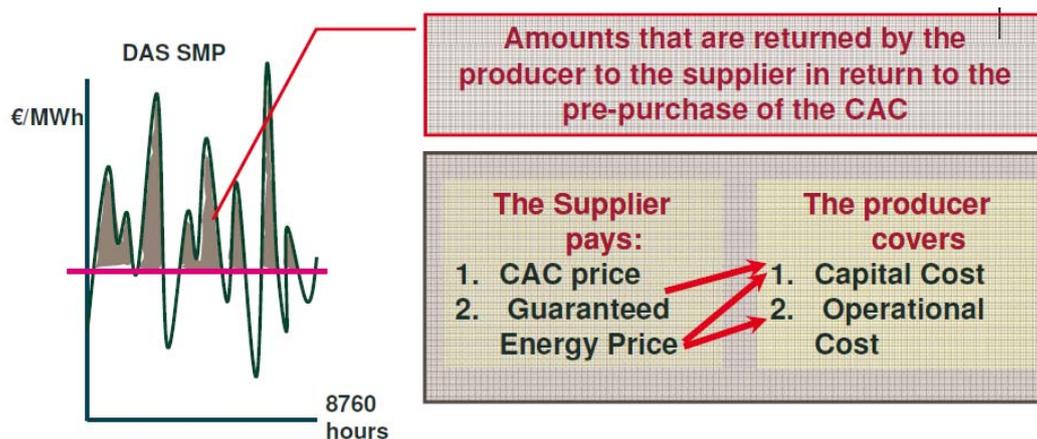


Abbildung 212: Funktionsweise der Optionskontrakte für Neuanlagen in CAM, Quelle (RAE 2007, 10)

Für die Versorgungsunternehmen ergibt sich in diesem Fall der Vorteil stabilerer Energiepreise und Erzeugungsunternehmen erhalten durch die Optionsprämie eine Fixkostenabgeltung.

### Ausschreibungsverfahren

Im CAM ist auch die Möglichkeit eines Ausschreibungsverfahrens für neue Anlagen durch den TSO vorgesehen, sollten die getätigten Investitionen nicht ausreichen, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten (HTSO 2006, 10)<sup>240</sup>. Die CACs werden in diesem Fall vom TSO, in Vertretung der Versorgungsunternehmen, angekauft und so bald wie möglich an diese weitergegeben. Durch diesen Vorverkauf der CACs wird dem Anlagenerrichter ein bestimmtes Minimaleinkommen für 12 Jahre zugesichert (RAE 2009, 35). Der TSO übernimmt jedoch keine Abnahmeverpflichtung für die produzierte Energie der Anlage. Das gesicherte Minimaleinkommen des Erzeugers wird aus den Preisen des Day-Ahead Marktes abgeleitet. Sind die Erlöse des Kraftwerks, abzüglich der Brennstoff- und Betriebskosten, geringer als das zugesicherte Minimaleinkommen, so wird der Differenzbetrag durch den TSO erstattet. Dieser verrechnet die auftretenden Kosten an die Versorgungsunternehmen weiter. Geht das neue Kraftwerk in Betrieb, so besitzt es die Verpflichtung, seine Energie, im Ausmaß der ausgegebenen CACs, zu den kurzfristigen Grenzkosten im Day-Ahead Markt anzubieten. Der TSO gibt die erworbenen CACs der Anlage im Rahmen einer Auktion an die Versorgungsunternehmen weiter. Wenn es der Erzeuger wünscht, können parallel dazu Optionsverträge ausgehandelt werden. Zudem erhält der Erzeuger die gesamten Erlöse der Versteigerung (RAE 2007, 11-14).

### Ergebnisse des „Capacity Assurance Mechanism“ (CAM)

Der CAM in Griechenland befindet sich seit Oktober 2006 in der Einführungsphase. Diese wurde nun bis September 2011 verlängert (HTSO 2010, 1). Während dieser Zeit schließen die Erzeuger CACs mit dem TSO ab und erhalten fixe jährliche Kapazitätzahlungen in der Höhe von 35.000 €/MW (Iliadou 2007, 15). Die entstehenden Kosten werden an die Versorgungsunternehmen, entsprechend des 500-Stunden Kriteriums, weiterverrechnet. Die Kapazitätskosten stellen gleichzeitig auch die Höhe der Strafzahlungen im Falle einer Nichteinhaltung der Kapazitätsverpflichtung dar.

<sup>240</sup> Die im System vorhandene Kapazitätsmenge wird jährlich über eine Verfügbarkeitsstudie ermittelt.

Auf Grund der dringlichen Notwendigkeit wurde im Jahr 2006 ein Ausschreibungsverfahren für ein 400 MW GuD-Kraftwerk durchgeführt. HTSO unterzeichnete im Juli 2008 einen entsprechenden Errichtungsvertrag mit dem Bestbieter, welcher derzeit jedoch durch das archäologische Bundesamt gerichtlich bekämpft wird (RAE 2009, 35). Die tatsächliche Realisierung des Projektes ist daher ungewiss. Auch sonst wurden zwischen den Jahren 2006 und 2010 keine wesentlichen Investitionen getätigt<sup>241</sup>. Lediglich eine neue KWK-Anlage mit einer Leistung von 330 MW ging im Sommer 2008 in Betrieb (RAE 2008, 38).

Die Tatsache, dass die Einführung des CAM schon mehrmals verschoben wurde, weist auf Implementierungsprobleme im griechischen Markt hin. Der Übergangsmechanismus brachte bisher nicht die gewünschten Ergebnisse und selbst das im Jahr 2006 angestrebte Ausschreibungsverfahren führte bisher nicht zum erwünschten Kraftwerkszubau. Der Regulator RAE verweist in seinen Berichten<sup>242</sup> zwar auf das gestiegene Interesse an einer Anlagenerrichtung, konkrete Projekte wurden bisher aber noch nicht realisiert. Auf Grund der schwierigen wirtschaftlichen Lage in Griechenland ist anzunehmen, dass sich dies auch demnächst nicht ändern wird. Der CAM hat sich aus diesem Grund bisher noch nicht bewährt.

### 8.9.3 Bewertung des Ansatzes

Die Bewertung des Ansatzes erfolgt wiederum auf Grund der folgenden Kriterien:

**Vollkostendeckung:** Laut theoretischem Ansatz sollte es die Optionsprämie den Erzeugungsunternehmen ermöglichen, ihre Vollkosten sicher zu decken. In den praktischen Anwendungsfällen orientiert sich diese Prämie zumeist an den Fixkosten eines neuen Gas- bzw. GuD-Kraftwerks (Cost of New Entry, CONE). Sowohl im Mechanismus von ISO-NE als auch in Kolumbien starten die Versteigerungen der Kapazitätsoptionen auf Höhe des zweifachen CONE. Dies ist somit der maximale Erlös, den der Mechanismus den Erzeugungsunternehmen für die zur Verfügung gestellte Leistung bereitstellen kann. Es gilt hier selbiges, wie bereits in der Bewertung der Kapazitätsbörsen angeführt. Diese Erlöse können neu errichteten Gas- bzw. GuD-Kraftwerken die Deckung ihrer Vollkosten ermöglichen. Grund- oder Mittellastkraftwerke weisen jedoch andere Kostenverteilungen auf. Für diese ist die Erwirtschaftung der Vollkosten nicht sicher gewährleistet, zumal die Deckungsbeiträge des Energiemarktes wesentlich von der Erzeugungsstruktur, den Brennstoffpreisen oder dem Dargebot der Wind- und Wasserkraftanlagen abhängen. Auch im Falle Brasiliens zeigte sich, dass die von der Regierung festgelegten Startpreise der Versteigerung keinen adäquaten Investitionsanreiz darstellen. In Griechenland werden während der Übergangphase noch administrative Kapazitätzahlungen geleistet, die jedoch deutlich unter den Werten anderer Kapazitätsmechanismen liegen. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Kapazitätspreise, die sich an den CONE gasbefuerter Anlagen orientieren, eben diesen die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten gewährleisten können, dies jedoch für Grund- und Mittellastkraftwerke nicht sichergestellt ist.

**Langfristige Planungssicherheit:** Die Zeiträume der sicher gewährleisteten Kapazitätzahlungen unterscheiden sich in den einzelnen Anwendungsfällen deutlich. In den Märkten Kolumbi-

---

<sup>241</sup> Lediglich im Bereich erneuerbarer Energien kam es auf Grund von regulierten Einspeisetarifen zwischen 2006 und 2009 zu einem Zubau im Umfang von 560 MW (ENTSO-E 2010c). Diese zusätzlichen Erzeugungskapazitäten setzen sich hauptsächlich aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen zusammen und stehen dem System daher nicht bedarfsgerecht zur Verfügung.

<sup>242</sup> vgl. (RAE 2008, 38), (RAE 2009, 52)

ens und Brasiliens, welche über einen hohen Anteil an Wasserkrafterzeugung verfügen, wird die unterschiedliche Kostenentwicklung der Kraftwerkstypen durch unterschiedliche Vergütungsdauern berücksichtigt. So werden den Erzeugern in Brasilien die ermittelten Kapazitätzahlungen bis zu 30 Jahre garantiert. Dies ist ein Zeitraum, welcher durchaus in der Lage ist die langfristige Planungssicherheit von z.B. Lauf- oder Speicherkraftwerken zu erhöhen. Auch die für 20 Jahre garantierten Kapazitätzahlungen in Kolumbien sollten dazu in der Lage sein. ISO-NE gewährleistet Neuanlagen im System lediglich für fünf Jahre garantierte Kapazitätzahlungen. Dies ist zwar ein längerer Zeitraum als jener von PJM, jedoch zur Gewährleistung langfristiger Planungssicherheit zu kurzfristig gewählt. Bestehende Kraftwerke erhalten Kapazitätzahlungen zumeist für ein Jahr garantiert. Sind diese Anlagen bereits abgeschrieben und verfügen dadurch über keine hohen Fixkosten mehr, so kann dies durchaus ausreichend sein. Für bestehende, aber noch nicht abgeschriebene Anlagen wäre eine Vergütungszeit zwischen fünf und 15 Jahren, wie sie in Brasilien zum Einsatz kommt, in der Lage, die Planungssicherheit zu erhöhen.

**Zeitgerechte Investitionsanreize:** In Kolumbien und Brasilien werden separate Versteigerungen für bestehende, in der Errichtung befindliche und geplante Anlagen abgehalten. Die maximale Verzugszeit zwischen Auktion und Bereitstellung beträgt dabei sieben Jahre. Dies ist eine Zeitspanne innerhalb derer auch Anlagen mit längerer Errichtungsdauer, wie die bereits erwähnten Lauf- und Speicherkraftwerke, auf ein Preissignal reagieren können. Anlagen mit kürzerer Vorlaufzeit, wie gasbefeuerte Kraftwerke, können an der dreijährigen Auktion teilnehmen. In Brasilien werden zwei vorzeitige Auktionen mit bis zu fünf Jahren Verzugszeit für geplante Anlagen abgehalten sowie eine separate Versteigerung für bestehende Anlagen ein Jahr vor Lieferbeginn. Auch dies stellt durchaus eine sinnvolle Variante dar. Generell sollte sich die Zeitspanne zwischen Auktion und Bereitstellungsjahr an den durchschnittlichen Errichtungszeiten der Erzeugungstechnologien im Markt orientieren. Eine Aufteilung der Auktionen für Spitzenlastkraftwerke mit kurzer Errichtungszeit bzw. Grund- und Mittellastkraftwerke mit längerer Errichtungszeit kann dabei ein sinnvoller Ansatz sein. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass schneller zu errichtende Technologien rascher auf einen Bedarfszuwachs reagieren können. Um eine sinnvolle Entwicklung des Kraftwerksparks zu gewährleisten, wäre es zweckmäßig, die Auktionsziele der einzelnen Versteigerungen anhand eines langfristigen Ausbauplans zu definieren. Somit könnten die Versteigerungen zusätzlich eine steuernde Aufgabe übernehmen, in dem z.B. ein höherer Anteil an Grund- oder ein höherer Anteil an Spitzenlastkraftwerken auktioniert wird. Generell ist festzuhalten, dass die in den praktischen Anwendungsfällen berücksichtigten Verzugszeiten zwischen Auktionierung und Bereitstellung durchaus in der Lage sein können, zeitgerechte Investitionsanreize für Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke bereitzustellen.

**Ortsgerechte Investitionsanreize:** Im Falle ISO-NE wurden zwei separate Kapazitätzonen im Marktgebiet berücksichtigt. Da sich bisher zwischen diesen beiden jedoch keine Übertragungsgengpässe einstellten, würde stets ein Kapazitätspreis für das gesamte Marktgebiet ermittelt. In den übrigen Anwendungsfällen wurde dieser Aspekt bisher nicht berücksichtigt. Wie das Beispiel ISO-NEs zeigt, ist es jedoch prinzipiell möglich, das Netzgebiet in einzelne Kapazitätzonen zu unterteilen und für diese separate Versteigerungen durchzuführen. Die sich ergebenden Kapazitätspreise stellen einen ortsgerechten Investitionsanreiz dar.

**Erhöhung der Elastizität der Nachfrage:** In den einzelnen Anwendungsfällen kann die Verbraucherseite entweder direkt in der Hauptversteigerung oder wie im Beispiel Kolumbiens, im Sekundärmarkt teilnehmen. Dabei ist es möglich kurzfristige Lastreduktionsmaßnahmen, wie

abschaltbaren Verbrauch oder langfristige Projekte, wie den Zubau von internationalen Übertragungsleitungen, anzubieten. Das Modell der Kapazitätsoptionen ist damit in der Lage, die kurz- und die langfristige Elastizität der Nachfrage zu fördern.

**Verursachungsgerechte Verrechnung der Kapitalkosten:** Wie bereits im Konzept der Kapazitätsbörse wird den Versorgungsunternehmen und Großverbrauchern auch im Falle der Kapazitätsoptionen die Verpflichtung auferlegt, sich entsprechend ihres Beitrags zur Lastspitze mit sicher verfügbarer Leistung einzudecken. Diese kann durch eigene Erzeugungsanlagen bereitgestellt oder über bilaterale Verträge bzw. die zentrale Versteigerung beschafft werden. Der Beitrag zur Lastspitze wird in gleicher oder ähnlicher Weise bestimmt, wie im Falle der Kapazitätsbörsen. In Griechenland wird hierzu beispielsweise der Beitrag der Kunden zur Lastspitze, während der 500 Stunden mit der geringsten Reservekapazität im System, herangezogen. Somit ist gewährleistet, dass jene Nachfrager, die in Zeiten knapper Erzeugung einen hohen Bedarf besitzen und dadurch eine Kapazitätserweiterung notwendig machen, auch die Kosten dafür tragen. Es gilt aber auch hier, wie schon in der Bewertung der Kapazitätsbörsen angeführt wurde, dass für eine exakte verursachungsgerechte Verrechnung der Kapitalkosten eine Trennung zwischen fixen und variablen Kosten notwendig wäre, welche auf Grund des Einheitspreisverfahrens im Energiemarkt nicht möglich ist.

**Verminderung von Preisspitzen:** Im Falle der Kapazitätsoptionen können im Energiemarkt weiterhin Preisspitzen auftreten. Die einzelnen Marktteilnehmer sind jedoch durch den Ausführungspreis der Optionen gegen diese abgesichert. Es entsteht somit eine künstliche Preisobergrenze im Energiemarkt. Auf Grund der marktorientierten Ermittlung der Optionsprämie sollte diese den Erlösentgang der Preisspitzen über dem Ausführungspreis widerspiegeln. Ist die Optionsprämien in der Lage, einen entsprechenden Investitionsanreiz bereitzustellen, so kann sie zusätzlich zu einer Stabilisierung der Energiepreise beitragen. Das Konzept sollte gleichzeitig auch den Anreiz zur Kapazitätsrückhaltung im Engpassfall minimieren, da Erzeuger in diesem Fall nicht mit dem Börsenpreis gegen mögliche Knappheitspreise abgesichert sind. Das Modell der Kapazitätsoptionen kann somit im Falle ausreichender Investitionen prinzipiell zu einer Verminderung von Preisspitzen beitragen. Sollten diese dennoch auftreten, so stellen sie für die Verbraucher im Markt keine Belastung dar, da diese mit dem Ausführungspreis gegen mögliche Preisspitzen abgesichert sind.

**Eignung für ein dezentrales System:** Das Konzept der Kapazitätsoptionen kam bisher ausschließlich in zentral organisierten Systemen zum Einsatz. Bei einer Anwendung in dezentral organisierten Märkten ergibt sich das Problem, dass bilaterale Geschäfte nicht mit dem Börsenpreis gegen den Ausführungspreis der Option abgesichert sind (L. de Vries 2004, 161). Wird der Ausführungspreis überschritten, so muss der Erzeuger trotzdem die Differenz zwischen dem Spotmarktpreis und dem Ausführungspreis an den Besitzer der Option bezahlen. Würde in einem bilateralen Liefervertrag ein Preis unterhalb des Spotmarktpreises vereinbart, so wird dieser zusätzlich um die genannte Preisdifferenz verringert, was dazu führen kann, dass auch die variablen Kosten des Erzeugers nicht mehr gedeckt sind. Vázquez et al. (2004) schlagen als Abhilfe folgendes Konzept vor. Erzeuger die bilaterale Geschäfte abgeschlossen haben, verkaufen trotzdem Kapazitätsoptionen im Umfang ihrer sicher verfügbaren Leistung. Liegt der Spotmarktpreis unter dem Ausführungspreis, so liefern die Erzeuger entsprechend den bilateralen Verträgen und erhalten die bilateral vereinbarten Zahlungen. Die überschüssige Kapazität kann am Spotmarkt angeboten werden. Kommt es zur Ausführung der Option, so muss der Erzeuger die in den Optionskontrakten vereinbarte Kapazität bereitstellen. Die mittels bilateralen Verträgen gebundenen Anlagen stehen dem Erzeuger in diesem Fall natür-

lich nicht zur Verfügung. Er muss aber trotzdem die Differenz aus Marktpreis und Ausführungspreis an den TSO zahlen. Kann der Erzeuger nachweisen, dass diese Kapazität tatsächlich für die Ausführung bilateraler Liefergeschäfte eingesetzt wurde, so erhält er diesen Differenzbetrag vom TSO rückerstattet. Für die restliche am Spotmarkt bereitgestellte Kapazität erhält er den Ausführungspreis. Auf diese Weise könnten Optionskontrakte auch in dezentralen Märkten umgesetzt werden. Cramton und Stoft (2008, 198-200) weisen in diesem Zusammenhang darauf hin, dass auch der Markt von ISO-NE, in dem das Konzept der Optionskontrakte zur Anwendung kommt, ein hohes bilaterales Handelsvolumen aufweist. Die Autoren zeigen zudem für den dezentralen Markt auf, dass nur ein geringer Zusammenhang zwischen bilateralen Forward Geschäften und Kapazitätsoptionen besteht<sup>243</sup>:

$$R = p_{\text{Forward}} * Q_{\text{Forward}} + p_{\text{Strike}} * (Q_{\text{Share}} - Q_{\text{Forward}}) + p_{\text{Spot}} * (Q_{\text{RT}} - Q_{\text{Share}}) \quad (8-15)$$

mit:

R.....	Erlöse Erzeuger	$p_{\text{Strike}}$ .....	Optionsausführungspreis
$Q_{\text{Forward}}$ .....	bilaterale Liefermenge	$p_{\text{Forward}}$ .....	bilateraler Preis
$Q_{\text{Share}}$ .....	Liefermenge lt. Optionskontrakte	$p_{\text{Spot}}$ .....	Spotmarktpreis
$Q_{\text{RT}}$ .....	tatsächliche Liefermenge		

Entspricht die tatsächliche Liefermenge  $Q_{\text{RT}}$  im Engpassfall der geforderten Liefermenge  $Q_{\text{Share}}$ , so ist der Erzeuger vollkommen gegen den Spotmarktpreis  $p_{\text{Spot}}$  abgesichert und erhält für die bilaterale Liefermenge  $Q_{\text{Forward}}$  den Forwardpreis  $p_{\text{Forward}}$  bzw. für die über den Spotmarkt verkaufte Menge ( $Q_{\text{Share}} - Q_{\text{Forward}}$ ) den Ausführungspreis  $p_{\text{Strike}}$ . Im Falle einer praktischen Umsetzung müsste der TSO entsprechende Auktionen für Optionskontrakte einrichten. Im Rahmen dieser könnten die Werte  $Q_{\text{Share}}$  ermittelt werden. Der Umfang der bilateralen Liefermenge  $Q_{\text{Forward}}$  ist dem TSO durch die Übermittlung der Fahrpläne bekannt. Der Spotmarktpreis  $p_{\text{Spot}}$  ergibt sich aus dem Börsenhandel<sup>244</sup> und der Ausführungspreis  $p_{\text{Strike}}$  wird regulatorisch festgelegt. Zusätzlich müsste der TSO noch die tatsächlichen Erzeugungsdaten der einzelnen Anlagen ermitteln. Die Umsetzung dieses Mechanismus wäre in einem dezentralen System prinzipiell möglich, jedoch wie das Konzept der Kapazitätsbörse mit erheblichen regulatorischen Anpassungen verbunden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt der von de Vries (2007, 23-30) bzw. Finon und Pignon (2008, 149-157) theoretisch untersucht wurde, ist die Effektivität verschiedener Kapazitätsmechanismen in Systemen mit hohem Energieaustausch. In stark vermaschten Netzen besteht die Möglichkeit, dass erhebliche Erzeugungsmengen international gehandelt werden. In diesem Fall tragen die Erzeugungskapazitäten eines Marktes wesentlich zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Gesamtsystem bei. Besitzt nur ein Markt einen Kapazitätsmechanismus, so haben die Kunden dieses Marktes die Kosten der Kapazitäten zu tragen, während alle verbundenen Systeme davon profitieren. Es stellt sich daher die Frage, welche Konzepte die Erhöhung der Versorgungssicherheit speziell im System mit Kapazitätsmechanismus gewährleisten können. Die Autoren kommen in ihren Untersuchungen zu teils unterschiedlichen Ergebnissen. Sie stimmen aber dahingehend überein, dass nur das Konzept der Kapazitätsoptionen die Erhöhung der Versorgungssicherheit in einem System effektiv gewährleisten kann, da die

<sup>243</sup> Herleitung siehe (Cramton und Stoft 2008, 199)

<sup>244</sup> Hierfür sollte in Europa lt. Emailauskunft von Prof. Cramton der Intraday-Preis herangezogen werden (29.10.2010).

Verbraucher durch den Ausführungspreis der Optionen abgesichert sind und die Nachfrager aus benachbarten Märkten jederzeit überbieten können (L. de Vries 2007, 28). Prinzipiell stellt sich jedoch die Frage, wie sinnvoll die Implementierung eines Kapazitätsmechanismus in einem einzelnen Markt bei stark vermaschtem System ist. Weitaus zweckmäßiger und effektiver wäre die Einführung eines Mechanismus in allen verbundenen Märkten. Regionale Gebiete mit historisch bestehenden Erzeugungs- und Übertragungsengpässen könnten dabei als eigene Kapazitätszone berücksichtigt werden, wodurch es möglich ist, lokale Investitionsanreize bereitzustellen. Unter diesen Aspekt stellt auch das Konzept der Kapazitätsbörse wieder eine sinnvolle Alternative dar.

### 8.10 Zusammenfassung und Beurteilung der Kapazitätsmechanismen

Im Folgenden werden die Beurteilungsergebnisse der Untersuchung noch einmal übersichtlich dargestellt. Die Fähigkeit der einzelnen Mechanismen bestimmte Mängel des reinen Energiemarktes zu beheben, wird auf Grund der in Tabelle 31 definierten Skala bewertet.

Eignung des Mechanismus	Symbol
Sehr gut	
Gut	
Durchschnittlich	
Mangelhaft	
Unzureichend	

Tabelle 31: Beurteilungsschlüssel und zugehörige Symbole

Wie in Tabelle 32 ersichtlich, sind die derzeit in Anwendung befindlichen Kapazitätsmechanismen unterschiedlich gut geeignet, die Mängel eines reinen Energiemarktes zu beheben. Die Ansätze mit strategischer und operativer Reserve sind leicht zu implementieren und kommen teilweise auch in europäischen Börsenmärkten zum Einsatz. Sie stellen jedoch zumeist nur eine Erweiterung des reinen Energiemarktes dar und können grundlegende Probleme, wie langfristige Planungsunsicherheiten, mangelnde zeitliche Investitionsanreize oder eine Senkung der Preisspitzen im Energiemarkt nicht gewährleisten.

Konzepte mit separaten Kapazitätzahlungen sind deutlich besser geeignet, die Probleme des reinen Energiemarktes zu beheben. Durch die getrennte Erstattung der Fixkosten kann die Preisobergrenze im Energiemarkt gesenkt werden, wodurch es zu einer Stabilisierung der Preise, mehr Planungssicherheit und einem geringen Einfluss von Marktmacht kommen sollte. Solange der Verbrauch nicht in der Lage ist, angemessen auf das Preissignal der Strombörse zu reagieren, erscheint es sinnvoll, die Kapazitätmenge im System vorzuschreiben, so wie dies im Falle der Kapazitätsbörse bzw. Kapazitätsoptionen geschieht. Wie aus der Untersuchung hervorgeht, sind diese beiden Mechanismen am besten in der Lage, die Mängel des reinen Energiemarktes zu beheben. Auf Grund der wesentlich längeren Vorlauf- und Vergütungszeiträume in den bisherigen Anwendungsfällen sowie dem marktorientierteren Preisfindungsprozess ist dem Mechanismus der Kapazitätsoptionen der Vorzug gegenüber dem Ansatz der Kapazitätsbörse zu geben. Ein wesentliches Manko beider Ansätze stellt der Umstand dar, dass diese für zentral organisierte Märkte entwickelt wurden und keinerlei Erfahrungen über deren Anwendung in dezentralen Systemen vorliegen. Wie die Untersuchung

zeigt, wären wesentliche Anpassungen in der Ausgestaltung der Börsenmärkte notwendig. Sinnvollerweise sollte in allen vermaschten Gebieten ein Mechanismus zur Anwendung kommen, um Ineffizienzen auf Grund unterschiedlicher Preisbildungsmechanismen oder Effekte wie den Import von Preisspitzen zu vermeiden (L. de Vries 2004, 193).

Solche Bestrebungen könnten durch die Einführung eines einheitlichen Zuverlässigkeitsstandards, entsprechend dem Standard Market Design (SMD) der nordamerikanischen Zuverlässigkeitsbehörde NERC, unterstützt werden. In den bisherigen Überlegungen wurde angedacht, den Zusammenschluss der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E mit dieser Aufgabe zu betrauen.

	Admin. Kapazität-zahlungen	Strategische Reserve	Operative Reserve	Kapazitätsbörse mit künstlicher Nachfrage	Kapazitätsoptionen
Vollkostendeckung					
Langfristige Planungssicherheit					
Zeitgerechte Investitionsanreize					
Ortsgerechte Investitionsanreize					
Erhöhung der Elastizität der Nachfrage					
Verursachungsgerechte Verrechnung der Kapazitätskosten					
Verringerung von Preisspitzen					
Eignung für ein dezentrales System					

Tabelle 32: Bewertung der international in Verwendung befindlichen Kapazitätsmechanismen

**Klärung von Forschungsfrage 4:** Welcher Kapazitätsmechanismus ist am besten geeignet, die identifizierten Mängel des reinen Energiemarktes zu beheben?

- Mechanismen mit separaten Kapazitätzahlungen sind besser dazu geeignet, die Mängel des reinen Energiemarktes zu beheben.
- Solange die Nachfrage nicht in der Lage ist, angemessen auf das Preissignal der Strombörse zu reagieren, erscheint es zudem sinnvoll, die Kapazitätmenge im System vorzuschreiben.
- Dies ist sowohl im Mechanismus der Kapazitätsbörse, als auch im Ansatz der Kapazi-

tätsoptionen der Fall.

- Auf Grund der längeren Vorlauf- und Vergütungszeiten in der bisherigen Anwendungsfällen sowie dem marktorientierten Preisfindungsprozess ist dem Mechanismus der Kapazitätsoptionen der Vorzug gegenüber der Kapazitätsbörse zu geben.
- Wesentliches Manko beider Ansätze ist, dass diese für einen zentral organisierten Markt entwickelt wurden und erhebliche Anpassungen der Marktgestaltung notwendig sind, um diese in einem dezentral organisierten Markt zu implementieren.

## 9 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK

*In Kapitel 9 werden aus den gewonnenen Erkenntnissen der Arbeit die wesentlichen Schlussfolgerungen gezogen und ein Ausblick auf zukünftige Herausforderungen im Bereich der Marktgestaltung gegeben.*

Wie die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zeigen, werden die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft in einem reinen Energiemarkt nur unzureichend berücksichtigt. Viele Einflussfaktoren, wie die Entwicklung der Marktstruktur, der Brennstoffpreise oder die Erzeugung dargebotsabhängiger Anlagen, können den Marktpreis und damit auch die Betriebsergebnisse der Erzeugungsunternehmen maßgeblich beeinflussen. In Verbindung mit der geringen Elastizität der Nachfrage kommt es zur Bildung von hochvolatilen Großhandelspreisen, welche das Risiko einer Anlagenerrichtung ungleich erhöhen. Dies kann unter Annahme eines risikoaversen Verhaltens der Erzeuger dazu führen, dass langfristig notwendige Investitionen ausbleiben. Viele Märkte in Europa vertrauen derzeit noch alleinig auf das Modell des reinen Energiemarktes und gehen davon aus, dass die Energiepreise einen ausreichenden Investitionsanreiz bereitstellen. Tatsache ist jedoch, dass in den letzten Jahren vor allem weniger kapitalintensive Anlagen wie GuD-Kraftwerke errichtet wurden, da diese für die Erzeuger ein geringeres finanzielles Risiko darstellen. Diese Tendenz kann langfristig zu Problemen in der Preisbildung führen. Auch der steigende Anteil der Windkraftherzeugung ist mit dem derzeitigen Marktmodell nur schwer handhabbar. In Deutschland wird beispielsweise seit dem 1. Januar 2010 die gesamte Windkraftherzeugung über den Day-Ahead Markt gehandelt. Der Börsenbetreiber EPEX weist in diesem Zusammenhang explizit auf die Möglichkeit hoch volatiler und teilweise negativer Marktpreise hin:

*„Kurzfristig ist zu erwarten, dass diese EEG-Strom Angebotsmengen wahrscheinlich einen nicht unerheblichen preisreduzierenden Effekt ausüben könnten mit der Folge, dass negative Preise häufiger als bislang auftreten können, abhängig davon, wie schnell sich die Kaufseite auf die neuen Bedingungen einstellt. Insbesondere im Falle von starkem Windaufkommen in Norddeutschland gibt es ein Risiko, dass Preise zum technischen Preislimit von -3.000 EUR festgestellt werden könnten und dann betroffene Verkaufgebote selbst zu diesem Preis nicht vollständig ausgeführt werden (pro rata).*

*Aufgrund der ungleichmäßigen Einspeisung von EEG-Strom sowie aufgrund der Unsicherheit darüber, wie (schnell) sich die Käuferseite auf die neuen Regelungen einstellt, ist mit höheren Preisschwankungen zu rechnen.“*

(EPEX Spot 2009b, 2-3)

In Anbetracht des hohen Kraftwerksersatzbedarfs in Deutschland kann dies ein erhebliches Problem für zukünftige Investitionen und die langfristige Versorgungssicherheit darstellen. Viele Märkte in Südamerika lösten ähnliche Probleme, bedingt durch eine stark schwankende Wasserkraftherzeugung, mit der Einführung von Kapazitätsmechanismen. Nach mehreren Anpassungen kommen derzeit zumeist Versteigerungsmechanismen für Kapazitätsoptionen bzw. sichere Energielieferungen zum Einsatz. Diese sollen den Erzeugern langfristig die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten sicherstellen und so für ausreichende Investitionen sorgen. Kapazitätsmechanismen in dieser Form könnten auch in Europa zur Aufrechterhaltung der langfristigen Versorgungssicherheit beitragen. Ein wesentliches Manko ist jedoch der Umstand, dass diese Konzepte ursprünglich für zentral organisierte Märkte entwickelt wurden und keine Erfahrungen über deren Anwendung in Börsenmärkten vorliegen. Es sei eindrücklich davor ge-

warnt, solche Mechanismen ohne detaillierte vorherige Untersuchung der konkreten Wirkungsweise zu implementieren und nach dem Prinzip „Versuch und Irrtum“ vorzugehen. Häufige regulatorische Regeländerungen und Anpassungen des Marktmodells können zu einer Erhöhung der regulatorischen Unsicherheit führen und notwendige Investitionen weiter verzögern. Es sollten daher konkrete Untersuchungen anhand realitätsgetreuer Modelle durchgeführt und die konkrete Wirkungsweise verschiedener Formen der Marktgestaltung vorab ermittelt werden. Erst wenn mögliche Folgewirkungen abgeschätzt werden können, sollte die Implementierung in einem realen Marktumfeld erfolgen. Dies sind die großen Herausforderungen, die es zukünftig im Bereich der Marktgestaltung zu bewältigen gilt.

## 10 VERZEICHNISSE

### 10.1 Abkürzungsverzeichnis

#### A

ACR	Avoidable Cost Rate
AfA	Abschreibung für Abnutzung

#### B

BAU	Business as Usual
BETTA	British Electricity Trading Transmission Arrangements
BNE	Best New Entry
BRA	Base Residual Auction

#### C

CAC	Capacity Availability Contracts
CAM	Capacity Assurance Mechanism
CAT	Capacity Availability Tickets
CCM	Capacity Credits Model
CEER	Council of European Energy Regulators
CER	Commission for Energy Regulation
CfD	Contract for Difference
CNE	Comisiòn Nacional de Energía
CONE	Costs of New Entry
CPA	Capability Period Auction
CPP	Critical Peak Pricing
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CREG	Comisiòn de Regulaciòn de Energía y Gas

#### D

DASRM	Day Ahead Scheduling Reserve Market
DCA	Descending Clock Auction
DLC	Direct Load Control
DR	Demand Resource

#### E

EC	European Commission
EE	Existing Energy
EEX	European Energy Exchange
EFORD	Equivalent Demand Forced Outage Rate
EIA	Energy Information Administration
EK	Eigenkapital
ELU	Elektrizitätsunternehmen
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPEX	European Power Exchange
ERGEG	European Regulator's Group for Electricity and Gas
ETS	Emission Trading System
EUR	Euro
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen

E&AS	Deckungsbeiträge der Energie- und Ancillary Service Märkte
<b>F</b>	
FC	Fix Costs
FCA	Forward Capacity Auction
FCM	Forward Capacity Market
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FK	Fremdkapital
FONINVEMEM	Fond for Necessary Investments to Increase the Supply of Electrical Energy
FRR	Fixed Resource Requirement
FSL	Firm Service Level
<b>G</b>	
GLD	Guaranteed Load Drop
GT	Gasturbinenkraftwerk
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
<b>H</b>	
HL	Hochlast
HTSO	Hellenic Transmission System Operator
<b>I</b>	
IA	Incremental Auction
ICAP	Installed Capacity
IEA	International Energy Agency
ILR	Interruptible Load for Reliability
IMO	Independent Market Operator
IRM	Installed Reserve Margin
ISO	Independent System Operator
ISO-NE	ISO New England
<b>K</b>	
KöSt	Köperschaftsteuer
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>L</b>	
LDA	Locational Deliverability Areas
LMP	Locational Marginal Pricing
LOLE	Loss of Load Expectation
LOLP	Loss of Load Probability
LRMC	Long Run Marginal Costs
LSE	Load Serving Entity
<b>M</b>	
MC	Marginal Costs
MCP	Market Clearing Price
MRCP	Maximum Reserve Capacity Price
MW	Megawatt

MWh	Megawattstunden
<b>N</b>	
NE	New Energy
NERC	North American Electricity Reliability Corporation
NETA	New Electricity Trading Arrangements
NetCONE	Net Cost of New Entry
NGC	Net Generating Capacity
NL	Niedriglast
NordREG	Nordic Energy Regulators
NTC	Net Transfer Capacity
NYISO	New York ISO
<b>O</b>	
OEF	Obligaciones de Energía Firme
OFGEM	Office of the Gas and Electricity Markets
OMEL	Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español
OMIP	Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Portuguès
OTC	Over the Counter
O&M	Operation and Maintenance
<b>P</b>	
PDSM	Power Demand Side Management
PER	Peak Energy Rent
Phelix	Physical Electricity Index
PJM	Elektrizitätsmarkt von Pennsylvania, Jersey und Maryland in den USA
PPI	La programmation pluriannuelle des investissements de production électrique
<b>Q</b>	
QTU	Qualified Transmission Upgrade
<b>R</b>	
RAC	Reliably Available Capacity
RAE	Regulatory Authority for Energy
RAV	Regelarbeitsvermögen
RCM	Reserve Capacity Mechanism
RCOQ	Reserve Capacity Obligation Quantity
RI	Reserve Index
RKM	Regulerkraft Marked
RKOM	Regulerkraftopsjoner Marked
RL	Richtlinie
RPM	Reliability Pricing Model
RTE	Réseau de transport d'électricité
RTO	Regional Transmission Organisation
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
<b>S</b>	
SEM	Single Electricity Market
SMP	System Marginal Price

---

SNT-VO	Systemnutzungstarife-Verordnung
SO	System Operator
SRMC	Short Run Marginal Costs
SWIS	South West Interconnected System
<b>T</b>	
TC	Total Costs
TOU	Time-of-Use
TSO	Transmission System Operator
<b>U</b>	
UCAP	Unforced Capacity
UCTE	Union for the Co-ordination of the Transmission of Electricity
USD	US-Dollar
<b>V</b>	
VC	Variable Costs
VOLL	Value of Lost Load
VRR	Variable Resource Requirement
<b>W</b>	
WEM	Wholesale Electricity Market
WEO	World Energy Outlook
WTP	Willingness to Pay

**10.2 Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Erforderlicher Kraftwerksneubau der EU-27 bis zum Jahr 2020.....	2
Abbildung 2: Merit Order und Deckungsbeitrag des Szenarios Spanien im Jänner 2000 .....	5
Abbildung 3: Merit Order und Deckungsbeitrag des Szenarios Spanien im Jänner 2020 .....	6
Abbildung 4: Prognose des Rohölimportpreises bis 2030 durch die IEA im Rahmen des WEO .....	7
Abbildung 5: Preisspitzen im Modell bei einer erhöhten Verbrauchssteigerungsrate von 3,5 % p.a. ab 2020 .....	8
Abbildung 6: Schematische Darstellung der Angebotsfunktion (Merit Order) in einem Markt.....	14
Abbildung 7: Typische Angebotsfunktion (Merit Order) der Strombörse .....	15
Abbildung 8: Effiziente Einsatzreihenfolge von Kraftwerken auf Grund deren Kostenstruktur .....	15
Abbildung 9: Schematische Darstellung der Nachfragefunktion in einem Markt.....	16
Abbildung 10: Schematische Darstellung der Preisbildung in einem Markt .....	16
Abbildung 11: Schematische Darstellung von Konsumenten- und Produzentenrente in einem Markt .....	17
Abbildung 12: Schematische Darstellung unterschiedlicher Fälle der Nachfragepreiselastizität .....	18
Abbildung 13: Ermittlung der volkswirtschaftlich optimalen Kapazität .....	23
Abbildung 14: Struktur der Kooperation zwischen EEX und Powernext.....	27
Abbildung 15: Handelsvolumen des EEX Spotmarktes .....	27
Abbildung 16: Day-Ahead Preise und Handelsvolumina der EEX über ein Jahr.....	28
Abbildung 17: Intraday Preise und Handelsvolumina der EEX über ein Jahr .....	29
Abbildung 18: Handelsvolumen des EEX Terminmarkts.....	30
Abbildung 19: Negative Day-Ahead Strompreise der EPEX im Mai 2009 .....	31
Abbildung 20: Verteilung der stündlichen Day-Ahead Strompreise an der EPEX im Mai 2009.....	31
Abbildung 21: Einfluss der Windkrafteinspeisung auf den Spotmarktpreis der EEX.....	32
Abbildung 22: Entwicklung der gehandelten Volumina an den europäischen Strombörsen ....	34
Abbildung 23: Entwicklung der Handelsvolumina im Elspot Markt und Energieverbrauch im Netzgebiet .....	35
Abbildung 24: Entwicklung des Handelsvolumens von Nord Pools ELBAS (in MWh) .....	36
Abbildung 25: Entwicklung der jährlichen Handelsvolumina am Elspot Markt, Terminmarkt und des Clearings im Nord Pool.....	36
Abbildung 26: Preiszonen im Marktgebiet des Nord Pools zu unterschiedlichen Zeitpunkten (Stunde 00-01 links, Stunde 11-12 rechts) .....	37
Abbildung 27: Prozent der Stunden mit Markt Splitting im Day-Ahead Markt OMELs 2008.....	39
Abbildung 28: Gehandeltes Volumen im Day-Ahead Markt von OMEL und Entwicklung des Energieverbrauchs im Marktgebiet .....	39

Abbildung 29: Durchschnittliche Day-Ahead Preise im spanischen und portugiesischen Marktgebiet von OMEL .....	40
Abbildung 30: Monatliche gehandeltes Volumen im OMEL Intraday Markt .....	41
Abbildung 31: Durchschnittliche Intraday Preise im spanischen und portugiesischen Marktgebiet von OMEL .....	41
Abbildung 32: Entwicklung der monatlichen Handelsvolumina OTC und OMIP.....	42
Abbildung 33: Vergleich zwischen Day-Ahead Preisen der EEX und bilateralen Preisen in Deutschland (2005) .....	43
Abbildung 34: Schematische Darstellung der Merit Order des Erzeugungsunternehmens U152	
Abbildung 35: Schematische Darstellung der Merit Order des Erzeugungsunternehmens U253	
Abbildung 36: Schematische Darstellung der Merit Order von Erzeugungsunternehmen U3	53
Abbildung 37: Schematische Darstellung der Merit Order und Nachfragekurve der Strombörse .....	54
Abbildung 38: Schematische Darstellung der Merit Order und der Nachfragekurve für den gesamten Markt.....	54
Abbildung 39: Verschiebung der Merit Order durch schwankende Wind- und Wasserkraft-erzeugung im Modell .....	56
Abbildung 40: Durchschnittliche Erzeugungscharakteristik der Wasserkraft in Österreich zwischen den Jahren 2000 und 2009.....	60
Abbildung 41: Mittlerer Jahresgang der Windkrafteinspeisung in Österreich .....	61
Abbildung 42: Durchschnittliche Verbrauchscharakteristik in Österreich zwischen den Jahren 2000 bis 2009 .....	61
Abbildung 43: Schematische Darstellung der Energiedeckungsrechnung im Simulationsmodell für die Off-Peak Periode .....	62
Abbildung 44: Untersuchung der Spitzenlastabdeckung nach der UCTE-Methode.....	63
Abbildung 45: Beispielhafte Entwicklung der installierten Nettoleistung (ohne Reserve für Systemdienstleistungen), der gesicherten Leistung und des Leistungsbedarfs .	64
Abbildung 46: Zusammensetzung und zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks im untersuchten Szenario .....	66
Abbildung 47: Erzeugungsstruktur Unternehmen 1 nach installierter Nettoleistung zum Simulationsstart .....	67
Abbildung 48: Erzeugungsstruktur Unternehmen 2 nach installierter Nettoleistung zum Simulationsstart .....	67
Abbildung 49: Erzeugungsstruktur Unternehmen 3 nach installierter Nettoleistung zum Simulationsstart .....	68
Abbildung 50: Erzeugungsstruktur Restunternehmen nach installierter Leistung zum Simulationsstartjahr .....	68
Abbildung 51: Entwicklung der installierten Nettoleistung, der gesicherten Leistung und der Spitzenlast inklusive freier Reserve im System.....	69
Abbildung 52: Energiedeckung in der Peak Periode .....	70
Abbildung 53: Energiedeckung in der Off-Peak Periode.....	70
Abbildung 54: Entwicklung des durchschnittlichen monatlichen Börsenpreises in nominalen Werten.....	71

Abbildung 55: Entwicklung des durchschnittlichen monatlichen Börsenpreises in realen Werten mit Basisjahr 2010 .....	71
Abbildung 56: Entwicklung des durchschnittlichen monatlichen Börsenpreisen mit Emissionshandel in nominalen Werten .....	72
Abbildung 57: Entwicklung des durchschnittlichen monatlichen Börsenpreises mit Emissionshandel in realen Werten mit Basisjahr 2010 .....	72
Abbildung 58: Zeitliche Entwicklung der Deckungsbeiträge und Fixkosten von Erzeugungsunternehmen 1.....	73
Abbildung 59: Spezifischer Deckungsbeitrag von Unternehmen 1 in realen Werten (Basisjahr 2010).....	74
Abbildung 60: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmens 1 .....	74
Abbildung 61: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmen 1 mit Emissionshandel .....	75
Abbildung 62: Auswirkung des Emissionshandels (Emission Trading System, ETS) auf die Deckungsbeiträge von Kohlekraftwerken .....	75
Abbildung 63: Zeitliche Entwicklung der Bilanz von Erzeugungsunternehmen 1 .....	76
Abbildung 64: Zeitliche Entwicklung der Deckungsbeiträge und Fixkosten von Erzeugungsunternehmen 2.....	77
Abbildung 65: Spezifischer Deckungsbeitrag von Unternehmen 2 in realen Werten (Basisjahr 2010).....	77
Abbildung 66: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmens 2 .....	78
Abbildung 67: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmens 2 mit Emissionshandel.....	78
Abbildung 68: Auswirkung des Emissionshandels (Emission Trading System, ETS) auf die Deckungsbeiträge von emissionsfreien Kraftwerken.....	79
Abbildung 69: Zeitliche Entwicklung der Bilanz von Erzeugungsunternehmen 2 .....	79
Abbildung 70: Zeitliche Entwicklung der Deckungsbeiträge und Fixkosten von Erzeugungsunternehmen 3.....	80
Abbildung 71: Spezifischer Deckungsbeitrag von Unternehmen 2 in realen Werten (Basisjahr 2010).....	81
Abbildung 72: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmen 3.....	81
Abbildung 73: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmen 3 mit Emissionshandel .....	82
Abbildung 74: Zeitliche Entwicklung der Bilanz von Erzeugungsunternehmen 3 .....	82
Abbildung 75: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmen 3 ohne Ersatzinvestitionen .....	83
Abbildung 76: Zeitliche Entwicklung der Deckungsbeiträge und Fixkosten von Erzeugungsunternehmen 4.....	84
Abbildung 77: Spezifischer Deckungsbeitrag von Unternehmen 4 in realen Werten (Basisjahr 2010).....	84

Abbildung 78: Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmen 4 .....	85
Abbildung 79: Zeitliche Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung von Erzeugungsunternehmen 4 mit Emissionshandel .....	85
Abbildung 80: Zeitliche Entwicklung der Bilanz von Erzeugungsunternehmen 4 .....	86
Abbildung 81: Zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks des Restunternehmens nach installierter Nettoleistung .....	86
Abbildung 82: Zeitliche Entwicklung der Deckungsbeiträge und Fixkosten des Restunternehmens .....	87
Abbildung 83: Spezifischer Deckungsbeitrag des Restunternehmens in realen Werten (Basisjahr 2010).....	87
Abbildung 84: Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung des Restunternehmens.....	88
Abbildung 85: Entwicklung der Gewinn- und Verlustrechnung des Restunternehmens mit Emissionshandel .....	88
Abbildung 86: Zeitliche Entwicklung der Bilanz des Restunternehmens .....	89
Abbildung 87: Merit Order und Deckungsbeitrag des Szenarios Spanien im Jänner 2000 (reale Werte mit Basisjahr 2010).....	90
Abbildung 88: Merit Order und Deckungsbeitrag des Szenarios Spanien im Jänner 2020 (reale Werte mit Basisjahr 2010).....	90
Abbildung 89: Zusammensetzung und zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario ENTSO-E Kontinentaleuropa .....	92
Abbildung 90: Entwicklung der realen monatlichen Börsenpreise im Szenario ENTSO-E Kontinentaleuropa (Basisjahr 2010) .....	93
Abbildung 91: Entwicklung der Primärenergiepreise in Europa .....	95
Abbildung 92: Prognose des Rohölimportpreises bis 2030 durch die IEA im Rahmen des "World Energy Outlook".....	96
Abbildung 93: Prognostizierte Preisentwicklungen für Erdgas bis 2030 .....	96
Abbildung 94: Prognostizierte Preisentwicklungen für Kraftwerkskohle bis 2030.....	97
Abbildung 95: Entwicklung des nominalen Börsenpreises nach IEA Brennstoffpreisszenarien und tatsächlicher Jahresdurchschnittspreis.....	97
Abbildung 96: Entwicklung des realen Börsenpreises nach IEA Brennstoffpreisprognosen (Basisjahr 2010).....	98
Abbildung 97: Mögliche Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Erzeugungsunternehmen 1 .....	99
Abbildung 98: Mögliche Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Erzeugungsunternehmen 2 .....	99
Abbildung 99: Entwicklung des Kraftwerksparks von Erzeugungsunternehmen 2.....	100
Abbildung 100: Mögliche Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Erzeugungsunternehmen 3.....	100
Abbildung 101: Mögliche Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Erzeugungsunternehmen 4.....	101
Abbildung 102: Mögliche Entwicklungen der Betriebsergebnisse des Restunternehmens .....	101
Abbildung 103: Entwicklung des Kraftwerksparks vom Restunternehmen .....	102

Abbildung 104: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Erzeugungsunternehmen 1 bei Variation des Ölpreises.....	103
Abbildung 105: Entwicklung des Börsenpreises in realen Werten bei verschiedenen Gaspreisstesigerungsraten (reale Werte Basis 2010) .....	104
Abbildung 106: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Erzeugungsunternehmen 1 bei Variation des Gaspreises .....	105
Abbildung 107: Entwicklung des Börsenpreises in realen Werten bei verschiedenen Kohlepreisstesigerungsraten (reale Werte Basis 2010) .....	106
Abbildung 108: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 1 bei Variation des Kohlepreises .....	106
Abbildung 109: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 4 bei Variation des Kohlepreises .....	107
Abbildung 110: Zeitliche Entwicklung des Euro/Dollar-Wechselkurses .....	107
Abbildung 111: Entwicklung des Börsenpreises in realen Werten bei verschiedenen Wechselkursen (reale Werte Basis 2010) .....	108
Abbildung 112: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 1 bei Variation des Wechselkurses .....	109
Abbildung 113: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 4 bei Variation des Wechselkurses .....	109
Abbildung 114: Vergleich der Betriebsgewinne nach WEO 2009 und WEO 2007 bei Variation des Wechselkurses.....	110
Abbildung 115: Zeitliche Entwicklung der EU-Emissionszertifikatspreise .....	112
Abbildung 116: Mögliche Entwicklungen des Emissionszertifikatspreises .....	113
Abbildung 117: Entwicklung des realen Börsenpreises bei unterschiedlichen Emissionspreisen (Basisjahr 2010) .....	113
Abbildung 118: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 1 bei verschiedenen Emissionspreisen .....	114
Abbildung 119: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 4 bei verschiedenen Emissionspreisen .....	114
Abbildung 120: Entwicklung des Betriebsergebnisses von Unternehmen 2 bei verschiedenen Emissionspreisen .....	115
Abbildung 121: Entwicklung von Jahresenergieerzeugung und Betriebsergebnis eines Braunkohlekraftwerks bei unterschiedlichen Zertifikatspreisen .....	116
Abbildung 122: Merit Order in der Peak Periode Jänner 2015 mit und ohne CO2-Handel .	116
Abbildung 123: Installierte Nettoleistung der Windkraft am spanischen Festland.....	118
Abbildung 124: Anteil der Technologien an der Energieerzeugung am spanischen Festland im Jahr 2008 (links) und installierte Leistung nach Technologien am spanischen Festland im Jahr 2008 (rechts).....	118
Abbildung 125: Monatlicher Kapazitätsfaktor der Wasserkraft in Spanien .....	119
Abbildung 126: Monatlicher Kapazitätsfaktor der Windkraft in Spanien .....	119
Abbildung 127: Änderung des Börsenpreises im Jahr 2010 bei Variation der Vollaststunden der Laufwasserkraftwerke .....	120

Abbildung 128: Merit Order der Peak Periode im Oktober 2010 bei 6.000 Volllaststunden (links) und 4.000 Volllaststunden (rechts).....	121
Abbildung 129: Betriebsergebnis der Erzeugungsunternehmen im Jahr 2010 bei unterschiedlichen Laufwasserkraft-Volllaststunden .....	122
Abbildung 130: Jährliche Volllaststunden der gesamten Wasserkrafterzeugung in Spanien, Frankreich und Italien.....	123
Abbildung 131: Änderung des Börsenpreises im Jahr 2010 bei Variation der Speicherkraft-Volllaststunden.....	124
Abbildung 132: Börsenpreis, preissetzende Technologie und Verbrauch des realen spanischen Marktes im Jänner 2007.....	124
Abbildung 133: Betriebsergebnis der Erzeugungsunternehmen im Jahr 2010 bei unterschiedlichen Speicherkraft-Volllaststunden.....	125
Abbildung 134: Zusammenhang zwischen Börsenpreis und Wasserkrafterzeugung in Spanien .....	126
Abbildung 135: Abweichung zwischen tatsächlicher Windkrafteinspeisung und -prognose des spanischen Netzbetreibers REE während des Sturms „Klaus“ im Januar 2009.....	126
Abbildung 136: Entwicklung des Anteils geförderter und direkt an der Börse vermarkteter Windenergie .....	127
Abbildung 137: Börsenpreise des Jahres 2010 unter Berücksichtigung der Windkrafterzeugungsscharakteristik der Jahre 2004 bis 2008.....	128
Abbildung 138: Betriebsergebnis der Erzeugungsunternehmen im Jahr 2010 bei unterschiedlicher Windkraftcharakteristik .....	129
Abbildung 139: Vergleich von Windcharakteristik und Börsenpreis in den Szenarien "2005" und "2006" .....	129
Abbildung 140: Vergleich von Windcharakteristik und Börsenpreis in den Szenarien "2005" und "2007" .....	130
Abbildung 141: Merit Order und Nachfrage der Peak Periode im Monat September 2010 mit Windcharakteristik 2007 (links) und Windcharakteristik 2005 (rechts).....	131
Abbildung 142: Betriebsergebnis der Erzeugungsunternehmen im Jahr 2015 bei unterschiedlicher Windkraftcharakteristik unter Annahme einer Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2006.....	132
Abbildung 143: USD-Wechselkurs und Rohölpreis 1950 bis 2007.....	134
Abbildung 144: Entwicklung der Reservekapazität in allen drei Szenarien bei einer Steigerung der Verbrauchszuwachsrates auf 2,5 % p.a. ab dem Jahr 2020.....	137
Abbildung 145: Entwicklung der realen Börsenpreise unter Szenario 1 (Basisjahr 2010) .....	137
Abbildung 146: Entwicklung der realen Börsenpreise unter Szenario 1 bei Zubau eines 100 MW GuD-Kraftwerks im Jahr 2025 (Basisjahr 2010) .....	138
Abbildung 147: Entwicklung der realen Börsenpreise unter Szenario 2 (Basisjahr 2010) .....	138
Abbildung 148: Entwicklung der realen Börsenpreise unter Szenario 3 (Basisjahr 2010) .....	139
Abbildung 149: Merit Order des Marktes in der Dezember Peak-Periode des Jahres 2025, Szenario 1 (Basisjahr 2010).....	140

Abbildung 150: Merit Order des Marktes in der Dezember Peak-Periode des Jahres 2025, Szenario 2 (Basisjahr 2010).....	140
Abbildung 151: Merit Order des Marktes in der Dezember Peak-Periode des Jahres 2025, Szenario 3 (Basisjahr 2010).....	141
Abbildung 152: Entwicklung der Reservekapazität bei einer Verbrauchssteigerungsrate von 3,5 % zwischen 2020 und 2025 .....	141
Abbildung 153: Entwicklung der realen Börsenpreise unter Szenario 1 mit 3,5 % jährlichen Verbrauchszuwachs zwischen 2020 und 2025 sowie Zubau eines 100 MW GuD-Kraftwerks im Jahr 2025 (Basisjahr 2010) .....	142
Abbildung 154: Reale Entwicklung von Deckungsbeiträgen und Fixkosten eines GuD-Kraftwerks in Szenario 1 mit Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2009 (links) und Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2006 (rechts)(Basisjahr 2010) .....	142
Abbildung 155: Reale Entwicklung von Deckungsbeiträgen und Fixkosten eines GuD-Kraftwerks in Szenario 2 mit Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2009 (links) und Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2006 (rechts) (Basisjahr 2010) .....	143
Abbildung 156: Reale Entwicklung von Deckungsbeiträgen und Fixkosten eines GuD-Kraftwerks in Szenario 3 mit Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2009 (links) und Brennstoffpreisentwicklung lt. WEO 2006 (rechts) (Basisjahr 2010) .....	143
Abbildung 157: Markt mit Knappheitspreis und Deckungsbeiträgen der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien .....	145
Abbildung 158: Spezifische Stromerzeugungskosten von div. Spitzenlastkraftwerken.....	147
Abbildung 159: Vergleich der ermittelten spezifischen Stromerzeugungskosten des Simulationsmodells mit Werten realer Anlagen für Gasturbinen (links) und GuD-Anlagen (rechts), Quellen (Modell-Werte lt. Simulation).....	147
Abbildung 160: Durchschnittliche tägliche Großhandelspreise in Kalifornien während der Stromkrise 2000 und 2001 .....	148
Abbildung 161: Preisbildung in zwei getrennten Börsenmärkten .....	152
Abbildung 162: Preisbildung in zwei getrennten Börsenmärkten bei Vertausch der Nachfragekurve .....	153
Abbildung 163: Engpässe zwischen westeuropäischen Staaten .....	154
Abbildung 164: Preisbildung im Falle zweier über eine knappe Leitungsverbindung gekoppelter Märkte .....	155
Abbildung 165: Preisbildung in einem gemeinsamen Börsenmarkt ohne Engpässe .....	156
Abbildung 166: Preisbildung in zwei separaten Börsengebieten ohne Leitungsengpässe .....	157
Abbildung 167: Preisbildung in zwei getrennten Börsenmärkten vgl. Abbildung 162 .....	158
Abbildung 168: Marktpreis und Deckungsbeiträge bei künstlicher Verknappung der Erzeugung .....	162
Abbildung 169: Nutzenverhältnis bei risikoneutralem Verhalten.....	163
Abbildung 170: Risikoaverse Nutzenfunktion von Friedman-Savage in Ergänzung von Bernoulli.....	163

Abbildung 171: Veränderung des Kraftwerksparks durch risikoaverses Verhalten der Erzeuger .....	164
Abbildung 172: Bepreisung bei optimaler Kapazität .....	171
Abbildung 173: Bepreisung ohne unterdrückte Spitze .....	173
Abbildung 174: Schematisches Preis-Mengen Diagramm für eine Periode.....	175
Abbildung 175: Schematische Darstellung des Zwei-Perioden-Modells nach Steiner .....	176
Abbildung 176: Optimale Preissetzung bei wandernder Lastspitze .....	177
Abbildung 177: Wohlfahrtsverluste verschiedener Rationierungsmethoden .....	180
Abbildung 178: Schematische Darstellung der Ausfall- und Erzeugungskapazitätskosten als Funktion der installierten Kapazität .....	185
Abbildung 179: Wirkung der administrativen Kapazitätzahlungen im Energiemarkt, in Anlehnung an.....	192
Abbildung 180: Zusammensetzung der Energieerzeugung im chilenischen Elektrizitätsmarkt, .....	193
Abbildung 181: Kapazitätspreis in den chilenischen Teilmärkten SIC (Süden) und SING (Norden).....	194
Abbildung 182: Entwicklung der installierten Leistung und der Erzeugungsreserve im südlichen Marktgebiet Chiles (SIC) .....	195
Abbildung 183: Entwicklung der installierten Leistung und der Erzeugungsreserve im nördlichen Marktgebiet Chiles (SING).....	196
Abbildung 184: Ermittlung der Kapazitätzahlungen auf Basis des Reserve Indexes in Spanien .....	200
Abbildung 185: Neuinvestitionen und durchschnittlicher Bedarfszuwachs in Argentinien...	203
Abbildung 186: Kraftwerksinbetriebnahmen und -dekommissionierungen in Großbritannien .....	204
Abbildung 187: Wirkung der strategischen Reserve im Energiemarkt.....	209
Abbildung 188: Spotpreise in Schweden und Finnland während des Einsatzes der strategischen Reserve .....	213
Abbildung 189: Wirkung der operativen Reserve im Energiemarkt .....	220
Abbildung 190: Kontrahierte Kapazitäten und Preise in Norwegens RKOM Markt während des Jahres 2009 .....	222
Abbildung 191: Darstellung der Wirkungsweise eines Kapazitätsmarktes (rechts) auf einen Energiemarkt (links) .....	227
Abbildung 192: ISOs und RTOs in Nordamerika .....	228
Abbildung 193: Die drei LDAs im Versorgungsgebiet von PJM während der Einführungspahse (links) und die derzeitigen 23 LDAs (rechts) .....	230
Abbildung 194: Zeitlicher Verlauf der Auktionen im RPM .....	233
Abbildung 195: Schematische Darstellung der VRR-Kurve.....	233
Abbildung 196: Kapazitätspreise des Reliability Pricing Model .....	238
Abbildung 197: Reservekapazität in LDAs .....	238
Abbildung 198: Liberalisierten Strommärkte in Nordamerika .....	239

Abbildung 199: Die drei künstlichen Nachfragekurven im Marktgebiet von NYISO für das Versorgungsjahr 2009/2010 .....	240
Abbildung 200: Durchschnittliche Kapazitätspreise im Marktgebiet „New York City“ von NYISOs ICAP Market .....	242
Abbildung 201: Durchschnittliche Kapazitätspreise im Marktgebiet „New York Rest“ von NYISOs ICAP Market .....	243
Abbildung 202: Vergleich der Kapazitätspreise in den drei nordamerikanischen Märkten PJM, NYISO und ISO-NE .....	243
Abbildung 203: WEM im Netzgebiet des SWIS .....	244
Abbildung 204: Entwicklung des Kapazitätspreises in den bisherigen RCM Perioden, Quelle (IMO 2009, 11) .....	246
Abbildung 205: Zukünftige Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch im WEM.....	247
Abbildung 206: Wirkung der Optionskontrakte auf den Energiemarkt (links) und Preisfindungsprozess für Zuverlässigkeitskontrakte (rechts).....	251
Abbildung 207: Marktgebiet des ISO-NE.....	252
Abbildung 208: Descending Clock Auction des FCM .....	253
Abbildung 209: Gebotsmöglichkeiten in der Forward Capacity Auction des FCM.....	254
Abbildung 210: Spotmarktpreise und Speicherstand in Brasilien .....	260
Abbildung 211: EE und NE Versteigerungen in Brasilien und Bereitstellungs-jahr.....	261
Abbildung 212: Funktionsweise der Optionskontrakte für Neuanlagen in CAM.....	264
Abbildung 213: Zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks von Erzeugungsunternehmen 1 nach installierter Nettoleistung .....	316
Abbildung 214: Zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks von Erzeugungsunternehmen 2 nach installierter Nettoleistung .....	317
Abbildung 215: Zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks von Erzeugungsunternehmen 3 nach installierter Nettoleistung .....	318
Abbildung 216: Zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks des Restunternehmens nach installierter Nettoleistung .....	320
Abbildung 217: Zeitliche Entwicklung der Überkapazitäten im System .....	320
Abbildung 218: Entwicklung des Börsenpreises in realen Werten bei verschiedenen Ölpreiserhöhungsraten (reale Werte Basis 2010).....	321
Abbildung 219: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 2 bei Variation des Ölpreises.....	321
Abbildung 220: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 3 bei Variation des Ölpreises.....	322
Abbildung 221: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 4 bei Variation des Ölpreises.....	322
Abbildung 222: Entwicklung des Betriebsergebnisses vom Restunternehmen bei Variation des Ölpreises.....	323
Abbildung 223: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 2 bei Variation des Gaspreises .....	323
Abbildung 224: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 3 bei Variation des Gaspreises .....	324

Abbildung 225: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 4 bei Variation des Gaspreises .....	324
Abbildung 226: Entwicklung des Betriebsergebnisses vom Restunternehmen bei Variation des Gaspreises .....	325
Abbildung 227: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 2 bei Variation des Kohlepreises .....	325
Abbildung 228: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 3 bei Variation des Kohlepreises .....	326
Abbildung 229: Entwicklungen der Betriebsergebnisse vom Restunternehmen bei Variation des Kohlepreises .....	326
Abbildung 230: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 2 bei Variation des Wechselkurses.....	327
Abbildung 231: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 3 bei Variation des Wechselkurses.....	327
Abbildung 232: Entwicklungen der Betriebsergebnisse vom Restunternehmen bei Variation des Wechselkurses .....	328
Abbildung 233: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 2 bei unterschiedlichen Emissionszertifikatspreisen.....	328
Abbildung 234: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 3 bei unterschiedlichen Emissionszertifikatspreisen.....	329
Abbildung 235: Entwicklungen der Betriebsergebnisse vom Restunternehmen bei unterschiedlichen Emissionszertifikatspreisen.....	329
Abbildung 236: Ermittlung von Kapazitätzahlungen und Kapazitätskosten im irischen "Capacity Payment Mechanism“ .....	330
Abbildung 237: Wirkung des Konzeptes der Kapazitätsverträge auf den Energiemarkt (links) und den Kapazitätsmarkt (rechts) .....	332

### 10.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verwendete Methoden in den nationalen Versorgungssicherheitsreports.....	22
Tabelle 2: Strombörsen in Europa .....	25
Tabelle 3: Erzeugungsstruktur in Deutschland mit 31.12.2008.....	32
Tabelle 4: Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft und Anforderungen an die Marktgestaltung .....	48
Tabelle 5: Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung im Simulationsmodell.....	57
Tabelle 6: Aufbau der Bilanz im Simulationsmodell.....	58
Tabelle 7: Gesicherte Leistung je Kraftwerkstechnologie .....	64
Tabelle 8: Brenn- und Hilfsstoffkosten für den spanischen Markt .....	66
Tabelle 9: Installierte Nettoleistung Erzeugungsunternehmen 1 zum Simulationsstart .....	67
Tabelle 10: Installierte Nettoleistung Erzeugungsunternehmen 2 zum Simulationsstart .....	67
Tabelle 11: Installierte Nettoleistung Erzeugungsunternehmen 3 zum Simulationsstart .....	68
Tabelle 12: Installierte Nettoleistung Erzeugungsunternehmen 4 zum Simulationsstart .....	68
Tabelle 13: Installierte Nettoleistung Rest unternehmen zum Simulationsstart .....	68
Tabelle 14: Zusammenfassung der Ergebnisse des Szenarios Strombörse und Vollkosten- deckung .....	94
Tabelle 15: Jährliche Volllaststunden der Windkraft erzeugung in Spanien je Szenario.....	128
Tabelle 16: Zusammenfassung der Ergebnisse Strombörse und langfristige Planungs sicherheit .....	135
Tabelle 17: “Value of Lost Load” (VOLL) ausgewählter Studien.....	145
Tabelle 18: Gebotsgrenzen internationaler Strommärkte.....	146
Tabelle 19: Zusammenfassung der Ergebnisse Strombörse und zeitgerechte Investitions anreize .....	150
Tabelle 20: Ausgestaltung des kurzfristigen Engpass-managements in Europa .....	154
Tabelle 21: Zusammenfassung der Ergebnisse Strombörse und lokale Investitionsanreize....	159
Tabelle 22: Jährlich genehmigte Kapazitätzahlungen in Irlands SEM .....	197
Tabelle 23: Vorgeschlagene Verfügbarkeitszahlungen in Spanien.....	200
Tabelle 24: Entwicklung des Kapazitätzuwachs in Spanien.....	201
Tabelle 25: Annahmen zur Berechnung des CONE in PJM .....	234
Tabelle 26: Zusätzliche Ressourcen durch RPM .....	237
Tabelle 27: Im Rahmen des RCM benötigte und beschaffte Kapazitäten .....	245
Tabelle 28: Kapazitätzubau in WEM seit 2006.....	246
Tabelle 29: Ergebnisse der ersten drei FCAs in ISO-NEs FCM.....	255
Tabelle 30: Ergebnisse der ersten drei FCAs von ISO-NE FCM nach Ressourcentyp .....	256
Tabelle 31: Beurteilungsschlüssel und zugehörige Symbole .....	269
Tabelle 32: Bewertung der international in Verwendung befindlichen Kapazitäts mechanismen .....	270
Tabelle 33: Zeitlicher Ablauf des Day-Ahead und Intraday Handels .....	314
Tabelle 34: Brennstoffkosten der Anlagen .....	314

---

Tabelle 35: Hilfsstoffkosten der Anlagen.....	314
Tabelle 36: Investitionskosten der Anlagen.....	315
Tabelle 37: Personalkosten der Anlagen .....	315
Tabelle 38: Wirtschaftliche und technische Nutzungsdauern der Anlagen.....	315
Tabelle 39: Makroökonomische Parameter .....	315
Tabelle 40: Eigenkapital Unternehmen im Jahr 2000 .....	315
Tabelle 41: Kraftwerkspark von Erzeugungsunternehmen 1 .....	316
Tabelle 42: Kraftwerkspark von Erzeugungsunternehmen 2 .....	317
Tabelle 43: Kraftwerkspark von Erzeugungsunternehmen 3 .....	318
Tabelle 44: Kraftwerkspark von Erzeugungsunternehmen 4 .....	319
Tabelle 45: Entwicklung der Erzeugungsstruktur des Restunternehmens.....	319

## 10.4 Literatur- und Quellenverzeichnis

- [1] A.T. Kearney. „Auswirkungen der Krise auf Projektfinanzierungen von Energieunternehmen.“ *Homepage der E-Control*. 30. Juni 2009. <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/02-vortrag-dr-haslauer.pdf> (Zugriff am 21. Juli 2010).
- [2] Adib, Parviz, Eric Schubert, und Shmuel Oren. „Competitive Electricity Markets - Design, Implementation, Performance.“ *Resource Adequacy: Alternative Perspectives and Divergent Paths*. Elsevier, 2008.
- [3] AEE. „Wind Power 2009 - Spanish Wind Energy Association - The Sector's Reference.“ *Homepage der Asociación Empresarial Eólica*. 2009. [http://www.aeeolica.es/userfiles/file/en/anuario\\_ingles\\_09.pdf](http://www.aeeolica.es/userfiles/file/en/anuario_ingles_09.pdf) (Zugriff am 29. Juni 2010).
- [4] —. „Wind Power Observatory 2010.“ *Homepage der Asociación Empresarial Eólica*. 2010. [http://www.aeeolica.es/userfiles/file/ae-publica/Wind-Power-Observatory-2010\\_baja.pdf](http://www.aeeolica.es/userfiles/file/ae-publica/Wind-Power-Observatory-2010_baja.pdf) (Zugriff am 30. Juni 2010).
- [5] AHK. „Die spanische Wasserwirtschaft.“ *Homepage der deutschen Handelskammer für Spanien*. 2007. <http://www.ahk.es/> (Zugriff am 4. Juli 2010).
- [6] Alghalith, Moawia, und Ardeshir J. Dalal. „The Choice between Multiplicative and Additive Output Uncertainty.“ *Homepage der University of St. Andrews*. 21. February 2003. <http://www.st-andrews.ac.uk/crieff/papers/dp0209.pdf> (Zugriff am 13. September 2010).
- [7] Amundsen, Eirik S., und Lars Bergman. „Provision of operating reserve capacity: Principles and practices on the Nordic Electricity Market.“ *Homepage des Munich Personal RePEc Archive*. 2007. [http://mpira.ub.uni-muenchen.de/10861/1/MPRA\\_paper\\_10861.pdf](http://mpira.ub.uni-muenchen.de/10861/1/MPRA_paper_10861.pdf) (Zugriff am 7. Oktober 2010).
- [8] Areva. „Estimation of post-2012 carbon price in Europe.“ *Homepage der Europäischen Kommission*. 24. October 2008. <http://ec.europa.eu/energy/nuclear/forum/opportunities/doc/competitiveness/2008-10-24/areva--co2prices.pdf> (Zugriff am 26. Juni 2010).
- [9] Auction Office. *Homepage des Auction Office*. 6. August 2010. <http://www.auction-office.at/> (Zugriff am 10. August 2010).
- [10] Avenis. „Intra-Day-Handel aus der Sicht eines Schweizer Unternehmens.“ *Homepage des Verbandes der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V. (VDE)*. 2004. [http://www.vde.com/de/fg/ETG/Exklusiv-Mitglieder/dach2004/Documents/MCMS/15\\_Columberg.pdf](http://www.vde.com/de/fg/ETG/Exklusiv-Mitglieder/dach2004/Documents/MCMS/15_Columberg.pdf) (Zugriff am 4. Juli 2010).
- [11] Barroso, Luiz Augusto, Rosenblatt, José, Andre Guimaraes, Bernardo Bezerra, und Mario Veiga Pereira. „Auction of Contracts and Energy Call Options to Ensure Supply Adequacy in the Second Stage of the Brazilian Power Sector Reform.“ *Homepage von IEEE*. 2006. <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1708974> (Zugriff am 1. Oktober 2010).

- [12] Batlle, Carlos, Carlos Solè, und Michel Rivier. „A New Security of Supply Mechanism for the Iberian Market.“ *The Electricity Journal*, Vol. 21, Issue 2, March 2008: 63-73.
- [13] Battle, C., und P. Rodilla. „A critical assessment of different approaches aimed to secure electricity generation supply.“ *Energy Policy* 38, 2010: 7169-7179.
- [14] Battle, Carlos, Luiz A. Barroso, und Ignacio Pérez-Arriaga. „The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America.“ *Homepage Universidad Pontificia Comillas Madrid*. July 2010.  
[http://www.iit.upcomillas.es/batlle/Publications/2010%20The%20changing%20role%20of%20the%20State%20in%20the%20expansion%20of%20electricity%20supply%20in%20Latin%20America%20v19%20\\_%20Batlle%20et%20al.pdf](http://www.iit.upcomillas.es/batlle/Publications/2010%20The%20changing%20role%20of%20the%20State%20in%20the%20expansion%20of%20electricity%20supply%20in%20Latin%20America%20v19%20_%20Batlle%20et%20al.pdf) (Zugriff am 9. November 2010).
- [15] BCG. „Keeping the Lights On - Navigating Choices in European Power Generation.“ *Homepage der Boston Consulting Group (BCG)*. May 2003.  
<http://www.bcg.com/documents/file14164.pdf> (Zugriff am 20. Juli 2010).
- [16] Billinton, Roy. „Reliability Engineering & System Safety.“ *Evaluation of reliability worth in an electric power system (Vol. 46, Issue 1)*, 1994: 15-23.
- [17] Boisseleau, François, und Christian Hewicker. *European Electricity Market Design and its Impact on market Integration*. Germany: KEMA Consulting, 2004.
- [18] Boiteux, Marcel. „La Tarification au cout marginal et les demandes aléatoires.“ *Cahiers du Seminaire d'Econometric 1*, 1951: 56-69.
- [19] —. „La tarification des demandes en pointe: Application de la theorie de la vente au cout marginal.“ *Revue Generale de l'Electricité* 58, 1949: 321-40.
- [20] Borrmann, Jörg, und Jörg Finsinger. *Markt und Regulierung*. München: Verlag Franz Vahlen GmbH, 1999.
- [21] Bothe, David, und Christoph Riechmann. „Hohe Versorgungszuverlässigkeit bei Strom wertvoller Standortfaktor für Deutschland.“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 58, Jg.(2008), Heft 10, 2008: 31-36.
- [22] Botterud, Audun, und Magnus Korpas. „Modelling of Power Generation Investment Incentives under Uncertainty in Liberalised Electricity Markets.“ *6. IAAE European Conference*. Zürich, 2004.
- [23] BP. „BP Statistical Review of World Energy June 2009.“ *British Petroleum Homepage*. June 2009.  
[http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2008/STAGING/local\\_assets/2009\\_downloads/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_full\\_report\\_2009.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2009_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2009.pdf) (Zugriff am 31. Mai 2010).
- [24] Breitenfellner, Andreas, und Jesus Crespo Cuaresma. „Rohölpreis und USD/EUR-Wechselkurs.“ *Geldpolitik & Wirtschaft Q4/2008*, 2008: 110-131.

- [25] Bretschger, Lucas, und Hans Gersbach. „Ökonomische Theorie der Nachhaltigkeit - Kapitel 2: Konzepte nachhaltiger Entwicklung.“ *Homepage Center of Economic Research of ETH Zurich*. 2010.  
[http://www.cer.ethz.ch/resec/teaching/OTN/OTN\\_Konzepte.pdf](http://www.cer.ethz.ch/resec/teaching/OTN/OTN_Konzepte.pdf) (Zugriff am 2. November 2010).
- [26] Brown, G. Jr., und M. B. Johnson. „Public Utility Pricing and Output Under Risk.“ *American Economic Review* 59 (1), March 1969: 119-129.
- [27] Brunekreeft, Gert, und Tanga McDaniel. „Policy Uncertainty and Supply Adequacy in Electric Power Markets.“ *Homepage der Universität Tilburg*. February 2005.  
<http://arno.uvt.nl/show.cgi?fid=53816> (Zugriff am 25. August 2010).
- [28] Bundesnetzagentur. *Bundesnetzagentur Homepage*. 2009.  
<http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/18267.pdf> (Zugriff am 23. März 2010).
- [29] CAMMESA. „Argentine Power Sector - New investments encouragement.“ *Homepage der Association of Power Exchange (APEX)*. 2008.  
<http://www.theapex.org/Documentos/Apex08/Sesion1/057-0409.pdf> (Zugriff am 5. Oktober 2010).
- [30] Caramanis, M.C., R.E. Bohn, und F.C. Scheppe. „Optimal Spot Pricing: Practice and Theory.“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 9*, September 1982: 3234-3245.
- [31] Caramanis, Michael. „Investment Decisions and Long-term Planning under Electricity Spot Pricing.“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 12*, December 1982: 4640-4648.
- [32] Caramanis, Michael. *Investment Needs/Prospects in Southeastern Europe and a Capacity Adequacy Mechanism Design - NARUC Winter Committee Meetings*. 12. February 2006.
- [33] CEER. „Generation Adequacy Treatment in Electricity - A CEER Call for Evidence.“ *Homepage European Energy Regulators*. 10. Dezember 2009. [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Electricity%20Generation%20Adequacy/CID/C09-ESS-05-03\\_gen%20adequacy\\_CfEvidence\\_9-Dec-09.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Electricity%20Generation%20Adequacy/CID/C09-ESS-05-03_gen%20adequacy_CfEvidence_9-Dec-09.pdf) (Zugriff am 15. November 2010).
- [34] —. „Survey of Capacity Support Mechanism in the Energy Community.“ *Homepage Energy Community*. 6. June 2006. <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/55819.PDF> (Zugriff am 14. Oktober 2010).
- [35] CER. „Electricity Security of Supply Report 2010.“ *Homepage der Commission for Energy Regulation (CER)*. July 2010. <http://www.cer.ie/en/electricity-security-of-supply-reports-and-publications.aspx> (Zugriff am 1. Oktober 2010).
- [36] —. „FPPy and EPPy for Trading Year 2010: Consultation Paper (SEM-09-082).“ *Homepage des All Island Project*. 2010. July 2009b.

- [http://www.allislandproject.org/en/project\\_office\\_sem\\_publications.aspx?year=2009&section=2](http://www.allislandproject.org/en/project_office_sem_publications.aspx?year=2009&section=2) (Zugriff am 6. Oktober 2010).
- [37] —. „Regulator's Annual Report to the European Commission 2008.“ *Homepage der European Energy Regulators*. September 2009a. [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/NATIONAL\\_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR\\_En/E09\\_NR\\_Ireland-EN.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR_En/E09_NR_Ireland-EN.pdf) (Zugriff am 6. Oktober 2010).
- [38] —. „Single Electricity Market Fixed Cost of a Best New Entrant Peaking Plant, Capacity Requirement & Annual Capacity Payment Sum for the Calendar Year 2010 - Decision Paper.“ *Homepage des All Island Project*. 27. August 2009. <http://www.allislandproject.org/GetAttachment.aspx?id=33c31a80-8276-4aa8-82fe-16e6118da185> (Zugriff am 27. Juli 2010).
- [39] —. „Trading & Settlement Code - Helicopter Guide.“ *Homepage des Single Electricity Market Operator (SEMO)*. 16. Oktober 2007. <http://www.sem-o.com/Publications/General/SEM%20Trading%20and%20Settlement%20Code%20Helicopter%20Guide.pdf> (Zugriff am 6. Oktober 2010).
- [40] Chao, H.-P. „Peak-Load Pricing and Capacity Planning with Demand and Supply Uncertainty.“ *Bell Journal of Economics* 14 (1), 1983: 170-190.
- [41] Chao, Henry. „Capacity Markets in NYISO & ISO-NE.“ IEEE, 2007.
- [42] Chuang, A. S., und C. W. Gellings. „Demand-side Integration in a Restructured Electricity Power Industry.“ *Homepage des Smart Grid Resource Center des Electric Power Research Institute (EPRI)*. 2008. <http://www.smartgrid.epri.com/doc/Demand-side%20Integration%20in%20a%20Restructured%20Electric%20Power%20Industry.pdf> (Zugriff am 13. September 2010).
- [43] Chuang, A.S., und F. Wu. „Capacity payments and the pricing of reliability in competitive generation markets.“ *Homepage von IEEE*. 2000. <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=926762> (Zugriff am 5. Oktober 2010).
- [44] CNE Chile. „Non-Conventional Renewable Energy in the Chilean Electricity Market.“ *Homepage der Comisión Nacional de Energía (CNE)*. Oktober 2009. [http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05\\_Public\\_Estudios/descargas/ERN\\_CMercadoElectrico\\_Bilingue\\_WEB.pdf](http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/ERN_CMercadoElectrico_Bilingue_WEB.pdf) (Zugriff am 3. Oktober 2010).
- [45] CNE. „Energy Regulators Homepage.“ *Spanish Energy Regulator's Annual Report to the European Commission*. 22. July 2009. [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/NATIONAL\\_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR\\_En/E09\\_NR\\_Spain-EN.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR_En/E09_NR_Spain-EN.pdf) (Zugriff am 29. März 2010).
- [46] —. „Spanish Regulator's Annual Report to the European Commission.“ *Homepage der European Energy Regulators*. 23. July 2008. [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/NATIONAL\\_](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_)

- REPORTS/National%20reporting%202008/NR\_En/E08\_NR\_Spain-EN.pdf (Zugriff am 5. Oktober 2010).
- [47] Consentec. „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung.“ *Deutsches Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie*. 30. Mai 2008. <http://www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/analyse-und-bewertung-der-versorgungssicherheit-in-der-elektrizitaetsversorgung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff am 9. April 2010).
- [48] Crampes, Claude, und Natalia Fabra. „The Spanish Electricity Industry: Plus ca change ...“ *Homepage der University of Cambridge*. 18. November 2004. <http://www.dspace.cam.ac.uk/bitstream/1810/131636/1/ep69.pdf> (Zugriff am 20. Juli 2010).
- [49] Cramton, Peter, und Steven Stoff. „Columbia Firm Energy Market.“ *Homepage der University of Maryland*. 11. Februar 2007. <http://www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/cramton-stoff-columbia-firm-energy-market.pdf> (Zugriff am 30. September 2010).
- [50] —. „The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO’s Resource Adequacy Problem.“ *Massachusetts institute of technology Homepage*. 25. April 2006. <http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/workingpapers/2006-007.pdf> (Zugriff am 31. Januar 2010).
- [51] —. „Forward reliability markets: Less risk, less market power, more efficiency.“ *Utilities Policy 16*, 2008: 194-201.
- [52] CRE. „Report sent to the DG TREN.“ *Homepage von European Energy Regulators*. July 2008. [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/NATIONAL\\_REPORTS/National%20reporting%202008/NR\\_En/E08\\_NR\\_France-EN.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20reporting%202008/NR_En/E08_NR_France-EN.pdf) (Zugriff am 29. September 2010).
- [53] CREG. „Reliability Charge Regulatory Scheme to Guarantee the Reliability in the Supply of Electric Energy in Columbia - A Long-Term Vision.“ *Homepage der Comisión de Regulación de Energía y Gas*. 2007. <http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/ReliabilityCharge.pdf> (Zugriff am 12. Oktober 2010).
- [54] Crew, M. A., und P. R. Kleindorfer. „Peak-Load Pricing with a Diverse Technology.“ *Bell Journal of Economics 7 (Spring)*, 1976: 2007-231.
- [55] —. „Marshall and Turvey on Peak Loads or Joint Product Pricing.“ *Journal of Political Economy 79 (No. 6)*, November/December 1971: 1369-1377.
- [56] Crew, Michael A., Chitru S. Fernando, und Paul R. Kleindorfer. „The Theory of Peak-Load Pricing: A Survey.“ *Journal of Regulatory Economics, Band 8*, 1995: 215-248.
- [57] Crew, Michael A., und Paul R. Kleindorfer. *The Economics of Public Utility Regulation*. Great Britain: MIT Press, 1986.

- [58] Daiwa. „Utilities - Carbon outlook – recovery from oversold position or dead cat bounce?“ *London Accord Homepage*. 20. February 2009. [http://www.london-accord.co.uk/images/reports/pdf/daiwa\\_utilities.pdf](http://www.london-accord.co.uk/images/reports/pdf/daiwa_utilities.pdf) (Zugriff am 26. Juli 2010).
- [59] de Vries, L.J. „Capacity allocation in a restructured electricity market: technical and economic evaluation of congestion management methods on interconnectors.“ *IEEE Homepage*. 10-13. September 2001. <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=964640> (Zugriff am 11. August 2010).
- [60] —. „Securing the public interest in electricity generation markets - The myths of the invisible hand and the copper plate.“ *Homepage von Next Generation Infrastructures*. 29. Juni 2004. <http://www.nextgenerationinfrastructures.eu/download.php?field=document&itemID=449557> (Zugriff am 30. Juli 2010).
- [61] —. „Generation Adequacy: Helping the market do its job.“ *Utilities Policy, Volume 15*, 2007: 20-35.
- [62] de Vries, Laurens, und Petra Heijnen. „The impact of electricity market design upon investment under uncertainty: The effectiveness of capacity mechanism.“ *Utilities Policy 16*, 2008: 215-227.
- [63] dena. „Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung).“ *Deutsche Energie-Agentur Homepage*. Februar 2010. [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Studien\\_\\_\\_Umfragen/KurzanalyseKraftwerksplanungDE\\_2020.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/KurzanalyseKraftwerksplanungDE_2020.pdf) (Zugriff am 9. April 2010).
- [64] Deutsche Bank. *Carbon emissions. Emissions in remission? Looking at - and through - an EU recession*. London, 15. October 2008.
- [65] DG Competition. „Report on energy sector inquiry.“ *Homepage der Europäischen Kommission*. 10. January 2007. [http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/full\\_report\\_part2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/full_report_part2.pdf) (Zugriff am 24. März 2010).
- [66] Dieckmann, Birgit. „Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt.“ *Homepage der deutschen Nationalbibliothek*. 24. November 2008. [http://deposit.d-nb.de/cgi-bin/dokserv?idn=99248037x&dok\\_var=d1&dok\\_ext=pdf&filename=99248037x.pdf](http://deposit.d-nb.de/cgi-bin/dokserv?idn=99248037x&dok_var=d1&dok_ext=pdf&filename=99248037x.pdf) (Zugriff am 9. August 2010).
- [67] Doorman, Gerard L. *Peaking Capacity in Restructured Power Systems, Dissertationsschrift*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, Faculty of Electrical Engineering and Telecommunications, Department of Electrical Power Engineering, 2000.
- [68] E.V.A. „Herbert Lechner (Energie Verwertungsagentur): Wie sichern wir die Versorgungssicherheit?“ *Homepage der TU Wien - Energiegespräche 2004*. 20. Januar 2004. [http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/egs/pdf/egs040120\\_lechner.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/egs/pdf/egs040120_lechner.pdf) (Zugriff am 16. August 2010).

- [69] EC. „Das Emissionshandelssystem der EU.“ *Homepage der Europäischen Kommission*. 2009a. [http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/brochures/ets\\_de.pdf](http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/brochures/ets_de.pdf) (Zugriff am 16. Juni 2010).
- [70] —. „Market Observatory for Energy - Report 2009.“ *Homepage der Europäischen Kommission*. 2010. [http://ec.europa.eu/energy/observatory/annual\\_reports/doc/2009\\_annual\\_report.pdf](http://ec.europa.eu/energy/observatory/annual_reports/doc/2009_annual_report.pdf) (Zugriff am 31. Mai 2010).
- [71] —. „REALISEGRID.“ *Homepage REALISEGRID*. June. 15 2009b. [http://realisegrid.erse-web.it/content/files/File/Publications%20and%20results/Deliverable\\_REALISEGRID\\_3.1.1.pdf](http://realisegrid.erse-web.it/content/files/File/Publications%20and%20results/Deliverable_REALISEGRID_3.1.1.pdf) (Zugriff am 11. November 2010).
- [72] E-Control. „(Nicht)Verfügbarkeitskennzahlen der Lauf-, Speicher- und Wärmekraftwerke in Österreich (Nichtverfügbarkeitsstatistik 2008).“ *Homepage E-Control*. September 2009. <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/NVStat2008.pdf> (Zugriff am 29. Oktober 2010).
- [73] —. „Strukturen und Mechanismen des liberalisierten Strommarktes (Working Paper Nr. 6).“ *Homepage der E-Control*. 15. April 2002. <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP6.pdf> (Zugriff am 18. August 2010).
- [74] EEX. *EEX Homepage*. 23. März 2010a. <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Intraday%20|%20Spotmarkt/Intraday%20Chart%20|%20Spotmarkt/spot-intra-chart/2010-03-23/1y> (Zugriff am 23. März 2010).
- [75] —. *EEX Homepage*. 1. Juni 2009. <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Stundenkontrakte%20%7C%20Spotmarkt%20Stundenauktion/Stundenkontrakte%20Chart%20%7C%20Spotmarkt%20Stundenauktion/spot-hours-chart/2009-05-04/PHELIX/-/1d> (Zugriff am 23. März 2010).
- [76] —. „EEX Produktbroschüre Strom.“ *EEX Homepage*. 14. Juli 2008. [http://www.eex.com/de/document/53022/Konzept\\_Strom\\_Termin\\_Release\\_01D\\_01092009.pdf](http://www.eex.com/de/document/53022/Konzept_Strom_Termin_Release_01D_01092009.pdf) (Zugriff am 24. März 2010).
- [77] —. *EEX Homepage, Broschüre: Unternehmen und Produkte*. Januar 2010b. [http://www.eex.com/de/document/72723/D\\_Unternehmen\\_2010.pdf](http://www.eex.com/de/document/72723/D_Unternehmen_2010.pdf) (Zugriff am 23. März 2010).
- [78] —. *EEX Marktdaten*. 21. März 2010. <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Stundenkontrakte%20|%20Spotmarkt%20Stundenauktion/Stundenkontrakte%20Chart%20|%20Spotmarkt%20Stundenauktion/spot-hours-chart/2010-03-22/PHELIX/-/1y> (Zugriff am 21. März 2010).

- [79] —. *Geschäftsbericht des Jahres 2008*. 29. April 2009.  
[http://www.eex.com/de/document/45891/GB\\_EEX\\_2008\\_d.zip](http://www.eex.com/de/document/45891/GB_EEX_2008_d.zip) (Zugriff am 23. März 2010).
- [80] —. „Results EU Emission Allowances - Spot Market.“ *Homepage der EEX*. 2010c.  
[https://www.eex.com/en/document/52395/emission\\_spot\\_historie\\_2006.xls](https://www.eex.com/en/document/52395/emission_spot_historie_2006.xls) (Zugriff am 21. Juni 2010).
- [81] Ehlers, Niels, und Georg Erdmann. „Kraftwerke raus, Gewinne rauf? Wird der Preis in Leipzig manipuliert?“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen Jg. 57 (2007), Heft 5*, 2007: 42-45.
- [82] EIA. „Annual Energy Outlook 2010.“ *Homepage der U.S. Energy Information Administration*. December 2009. <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html> (Zugriff am 1. Juni 2010).
- [83] —. „Electricity Prices in a Competitive Environment: Marginal Cost Pricing of Generation Services and Financial Status of Electric Utilities - A Preliminary Analysis Through 2015.“ *Homepage der U.S. Energy Information Administration*. August 1997.  
<http://tonto.eia.doe.gov/ftproot/electricity/0614.pdf> (Zugriff am 22. Juli 2010).
- [84] ENSTO-E. „ENTSO-E Continental Europe. Detailed Monthly Production (in GWh).“ *ENTSO-E Homepage*. 2010d. <http://www.entsoe.eu/index.php?id=124> (Zugriff am 28. Juni 2010).
- [85] —. „System Adequacy Forecast 2009-2020.“ *ENTSO-E Homepage*. 5. January 2009.  
[http://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/news/UCTE\\_SAF-2009-2020\\_Report.pdf](http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/news/UCTE_SAF-2009-2020_Report.pdf) (Zugriff am 23. Februar 2010).
- [86] ENSTO-E. „ENTSO-E Homepage.“ *Consumption Data*. 2010a.  
<http://www.entsoe.eu/index.php?id=92> (Zugriff am 24. März 2010).
- [87] —. „ENTSO-E Homepage.“ *ENTSO-E Report: System Adequacy Forecast 2010-2025*. 2010b.  
[http://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/outlookreports/SAF\\_2010-2025\\_final.pdf](http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/outlookreports/SAF_2010-2025_final.pdf) (Zugriff am 18. Mai 2010).
- [88] —. *ENTSO-E Homepage, Miscellaneous Data*. 2010c.  
<http://www.entsoe.eu/index.php?id=94> (Zugriff am 23. März 2010).
- [89] —. „ENTSO-E System Adequacy Forecast 2010-2025: Scenarios.“ *ENTSO-E Homepage*. 2010. <http://www.entsoe.eu/index.php?id=228> (Zugriff am 18. Mai 2010).
- [90] —. „Glossory of Terms.“ *Homepage ENSTO-E*. 2010f.  
[https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/resources/statistics/100903\\_Statistical\\_Glossary.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/statistics/100903_Statistical_Glossary.pdf) (Zugriff am 11. November 2010).
- [91] EPEX Spot. *EPEX Spot Homepage*. 18. March 2010.  
[http://static.epexspot.com/document/8225/20100318\\_EPEX\\_6\\_px\\_pcr\\_final.pdf](http://static.epexspot.com/document/8225/20100318_EPEX_6_px_pcr_final.pdf) (Zugriff am 23. März 2010).

- [92] —. *EPEX Spot Homepage: Handel*. 2009a. <http://www.epexspot.com/de/produkte/Handel> (Zugriff am 26. März 2010).
- [93] —. *EPEX Spot Homepage: Über die Kooperation*. 2009. <http://www.epexspot.com/de/Unternehmen/kooperation> (Zugriff am 26. März 2010).
- [94] —. „EPEX Spot Info - Auswirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die EPEX Spot Day Ahead Auktion für das Marktgebiet Deutschland/Österreich.“ *Homepage EPEX*. 21. Dezember 2009b. [http://static.epexspot.com/document/7158/EPEXSpot\\_info\\_20091221\\_EEG\\_de.pdf](http://static.epexspot.com/document/7158/EPEXSpot_info_20091221_EEG_de.pdf) (Zugriff am 9. November 2010).
- [95] Erdmann, Georg, und Peter Zweifel. *Energieökonomik*. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 2008.
- [96] ERGEG. „Day-ahead market coupling mechanism between the Iberian and Central-Western markets.“ *Homepage der European Energy Regulators (ERGEG)*. 24. January 2008. [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_INITIATIVES/ERI/South-West/Meetings1/IG\\_meetings/2supndsup%20SW%20IG/DD/SW%20ERI%20Deliverable%20III%203%20-%20Mkt%20Coupl%20Tripartite%20Final.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/South-West/Meetings1/IG_meetings/2supndsup%20SW%20IG/DD/SW%20ERI%20Deliverable%20III%203%20-%20Mkt%20Coupl%20Tripartite%20Final.pdf) (Zugriff am 4. Oktober 2010).
- [97] Ess, Florian. *Langfristige ökonomische Analyse der französischen Elektrizitätswirtschaft - Masterarbeit am IEE*. Graz, Oktober 2009.
- [98] EWEA. *Wind Energy - The Facts*. London: Earthscan, 2009.
- [99] EWI. „Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln. Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen.“ *Homepage des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. 2. April 2010. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/studie-negative-strompreise,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff am 10. Juli 2010).
- [100] Faruqui, Ahmad, und Sanem Sergici. „Household Response to Dynamic Pricing of Electricity - A Survey of the Experimental Evidence.“ 2009.
- [101] FERC. „Electric Power Markets PJM.“ *Homepage der amerikanischen Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*. 20. October 2010e. <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/pjm.asp#gen> (Zugriff am 21. Oktober 2010).
- [102] —. „FERC Docket No. ER05-1410, Initial Order in Reliability Pricing Model.“ *Homepage der amerikanischen Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*. 20. May 2006. <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/041708/E-23.pdf> (Zugriff am 9. Oktober 2010).
- [103] —. „New England Electric Market: Overview and Focal Points - New England (ISO-NE) Electric Regions.“ *Homepage der amerikanischen Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*. 15. September 2010d. <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/new-england/elec-ne-reg-des.pdf> (Zugriff am 12. Oktober 2010).

- [104] —. „New York Electric Market: New York Capacity Markets - Rest of New York State.“ *Homepage der amerikanischen Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*. 7. October 2010b. <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/new-york/elec-ny-cap-ny-pr-vlm.pdf> (Zugriff am 11. Oktober 2010).
- [105] —. „New York Electric Market: RTO Capacity Prices.“ *Homepage der amerikanischen Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*. 7. October 2010c. <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/new-york/elec-ny-rto-cap-pr.pdf> (Zugriff am 11. Oktober 2010).
- [106] —. „New York Electricity Market: New York City Capacity Markets - New York City.“ *Homepage der amerikanischen Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*. 7. October 2010a. <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/new-york/elec-ny-cap-nyc-pr-vlm.pdf> (Zugriff am 9. Oktober 2010).
- [107] —. „New York Electricity Market: Overview and Focal Points.“ *Homepage der amerikanischen Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*. 15. September 2010. <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/new-york/elec-ny-reg-des.pdf> (Zugriff am 9. Oktober 2010).
- [108] Fingrid. „Rules Relating to the Maintaining of Readiness for use of a Power Plant Unit, its Operation, and Handling of Electricity Produced by the Power Plant Unit.“ *Homepage Fingrid*. 8. January 2009. [http://www.fingrid.fi/attachments/en/services/peakloadpower/huippuvoiman\\_saannos\\_to\\_final\\_eng\\_080109.pdf](http://www.fingrid.fi/attachments/en/services/peakloadpower/huippuvoiman_saannos_to_final_eng_080109.pdf) (Zugriff am 27. September 2010).
- [109] Finon, Dominique, Guy Meunier, und Virgine Pignon. „The social efficiency of long-term capacity reserve mechanism.“ *Utilities Policy* 16, 2. January 2008: 202-214.
- [110] Finon, Dominique, und Virginie Pignon. „Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market.“ *Utilities Policy, Volume 16*, 2. January 2008: 143-158.
- [111] Finsinger, Jörg. „Peak Load Pricing and Rationing Policies.“ *Zeitschrift für Nationalökonomie (Vol. 40)*, 1980: 169-182.
- [112] Ford, Andrew. „Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western United States.“ *Energy Policy* 27, 1999: 637-658.
- [113] Fortis. „The Global Carbon Market. CDM/JI and the interaction with the EU-ETS.“ *Departement Leefmilieu, Natuur en Energie Homepage*. January 2008. <http://www.lne.be/themas/klimaatverandering/klimaatconferentie/vlaamseklimaatconferentie/werkgroepen-1/strategie/werkgroep-flexibiliteitsmechanismen-januari-2008/Presentatie%20Kris%20Voorspools.pdf> (Zugriff am 26. juni 2010).
- [114] Fraunhofer. „Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf konventionelle Kraftwerke – Lösungen zur EE-Integration.“ *Homepage des Forum für Zukunftsenergien e. V.* 21. April 2010. [http://www.zukunftsenergien.de/hp2/downloads/vortraege/sterner-zur\\_veroeffentlichung.pdf](http://www.zukunftsenergien.de/hp2/downloads/vortraege/sterner-zur_veroeffentlichung.pdf) (Zugriff am 7. Juli 2010).

- [115] Frederico, Giulio, und Xavier Vives. *Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Market*. Madrid, November 2008.
- [116] Frontier Economics. „Kosten von Stromversorgungsunterbrechnungen - RWE AG.“ 04. Juli 2008. [http://www.frontier-economics.com/\\_library/pdfs/PRS-Frontier-RWE\\_VOLL%20Study\\_18082008-stc.pdf](http://www.frontier-economics.com/_library/pdfs/PRS-Frontier-RWE_VOLL%20Study_18082008-stc.pdf) (Zugriff am 28. Oktober 2009).
- [117] GDF Suez. „Effizientes Engpassmanagement zur Schaffung eines europäischen Binnenmarktes - die Rolle von finanziellen Übertragungsrechten.“ *Homepages der Energy Economics Group an der TU Wien*. Februar 2009. [http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/iewt/iewt2009/papers/1B\\_2\\_WAWER\\_T\\_V.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2009/papers/1B_2_WAWER_T_V.pdf) (Zugriff am 9. August 2010).
- [118] Giraud, Denise. „The tempo Tariff.“ *Efflocom Workshop*. Trondheim, 2004.
- [119] Grimm, Veronika, Axel Ockenfels, und Gregor Zöttl. „Ein Vergleich ausgewählter europäischer Strombörsen.“ *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, März 2008: 162-170.
- [120] Gutschi, Christoph, und Heinz Stigler. „Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich.“ *Homepage der TU Graz - 10. Symposium für Energieinnovation*. 13-15. Februar 2008. [https://online.tugraz.at/tug\\_online/voe\\_main2.getvolltext?pCurrPk=35775](https://online.tugraz.at/tug_online/voe_main2.getvolltext?pCurrPk=35775) (Zugriff am 16. August 2010).
- [121] Harbord, David, und Marco Pagnozzi. „Review of Colombian Auctions for Firm Energy.“ *Homepage von Market Analysis*. 25. November 2008. <http://www.market-analysis.co.uk/PDF/Reports/ColombianOEFAuctionsReport-25-11-08%20Final.pdf> (Zugriff am 12. Oktober 2010).
- [122] Hartkopf, Thomas. „Aufgaben der Energieforschung im 21. Jahrhundert.“ *Homepage Energietechnologien 2050*. 26. Mai 2009. [http://www.energietechnologien2050.de/wDefault\\_4/downloads/02\\_Vortrag\\_Hartkopf.pdf?WSESSIONID=ba0dcfa270daf3b8fe1d98ac41705a95](http://www.energietechnologien2050.de/wDefault_4/downloads/02_Vortrag_Hartkopf.pdf?WSESSIONID=ba0dcfa270daf3b8fe1d98ac41705a95) (Zugriff am 20. April 2010).
- [123] Hirschhausen, Christian von. „Einführung in die Energiewirtschaft für Elektrotechniker.“ *Homepage der TU Dresden*. 7. Mai 2008. [http://www.tu-dresden.de/wwbwleeg/Lehre/ss08/eet/CO2\\_Renew.pdf](http://www.tu-dresden.de/wwbwleeg/Lehre/ss08/eet/CO2_Renew.pdf) (Zugriff am 2. Juli 2010).
- [124] Hobbs, Benjamin F., Javier Inon, und Matthew Kahal. „Issues concerning ICAP and alternative approaches for power capacity markets.“ *Homepage von Elforsk Market Design*. 2001. [http://www.marketdesign.se/images/uploads/2001/cp\\_060701\\_hobbs.pdf](http://www.marketdesign.se/images/uploads/2001/cp_060701_hobbs.pdf) (Zugriff am 16. August 2010).
- [125] Hogan, William. „Connecting Reliability Standards and Electricity Markets.“ *Homepage der Harvard University*. 8. Dezember 2005. [http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan\\_hepg\\_120805.pdf](http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_hepg_120805.pdf) (Zugriff am 9. Oktober 2010).
- [126] HTSO. „Announcement - Capacity Assurance Mechanism - Reliability Year: October 2010 - September 2011.“ *Homepage HTSO*. 2010.

- <http://www.desmie.gr/up/files/%CE%91%CE%9D%CE%91%CE%9A%CE%9F%CE%99%CE%9D%CE%A9%CE%A3%CE%97%20%CE%9C%CE%94%CE%95%CE%99%200100809%20eng.pdf> (Zugriff am 14. Oktober 2010).
- [127] —. „The New Market Model and Grid Code in Greece.“ *Homepage Black Sea Energy Conference*. 3-5. April 2006.  
[http://www.bsecenergy.ro/prezentari/regulatory%20workshop/Transmission%20Systems%20Operators%20-%20Issues%20and%20Challenges/lekatsas/Bucharest\\_Presentation.pps](http://www.bsecenergy.ro/prezentari/regulatory%20workshop/Transmission%20Systems%20Operators%20-%20Issues%20and%20Challenges/lekatsas/Bucharest_Presentation.pps) (Zugriff am 14. Oktober 2010).
- [128] Huber, Ernesto R., Rodrigo M. Espinoza, und Rodrigo Palma-Behnke. „Hydrothermal Coordination and Capacity Payment Schemes in Chile - Current Discussion and Future Challenges.“ *Homepage der University of Auckland*. 2007.  
[http://www.business.auckland.ac.nz/Portals/4/Research/ResearchCentresGroups/Energy%20centre/Espinoza-Huber-Hydrothermal%20Coordination%20and%20Capacity%20Payment%20Schemes%20in%20Chile\\_final.pdf](http://www.business.auckland.ac.nz/Portals/4/Research/ResearchCentresGroups/Energy%20centre/Espinoza-Huber-Hydrothermal%20Coordination%20and%20Capacity%20Payment%20Schemes%20in%20Chile_final.pdf) (Zugriff am 2. Oktober 2010).
- [129] Hull, John C. *Einführung in Futures- und Optionsmärkte, 3. Auflage*. München: Oldenburg Wissenschaftsverlag GmbH, 2001.
- [130] IEA. „Energy Policies of IEA Countries - Greece 2006 Review.“ *Homepage der International Energy Agency (IEA)*. 2006a.  
<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/greece2006.pdf> (Zugriff am 14. Oktober 2010).
- [131] IEA. *Projected Costs of Generating Electricity - 2010 Edition*. Paris, 2010a.
- [132] —. „Security of Supply in Electricity Markets (Evidence and Policy Issue).“ *Homepage der International Energy Agency*. 2002.  
<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/security2002.pdf> (Zugriff am 18. August 2010).
- [133] —. „Tackling Investment Challenges in Power Generation.“ *International Energy Agency Homepage*. 2007a.  
[http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/tackling\\_investment.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/tackling_investment.pdf) (Zugriff am 23. Februar 2010).
- [134] —. „World Energy Outlook 2006.“ *Homepage der Internationalen Energie Agentur*. 2006. <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/weo2006.pdf> (Zugriff am 26. Juni 2010).
- [135] —. „World Energy Outlook 2007.“ *Homepage der International Energy Agency*. 2007.  
[http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/weo\\_2007.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/weo_2007.pdf) (Zugriff am 5. Juni 2010).
- [136] —. „World Energy Outlook 2008.“ *Homepage der International Energy Agency*. 2008.  
<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/weo2008.pdf> (Zugriff am 5. Juni 2010).
- [137] IEA. *World Energy Outlook 2009*. 2009.

- [138] Iliadou, Ekaterini. *Electricity Sector Reform in Greece - CPP Working Paper 08-9*. Athen, November 2007.
- [139] IMO. „Providing New Capacity in the South West Interconnected System - A Guide for Investors and Developers.“ *Homepage des Independent Market Operator (IMO)*. November 2008.  
[http://www.imowa.com.au/f2704,652437/GuideForInvestorsAndDevelopers\\_1\\_.pdf](http://www.imowa.com.au/f2704,652437/GuideForInvestorsAndDevelopers_1_.pdf)  
(Zugriff am 15. Oktober 2010).
- [140] —. „Reserve Capacity Mechanism Review Report.“ *Homepage des Independent Market Operator (IMO)*. May 2009.  
[http://www.imowa.com.au/f875,52032/RCM\\_ReportV5\\_PUBLISHED\\_1\\_.pdf](http://www.imowa.com.au/f875,52032/RCM_ReportV5_PUBLISHED_1_.pdf)  
(Zugriff am 16. Oktober 2010).
- [141] Infracomp. „Faire Strompreise:Grundlagen und Handlungsbedarf.“ *Homepages des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*. 2009.  
[http://www.bundesumweltministerium.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gutachten\\_infracomp\\_strompreise\\_bf.pdf](http://www.bundesumweltministerium.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gutachten_infracomp_strompreise_bf.pdf) (Zugriff am 7. Juli 2010).
- [142] ISO New England. „2009 Annual Markets Report.“ *Homepage von ISO New England*. 18. May 2010a. [http://www.iso-ne.com/markets/mktmonmit/rpts/other/amr09\\_final\\_051810.pdf](http://www.iso-ne.com/markets/mktmonmit/rpts/other/amr09_final_051810.pdf) (Zugriff am 10. Oktober 2010).
- [143] —. „2010 Reconfiguration Auctions & Bilaterals - Web Conference.“ *Homepage von ISO New England*. 4. February 2010c. [http://www.iso-ne.com/support/training/courses/fcm/2010\\_reconfiguration\\_auction\\_\\_bilaterals.pdf](http://www.iso-ne.com/support/training/courses/fcm/2010_reconfiguration_auction__bilaterals.pdf)  
(Zugriff am 10. Oktober 2010).
- [144] —. „Installed Capacity Model - Manual 20.“ *ISO New England Homepage*. 1. July 2009. [http://www.iso-ne.com/rules\\_proceeds/isonemnls/M20/index.html](http://www.iso-ne.com/rules_proceeds/isonemnls/M20/index.html) (Zugriff am 10. Dezember 2009).
- [145] —. „ISO New England (Vortrag an der University of Texas Arlington).“ *Homepage der University of Texas at Arlington*. Fall 2008. <http://www-ee.uta.edu/online/Chai/EE5379/project1%20-%20ISO-NE.ppt> (Zugriff am 10. Oktober 2010).
- [146] —. „ISO New England Inc. Transmission, Markets and Services Tarif.“ *Homepage von ISO New England*. 30. August 2010b. [http://www.iso-ne.com/regulatory/tariff/sect\\_3/\\_mr1\\_sect\\_13-14.pdf](http://www.iso-ne.com/regulatory/tariff/sect_3/_mr1_sect_13-14.pdf) (Zugriff am 10. Oktober 2010).
- [147] —. „New England 2010 Regional Profile.“ *Homepage Government of the Commonwealth Massachusetts*. Januar 2010.  
[http://www.mass.gov/Eoeea/docs/doer/pub\\_info/ne\\_01-2010\\_profile.pdf](http://www.mass.gov/Eoeea/docs/doer/pub_info/ne_01-2010_profile.pdf) (Zugriff am 10. Oktober 2010).
- [148] —. „Welcome to the Forward Capacity Market (FCM) New Resource Qualification Forum for Commitment Period 2012-2013.“ *ISO New England Homepage*. 7. August 2008a. [http://www.iso-ne.com/markets/othrmkts\\_data/fcm/pres/final-fcm.pdf](http://www.iso-ne.com/markets/othrmkts_data/fcm/pres/final-fcm.pdf) (Zugriff am 4. Dezember 2009).

- [149] ISO/TRO Council. *Progress of Organized Wholesale Electricity Markets in North America*. 16. October 2007.
- [150] Johansson, Tobias, und Mats Nilsson. „Signs of stress II - The customer strikes back.“ *Homepage der TU Dresden*. 2010. [http://www.tu-dresden.de/wwbwleeg/events/enerday/2010/Papers/ren20100409%20Signs%20of%20stress%20II%20The%20customer%20strikes%20back\\_mn.pdf](http://www.tu-dresden.de/wwbwleeg/events/enerday/2010/Papers/ren20100409%20Signs%20of%20stress%20II%20The%20customer%20strikes%20back_mn.pdf) (Zugriff am 27. September 2010).
- [151] Joskow, Paul L. *Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity*. May 2006.
- [152] KEMA. „Appendix H - KEKMA - Information Paper on Supplementary Market Mechanism to Deliver Security and Reliability.“ *Homepage der Australian Energy Market Commission*. 15. September 2009. <http://www.aemc.gov.au/Media/docs/Appendix%20H%20-%20KEMA%20-%20Information%20Paper%20on%20Supplementary%20Market%20Mechanisms%20to%20Deliver%20Security%20and%20Reliability-4ba05390-bd51-4d56-8239-468575b2c7dd-0.pdf> (Zugriff am 28. September 2010).
- [153] Kleindorfer, P. R., und C. S. Fernando. „Peak-Laod Pricing and Reliability under Uncertainty.“ *Journal of Regulatory Economics* 5 (No. 1), March 1993: 5-23.
- [154] Kolos, Sergey P., und Ehud I. Ronn. „Estimating the commodity market price of risk for energy prices.“ *Energy Economics* 30, 2008: 621-641.
- [155] LECG. *Raising the Stakes on Capacity Incentives: PMJ's Reliability Pricing Model (RPM)*. 14. März 2008.
- [156] London Economics. „Structure an Performance of Six European Wholesale Electricity Marktes in 2003, 2004 an 2005 - Part II.“ *Homepage der Europäischen Kommission*. February 2007. [http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/electricity\\_final\\_part2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/electricity_final_part2.pdf) (Zugriff am 25. Mai 2010).
- [157] Marchand, M. G. „Pricing power supplied on an interruptible basis.“ *European Economic Review (Vol. 5, Issue 3)*, 1974: 263-274.
- [158] Meier, Kurt. *Spitzenlasttarifierung, Oekonomische Effizienz und Erhaltung der Eigenwirtschaftlichkeit*. Bern und Stuttgart: Verlag Paul Haupt, 1983.
- [159] Meitz, Martin. *Möglichkeiten zur Lastnivellierung - Tarif für Unterbrechbare Lieferung (Diplomarbeit am Institut für Elektrische Anlagen)*. Graz, Mai 1999.
- [160] Ministry of Economic Development. „Improving Electricity Market Performance - Volume one.“ *Homepage des neuseeländischen Ministry of Economic Development*. August 2009. <http://www.med.govt.nz/upload/69725/volume1.pdf> (Zugriff am 28. September 2010).
- [161] —. „Improving Electricity Market Performance - Volume two: Appendices.“ *Homepage des neuseeländischen Ministry of Economic Development*. August 2009a. <http://www.med.govt.nz/upload/69725/volume2.pdf> (Zugriff am 28. September 2010).

- [162] Monitoring Analytics. „State of the Market Report for PJM (Vol. 2): Detailed Analysis.“ *PJM Homepage*. 11. März 2010. <http://pjm.com/documents/reports/state-of-market-reports/~media/documents/reports/state-of-market/2009/2009-som-pjm-volume2.ashx> (Zugriff am 8. Oktober 2010).
- [163] Monopolkommission. „Sondergutachten Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb.“ *Homepage des deutschen Bundesverbandes neuer Energieanbieter*. 4. August 2009. [http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/2009\\_sondergutachten\\_monopolkommission\\_strom\\_gas.pdf](http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/2009_sondergutachten_monopolkommission_strom_gas.pdf) (Zugriff am 10. Juli 2010).
- [164] Müller, Christoph. „Grenzkostenpreise und Nachhaltigkeit des Kraftwerksbetriebs.“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (5-2007)*, 2007: 26-30.
- [165] Müller, L. *Handbuch der Elektrizitätswirtschaft - Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen*. Berlin Heidelberg: Springer Verlag, 1998.
- [166] Munasinghe, M., und A. Sanghvi. „Reliability of Electricity Supply, Outage Costs and Value of Service: An Overview.“ *The Energy Journal (Vol. 9)*, 1988: 1-18.
- [167] Munasinghe, Mohan. *Electric Power Economics*. London Boston Signapore Sydney Toronto Wellington: Butterworths, 1990.
- [168] Munasinghe, Mohan, und Mark Gellerson. „Economic criteria for optimizing power system reliability levels.“ *The Bell Journal of Economics (Vol. 10)*, Spring 1979: 353-365.
- [169] Nagayama, Hiroaki, und Takeshi Kashiwagi. „Evaluating electricity sector reforms in Argentina: lessons for developing countries?“ *Journal of Cleaner Production 15*, 2007: 115-130.
- [170] Nelson, James R. *Marginal Cost Pricing in Practice*. Englewood Cliffs: Prentice Hall International Series in Management, 1964.
- [171] Neuhoff, Karsten, und Laurens de Vries. „Insufficient incentives for investment in electricity generations.“ *Utilities Policy*, December 2004: 253-267.
- [172] New York ISO. „ICAP/UCAP Translation of Demand Curve.“ *New York ISO Homepage*. 2009b. [http://www.nyiso.com/public/webdocs/products/icap/auctions/Winter-2009-2010/documents/Demand\\_Curve\\_Winter\\_2009FINAL.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/products/icap/auctions/Winter-2009-2010/documents/Demand_Curve_Winter_2009FINAL.pdf) (Zugriff am 8. Dezember 2009).
- [173] —. „Installed Capacity Manual.“ *New York ISO Homepage*. October 2009. [http://www.nyiso.com/public/webdocs/products/icap/icap\\_manual/icap\\_mnl.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/products/icap/icap_manual/icap_mnl.pdf) (Zugriff am 8. Dezember 2009).
- [174] —. „NYISO Market Overview.“ *Homepage des Edison Electric Institute (EEI)*. 30. June 2009c. <http://www.eei.org/meetings/Meeting%20Documents/NYISONelson.ppt> (Zugriff am 9. Oktober 2010).

- [175] Newbery, David M. „Pool Reform and Competition in Electricity.“ *Homepage der University of Cambridge*. November 1997.  
<http://www.econ.cam.ac.uk/faculty/newbery/files/LBS.PDF> (Zugriff am 5. Oktober 2010).
- [176] Nischler, Gernot. *Engpassmanagement auf grenzüberschreitenden Leitungen - Aktuelle Entwicklungen und Modellierungsansätze (Diplomarbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)*. Graz: Diplomarbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2009.
- [177] Nord Pool ASA. „Trade at Nord Pool ASA's financial market.“ *Nord Pool ASA Homepage*. 20. February 2008.  
<http://www.nordpool.com/Documents/Communications/Publications/Product%20reports/ReportFM.pdf> (Zugriff am 25. März 2010).
- [178] —. „Nord Pool ASA Annual Report 2008.“ Nord Pool ASA Homepage. 2009.  
[http://www.nordpool.com/digitalAssets/68/68307\\_2008eng.pdf](http://www.nordpool.com/digitalAssets/68/68307_2008eng.pdf) (Zugriff am 25. März 2010).
- [179] Nord Pool Spot AS. „Nord Pool Spot AS Homepage.“ 26. March 2010.  
<http://www.nordpoolspot.com/> (Zugriff am 25. März 2010).
- [180] —. „Key Figures 2008.“ *Nordpool Spot AS Homepage*. 2009.  
[http://www.nordpoolspot.com/upload/reports/annualreview/NPS\\_2008\\_Introduction.pdf](http://www.nordpoolspot.com/upload/reports/annualreview/NPS_2008_Introduction.pdf) (Zugriff am 25. März 2010).
- [181] Nordel. „Guidelines for implementation of transitional peak load arrangements - Proposal of Nordel.“ *Homepage von ENTSO-E*. March 2009.  
[https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/nordic/market/090300\\_entsoe\\_nordic\\_GuidelinesImplementationTransitionalPeakLoadArrangement.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/market/090300_entsoe_nordic_GuidelinesImplementationTransitionalPeakLoadArrangement.pdf) (Zugriff am 27. September 2010).
- [182] —. „Harmonisation of Balance Regulation in the Nordic Countries.“ *Homepage von ENTSO-E*. 12. Dezember 2008.  
[https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/nordic/market/HarmonisationofBalanceRegulationDec08.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/market/HarmonisationofBalanceRegulationDec08.pdf) (Zugriff am 28. September 2010).
- [183] NordREG. „Assessment of Nordel's revised Guidelines for transitional peak load arrangements.“ *Homepage von Nordic Energy Regulators*. March 2010.  
[https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/Peak\\_load\\_report.pdf](https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/Peak_load_report.pdf) (Zugriff am 27. September 2010).
- [184] —. „NordREG memo to EMG on the price peaks in the NPS market.“ *Homepage des schwedischen Regulators Energimarknads inspektionen*. 14. September 2010a.  
[http://www.energimarknadsinspektionen.se/upload/Press/NordREG\\_%20memo\\_on\\_%20price\\_peaks\\_in\\_the\\_Nord\\_Pool\\_spot\\_market.pdf](http://www.energimarknadsinspektionen.se/upload/Press/NordREG_%20memo_on_%20price_peaks_in_the_Nord_Pool_spot_market.pdf) (Zugriff am 28. September 2010).
- [185] —. „Peak Load Arrangements - Assessment of Nordel Guidelines Report 2/2009.“ *Homepage von Nordic Energy Regulators*. 2009.

- <https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/Peak%20Load%20-%20final%20%282%29.pdf> (Zugriff am 27. September 2010).
- [186] NVE. „Report on regulation and the electricity market - Norway.“ *Homepage von European Energy Regulators*. 30. June 2009. [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/NATIONAL\\_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR\\_En/E09\\_NR\\_Norway-EN.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR_En/E09_NR_Norway-EN.pdf) (Zugriff am 20. Oktober 2010).
- [187] Ockenfels, Axel. „Strombörse und Marktmacht.“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57 (Heft 5)*, 2007: 44-58.
- [188] —. „Geht in Deutschland bald das Licht aus?“ *F.A.Z.*, 16. August 2008: 11ff.
- [189] Ockenfels, Axel, Veronika Grimm, und Gregor Zoettl. *Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*. 11. März 2008.
- [190] OeMAG. *Abwicklungsstelle für Ökostrom AG Homepage*. 2010. [http://www.oem-ag.at/green\\_energy/statistics/Winderzeugung.html](http://www.oem-ag.at/green_energy/statistics/Winderzeugung.html) (Zugriff am 9. April 2010).
- [191] OFGEM. „Project Discovery - Options for delivering secure and sustainable energy supplies.“ *Homepage OFGEM*. 2010. February 2010. [http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/Discovery/Documents1/Project\\_Discovery\\_FebConDoc\\_FINAL.pdf](http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/Discovery/Documents1/Project_Discovery_FebConDoc_FINAL.pdf) (Zugriff am 15. November 2010).
- [192] OMEL. „Annual Report 2009.“ *Homepage OMEL*. 2010. <http://www.omel.es/en/pdfs/IA09ING.pdf> (Zugriff am 3. November 2010).
- [193] —. „Electricity Market 2008.“ *OMEL Homepage*. 2009. <http://www.omel.es/en/pdfs/Memoria2008EN.pdf> (Zugriff am 29. März 2010).
- [194] —. „Technologies that set the daily marginal price.“ *Homepage OMEL*. 2010. [http://www.omel.es/aplicaciones/resultados\\_mercado/frames\\_resultados\\_mercado.jsp?parMercado=2&parAno=2010&parMes=07&parDia=5&parInforme=3&parSesion=0&parPagina=0&parFichero=diario\\_mensual.conf&parMoneda=1&parIdioma=ING](http://www.omel.es/aplicaciones/resultados_mercado/frames_resultados_mercado.jsp?parMercado=2&parAno=2010&parMes=07&parDia=5&parInforme=3&parSesion=0&parPagina=0&parFichero=diario_mensual.conf&parMoneda=1&parIdioma=ING) (Zugriff am 5. Juli 2010).
- [195] OMIP. *OMIP Homepage*. 2010. <http://www.omip.pt/monofolha.php?id=33> (Zugriff am 28. März 2010).
- [196] Panzar, J. C., und D. S. Sibley. „Public Utility Pricing under Risk: The Case of Self-Rationing.“ *American Economic Review* 68 (5), 1978: 888-895.
- [197] Park, Jung-Yeon, Nam-Sung Ahn, Yong-Beum Yoon, Kyung-Ho Koh, und Derek W. Bunn. „Investment incentives in the Korean electricity market.“ *Energy Policy* 35, 2007: 5819-5829.
- [198] Pasteris Energy. *2008 Update of Cost of New Entry Combustion Turbine Power Plant Revenue Requirements*. 7. January 2008.

- [199] —. „Cost of New Entry Combined Cycle Power Plant Revenue Requirements.“ *PJM Homepage*. 10. July 2008a. <http://www.pjm.com/committees-and-groups/committees/~media/committees-groups/committees/mrc/20080806/20080806-item-05-2012-2013-cone-update-cc.ashx> (Zugriff am 15. Dezember 2009).
- [200] Penandos, Coralia Verdugo. „Role of the Physical Power Exchange in the Electricity Wholesale Market.“ *Homepage Universidad Pontificia Comillas (Madrid)*. 2008. Octubre 2008. <http://www.iit.upcomillas.es/docs/TM-08-110.pdf> (Zugriff am 27. Oktober 2010).
- [201] Pignon, V., F. Hermon, I.M. Cepeda-Forero, und X. Poupart. „Investment criteria for generation capacity and interconnections in a regional electricity market.“ *Homepage TU Berlin*. 27. September 2007. [http://www.infraday.tu-berlin.de/fileadmin/documents/infraday/2007/papers/paper\\_pignon\\_v02\\_bv\\_27.09.2007.pdf](http://www.infraday.tu-berlin.de/fileadmin/documents/infraday/2007/papers/paper_pignon_v02_bv_27.09.2007.pdf) (Zugriff am 11. November 2010).
- [202] Pindyck, Robert S., und Daniel S. Rubinfeld. *Mikroökonomie, 6. Auflage*. München: Pearson Studium, 2005.
- [203] Piskernik, Ludwig, und Heinz Stigler. *Der Beitrag der Energiepsychologie zur Lösung des Energieproblems*. 9. Symposium Energieinnovation, TU Graz, 15.-17.. Februar 2006.
- [204] PJM. „Changes to Operating Reserve Accounting Methodology.“ *PJM Homepage*. 2008a. <http://pjm.com/markets-and-operations/energy/~media/markets-ops/energy/op-reserves/20081202-training-changes-to-operating-reserve-oct-2008-revised.ashx> (Zugriff am 8. Oktober 2010).
- [205] PJM. *Load Management in the Reliability Pricing Model, PJM State & Member Training*. February 2009b.
- [206] PJM. *PJM Manual 18: PJM Capacity Market*. 18. August 2009.
- [207] —. „PJM Manual 21: Rules and Procedures for Determination of Generation Capability.“ *PJM Homepage*. 2010c. <http://www.pjm.com/documents/~media/documents/manuals/m21.ashx> (Zugriff am 12. Januar 2010).
- [208] —. „PJM Reliability Pricing Model.“ *IEEE Homepage*. 27. June 2007. <http://www.ieee.org/organizations/pes/meetings/gm2007/html/SLIDES/PESGM2007P-000649.PDF> (Zugriff am 10. Dezember 2009).
- [209] PJM. *Reliability Pricing Model LSE Obligations, RPM Training - Section E*. November 2009c.
- [210] PJM. *Reliability Pricing Model Resource Performance Assessments, RPM Training - Section F*. November 2009d.
- [211] —. „Reliability Pricing Model Training - Spring 2010.“ *PJM Homepage*. 2010b. <http://www.pjm.com/~media/training/core-curriculum/atsi-rpm/atsi-rpm-section-a-auction.ashx> (Zugriff am 9. Oktober 2010).

- [212] —. „Scheduling Process and eMKT - PJM State & Member Training Department - Gen 201 Training.“ *PJM Homepage*. 2. Februar 2010.  
<http://www.pjm.com/training/-/media/training/core-curriculum/ip-gen-201/gen-201-scheduling-process.ashx> (Zugriff am 6. August 2010).
- [213] Pollitt, Michael. „Electricity Market Reform in Argentina - Lessons for Developing Countries.“ *Homepage der University of Cambridge*. September 2004.  
<http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/publications/wp/ep52.pdf> (Zugriff am 5. Oktober 2010).
- [214] Pollitt, Michael G. „Electricity Reform in Chile: Lessons for Developing Countries.“ *Homepage der University of Cambridge*. January 2005.  
<http://www.dspace.cam.ac.uk/bitstream/1810/131578/1/ep51.pdf> (Zugriff am 3. Oktober 2010).
- [215] Potomac Economics. „2009 State of the Market Report - New York ISO.“ *Homepage von New York ISO*. 2010.  
[http://www.nyiso.com/public/webdocs/documents/market\\_advisor\\_reports/2009/NYISO\\_2009\\_SOM\\_Final.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/documents/market_advisor_reports/2009/NYISO_2009_SOM_Final.pdf) (Zugriff am 11. Oktober 2010).
- [216] RAE. *Energy Regulators Regional Association (ERRA) - Homepage*. 10. - 11.. December 2007. <http://www.erranet.org/index.php?name=OE-eLibrary&file=download&id=5217&keret=N&showheader=N> (Zugriff am 26. November 2009).
- [217] RAE. *2008 National Report to the European Commission*. Athen, July 2008.
- [218] —. „2009 National Report to the European Commission.“ *Homepage von European Energy Regulators*. September 2009. [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/NATIONAL\\_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR\\_En/E09\\_NR\\_Greece-EN.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR_En/E09_NR_Greece-EN.pdf) (Zugriff am 15. Oktober 2010).
- [219] —. *Wholesale Electricity Market*. 2010. <http://www.rae.gr/en/prices/main.htm> (Zugriff am 26. Oktober 2010).
- [220] Raineri, Ricardo. „Chile: Where It All Started.“ In *Electricity Market Reform - An International Perspective*, von Fereidoon P. Sioshansi und Wolfgang Pfaffenberger, 77-108. Oxford, UK: Elsevier, 2006.
- [221] Redl, Andrea, Wilhelm Stübenbacher, Ludwig Piskernik, Christoph Huber, Udo Bachhiesl, und Heinz Stigler. *Einbindung von Unternehmensmodellen in ATLANTIS*. Graz, EnInnov08, 18. Februar 2008.
- [222] Redl, Christian, Reinhard Haas, Claus Huber, und Bernhard Böhm. „Price formation in electricity forward markets and the relevance of system forecast errors.“ *Energy Economics* (31), 2009: 356-364.
- [223] REE. „El sistema eléctrico español 2008.“ *Homepage der Red eléctrica de España*. 1. Juli 2009.

- [http://www.ree.es/sistema\\_electrico/pdf/infosis/Inf\\_Sis\\_Elec\\_REE\\_2008\\_v4.pdf](http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2008_v4.pdf)  
(Zugriff am 30. Juni 2010).
- [224] —. „Wind energy development in Spain.“ *REE Homepage*. 3. April 2009a.  
[http://www.ree.es/ingles/publicaciones/pdf/030409\\_MIT\\_WindpowerdevelopmentinSpain.pdf](http://www.ree.es/ingles/publicaciones/pdf/030409_MIT_WindpowerdevelopmentinSpain.pdf) (Zugriff am 1. Juli 2010).
- [225] Roques, Fabien A. *Market Design for Generation Adequacy: Healing Causes rather than Symptoms*. University of Cambridge, Electricity Policy Research Group, December 2007.
- [226] Roques, Fabien A., David M. Newbery, und William J. Nuttall. „Investment Incentives and Electricity Market Design: the British Experience.“ *Review of Network Economics (Vol. 4, Issue 2)*, June 2005: 93-128.
- [227] Rosellón, Juan, Zdenka Myslíková, und Eric Zenón. „Incentives for transmission investment in the PJM electricity market: FTRs or regulation (or both?).“ *Utilities Policy*, 2010: 1-11.
- [228] Rudnick, Hugh, Luiz Augusto Barroso, Carlos Skerk, und Adrià Blanco. „South American Reform Lessons - Twenty Years of Restructuring and Reform in Argentina, Brazil, and Chile.“ *Power and Energy Magazine - IEEE*, July-August 2005: 49-59.
- [229] Rudnick, Hugh, und Juan-Pablo Montero. „Second Generation Electricity Reform in Latin America and the Californian Paradigm.“ *Homepage des Massachusetts Institute of Technology (MIT)*. 1. April 2002.  
<http://stuff.mit.edu/people/jpmonter/papers/RudnickMonteroApril0102.pdf> (Zugriff am 2. Oktober 2010).
- [230] RWE Power AG. „Liberalisierung des Strommarktes - Auswirkungen auf Energiebeschaffung und Kraftwerkseinsatz.“ *Homepage RWTH Aachen*. 5. Juni 2008.  
[http://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/upload/PDF/FGE/Kolloquium/Liberalisierung\\_des\\_Strommarktes\\_Aachen\\_PDF.pdf](http://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/upload/PDF/FGE/Kolloquium/Liberalisierung_des_Strommarktes_Aachen_PDF.pdf) (Zugriff am 15. April 2010).
- [231] RWE. „Welche Regeln gelten für wen? Europaweite Standards: Wie können sie entstehen?“ *Homepage Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE)*. 05.-06.. März 2008a. [http://www.vde.de/de/fg/ETG/Exklusiv-Mitglieder/Netzregelung2008/Documents/01\\_Kleinekorte.pdf](http://www.vde.de/de/fg/ETG/Exklusiv-Mitglieder/Netzregelung2008/Documents/01_Kleinekorte.pdf) (Zugriff am 27. Oktober 2010).
- [232] Sanghvi, Arun P. „Household Welfare Loss Due to Electricity Supply Disruptions.“ *The Energy Journal (Vol. 4)*, 1983: 33-54.
- [233] Schüppel, Andreas. *Modellierungsansätze zur Beschreibung dargebotsabhängiger Stromerzeugung*. Graz: Diplomarbeit, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2010.
- [234] Scheweppe. „Power System '2000': Hierarchical Control Strategies.“ *IEEE Spectrum*, July 1978: 42-47.

- [235] Schweppe, Fred C., Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors, und Roger E. Bohn. *Spot Pricing of Electricity*. Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [236] SEMO. „The Single Electricity Market (SEM) - Trading and Settlement Code (Vers. 7.0).“ *Homepage des Single Electricity Market Operators (SEMO)*. 25. Juni 2010. <http://www.sem-o.com/MarketDevelopment/Pages/MarketRules.aspx> (Zugriff am 6. Oktober 2010).
- [237] Sener, Adil Caner, und Stefan Kimball. „Reviewing Progress in PJM's Capacity Market Structure via the New Reliability Pricing Model.“ *The Electricity Journal, Vol. 20, Issue 10*, December 2007: 40-53.
- [238] Shuttleworth, Graham, Jonathan Falk, Eugene Meehan, Michael Rosenzweig, und Hamish Fraser. „Electricity Markets and Capacity Obligations (A Report for the Department of Trade and Industry).“ *Homepage des "european archive"*. 13. December 2002. <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file21351.pdf> (Zugriff am 18. September 2010).
- [239] Statnett. *Statnett Homepage - Regulerkraftopsjoner (RKOM)*. 14. Oktober 2009. <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Regulerkraftopsjoner-RKOM/> (Zugriff am 7. Oktober 2010).
- [240] —. *Statnett Homepage - RKOM uke*. 2009a. <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Regulerkraftopsjoner-RKOM/Regulerkraftopsjoner/> (Zugriff am 7. Oktober 2010).
- [241] —. „Term and Conditions for Offering, Acceptance and Use of Regulation Capacity Options for Production and Consumption.“ *Homepage von Statnett*. 19. Oktober 2005. <http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Regulerkraftopsjoner/TERMS%20RKOM%202005.pdf> (Zugriff am 6. Oktober 2010).
- [242] Steiner, Peter O. „Peak Loads and Efficient Pricing.“ *Quarterly Journal of Economics, Band 71*, 1957: 585-610.
- [243] Stigler, Heinz. *Dissertation: Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsorganisation der Elektrizitätswirtschaft*. Graz, Juni 1999.
- [244] Stoft, Steven. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. New York: John Wiley and Sons, 2002.
- [245] —. „The Demand for Operating Reserves: Key to Price Spikes and Investment.“ *Homepage von Steven Stoft*. 09. January 2003. <http://stoft.com/metaPage/lib/Stoft-2003-spikes-invest-IEEE.pdf> (Zugriff am 5. Oktober 2010).
- [246] Süßenbacher, Wilhelm, Franz Tyma, Udo Bachhiesl, und Heinz Stigler. *Fixkostendeckung über den Stromgroßhandelsmarkt und wohlfahrtsökonomisch optimale Preise*. 11. Symposium für Energieinnovation, TU Graz, Februar 2010.

- [247] Süßenbacher, Wilhelm, Michael Schwaiger, und Heinz Stigler. „PJM Kapazitätsbörse - Reliability Pricing Model (RPM).“ *Homepage der TU Graz*. Februar 2010. [https://online.tugraz.at/tug\\_online/voe\\_main2.getvolltext?pCurrPk=49776](https://online.tugraz.at/tug_online/voe_main2.getvolltext?pCurrPk=49776) (Zugriff am 8. Oktober 2010).
- [248] TenneT. „The policy options for generation adequacy.“ *Homepage der Universität Tilburg*. 2005. November 2005. <http://www.tilburguniversity.nl/tilc/events/conferences/03112005/beune.pdf> (Zugriff am 23. September 2010).
- [249] The Brattle Group. *A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Markets*. September 2009.
- [250] The Brattle Group. *Cost-Benefit Analysis of Replacing the NYISO's Existing ICAP Market with a Forward Capacity Market*. 15. June 2009a.
- [251] The Brattle Group. *Review of PJM's Reliability Pricing Model (RPM)*. June. 30 2008.
- [252] Todem, Christian, Manfred Pils, Andrea Dummer, und Milan Vukasovic. „Anreizsysteme zur Bewirtschaftung von Verbundnetzen unter den Prämissen von Netzengpässen.“ *Homepage der Energy Economics Group an der TU Wien*. Februar 2009. [http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/iewt/iewt2009/papers/3A\\_2\\_TODEM\\_C\\_V.pdf](http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2009/papers/3A_2_TODEM_C_V.pdf) (Zugriff am 5. August 2010).
- [253] Tyma, Franz. *Mikroökonomisches und makroökonomisches Modell der Elektrizitätswirtschaft*. Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2009.
- [254] UBC. „Pacific Exchange Rate Service.“ *The University of British Columbia, Saunders School of Business*. 2010. <http://fx.sauder.ubc.ca/data.html> (Zugriff am 14. Juni 2010).
- [255] UCTE. „Operation Handbock - Glossary.“ *Homepage ENTSO-E*. 24. June 2004. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/oh/glossary\\_v22.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/oh/glossary_v22.pdf) (Zugriff am 11. November 2010).
- [256] —. „System Adequacy Methodology.“ *ENTSO-E Homepage*. 30. January 2009a. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/UCTE\\_System\\_Adequacy\\_Methodology.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/UCTE_System_Adequacy_Methodology.pdf) (Zugriff am 23. August 2010).
- [257] —. „UCTE System Adequacy Forecast 2007 - 2020.“ *Homepage ENTSO-E*. 2008. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/systemadequacy/saf/UCTE\\_SAF\\_2007-2020.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/systemadequacy/saf/UCTE_SAF_2007-2020.pdf) (Zugriff am 11. November 2010).
- [258] Ufer, Dietmar. „Ist eine Energiekrise wie in Kalifornien auch in Deutschland möglich?“ *Homepage Energie-Fakten.de*. 30. März 2001. [http://www.energie-fakten.de/pdf/allgemein\\_kalifornien.pdf](http://www.energie-fakten.de/pdf/allgemein_kalifornien.pdf) (Zugriff am 28. Juli 2010).
- [259] UniCredit. „CO<sub>2</sub>-Emissionshandel: Preise und Märkte.“ *Homepage der Wirtschaftskammer Österreichs*. 12. Oktober 2009. [http://wko.at/up/enet/energieundklima/ETS\\_12102009\\_Dutta.pdf](http://wko.at/up/enet/energieundklima/ETS_12102009_Dutta.pdf) (Zugriff am 15. Juni 2010).

- [260] van Emmerich, Eike. „Das Investitionsdilemma für Spitzenlastkraftwerke - Potentielle Lösungsansätze auf Unternehmensebene.“ *Homepage der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster*. 23. Dezember 2008. [http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/veranstaltungen/IDEM/Diplomarbeiten/DA\\_Eike\\_van\\_Emmerich.pdf](http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/veranstaltungen/IDEM/Diplomarbeiten/DA_Eike_van_Emmerich.pdf) (Zugriff am 25. August 2010).
- [261] Vázquez, C., C. Battle, M. Rivier, und I.J. Pérez-Arriaga. „Security of supply in the Dutch electricity market: the role of reliability options.“ *Presented at the Workshop CEPR Competition & Coordination in the Electricity Industry*. Toulouse, 2004.
- [262] Vázquez, Carlos, Michel Rivier, und Ignancio Pérez-Arriaga. „A Market Approach to Long-Term Security of Supply.“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, Nr. 2, May 2002: 349-357.
- [263] Vickrey, W. S. „Responsive Pricing of Public Utility Service.“ *Bell Journal of Economics* 2 (No. 1, Spring), 1971: 337-346.
- [264] Visscher, M. L. „Welfare-Maximizing Price and Output with Stochastic Demand: Comment.“ *American Economic Review* (Vol. 63), March 1973: 224-229.
- [265] Weare, Christopher. „The California Electricity Crisis: Causes and Policy Options.“ *Homepage des Public Policy Institute of California*. 2003. [http://www.ppic.org/content/pubs/report/R\\_103CWR.pdf](http://www.ppic.org/content/pubs/report/R_103CWR.pdf) (Zugriff am 30. Juli 2010).
- [266] Weigt, Hannes. „Germany's Wind Energy: The Potential for Fossil Capacity Replacement and Cost Saving.“ *Homepage der TU Wien - IEWT 2009*. Februar 2009. [http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/iewt/iewt2009/papers/4D\\_3\\_WEIGT\\_H\\_A.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2009/papers/4D_3_WEIGT_H_A.pdf) (Zugriff am 26. August 2010).
- [267] Wen, F.S., Felix F. Wu, und Y.X. Ni. „Generation capacity adequacy in the competitive electricity market environment.“ *Electrical Power and Energy Systems* 26, 7. November 2004: 365-372.
- [268] WestLB. „Deutsche Stromversorger - In der CO2-Falle?“ *Homepage von Climate Mainstreaming*. September 2009. <http://www.climate-mainstreaming.net/co2strom.pdf> (Zugriff am 26. August 2010).
- [269] Williamson, Oliver E. „Peak-Load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints.“ *American Economic Review* 56 (No. 4), September 1966: 810-827.
- [270] Wilson, James F. „Scarcity, Market Power, and Price Caps in Wholesale Electric Power Markets.“ *The Electricity Journal*, November 2000: 33-46.
- [271] Wilson, R. „Ramsey Pricing of Priority Service.“ *Journal of Regulatory Economics* 1 (3), 1989: 189-202.
- [272] Wissen, Ralf, und Marco Nicolosi. „Anmerkung zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order Effekt der erneuerbaren Energien.“ *Homepages des Energiewirtschaftlichen Institutes an der Universität Köln*. September 2007. <http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user/WPs/ewiwp0703.pdf> (Zugriff am 25. August 2010).

- [273] Woo, Chi-Keung. „Efficient Electricity Pricing with Self-Rationing.“ *Journal of Regulatory Economics* (Vol 2, No. 1), 1990: 69-81.

## 11 Anhang

### 11.1 Marktstruktur und Besonderheiten ausgewählter Strommärkte in Europa

#### 11.1.1 Intraday Handel MIBEL

Tabelle 33 zeigt die Beginnzeiten der sechs aufeinander folgenden Auktionen im spanischen und portugiesischen Intraday Markt.

	DAILY MARKET	INTRADAY MARKET					
		1st SESSION	2nd SESSION	3rd SESSION	4th SESSION	5th SESSION	6th SESSION
Session Opening		16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Bilateral contracts reception	10:00						
Addition of open positions in the forward market	10:00						
Session closing	10:00	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Matching results	11:00	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Base operational schedule publication (PBF)	12:00						
Reception of breakdowns	12:00	During 30 minutes after publishing matching results					
Constraints analysis	14:00	19:10	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Daily viable schedule publications (PVD)	16:00						
Final hourly schedule publications (PHF)		19:20	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Checkpoints to follow guarantees	11:00	19:15	23:15	03:15	06:00	09:40	15:30
SCHEDULE HORIZON	24 hours	28 hours	24 hours	20 hours	17 hours	13 hours	9 hours
Time table		21 - 24	1 - 24	5 - 24	8 - 24	12 - 24	16 - 24

Tabelle 33: Zeitlicher Ablauf des Day-Ahead und Intraday Handels, Quelle (OMEL 2009, 272)

### 11.2 Strombörsen und Anforderungen an die Marktgestaltung

#### 11.2.1 Allgemeine Simulationsparameter

In Tabelle 34 bis Tabelle 40 sind die wichtigsten Simulationsparameter der Untersuchung angeführt.

Brennstoffkosten	
Brennstofftyp	Kosten [€ <sub>2006</sub> /MWh <sub>therm.</sub> ]
Kernenergie	1,56
Steinkohle	10,46
Braunkohle	5
Öl	21,91
Gas	20,83
Laufwasser	0
Speicherwasser	0
Pumpspeicher	0
Windkraft	0

Tabelle 34: Brennstoffkosten der Anlagen

Hilfsstoffkosten	
Brennstofftyp	Kosten [€ <sub>2006</sub> /MWh <sub>elektr.</sub> ]
Kernenergie	0,41
Steinkohle	1,73
Braunkohle	1,9
Öl	3,5
GuD / Gasturbine	1,71 / 2,95
Laufwasser	4,29
Speicherwasser	1,5
Pumpspeicher	1,5
Windkraft	3,5

Tabelle 35: Hilfsstoffkosten der Anlagen

Der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate wird im Basisszenario mit 14,13 €<sub>2006</sub>/Tonne angenommen.

Investitionskosten	
Kraftwerkstyp	Kosten [Mio. € <sub>2006</sub> /MW <sub>inst.</sub> ]
Kernkraftwerk	2
Steinkohlekraftwerk	1,1
Braunkohlekraftwerk	1,15
Ölkraftwerk	1
GuD-Kraftwerk	0,6
Gasturbin	0,4
Laufwasserkraftwerk	1,8
Speicherkraftwerk	3
Pumpspeicherkraftwerk	3,1
Windkraftanlage	1,1

Tabelle 36: Investitionskosten der Anlagen

Personalkosten	
Kraftwerkstyp	Kosten [€ <sub>2000</sub> /MW <sub>inst.</sub> ]
Kernkraftwerk	7.700
Steinkohlekraftwerk	7.700
Braunkohlekraftwerk	9.100
Ölkraftwerk	5.000
GuD-Kraftwerk	3.000
Gasturbine	1.350
Laufwasserkraftwerk	1.000
Speicherkraftwerk	1.500
Pumpspeicherkraftwerk	1.500
Windkraftanlage	500

Tabelle 37: Personalkosten der Anlagen

Anlagen werden jeweils zu 30 % mit Eigenkapital finanziert und der Restbetrag mittels Krediten, welche in der Höhe der AfA getilgt werden.

Nutzungsdauern		
Kraftwerkstyp	Nutzungsdauer wirtschaftlich [Jahre]	Nutzungsdauer technisch [Jahre]
Kernkraftwerk	40	50
Steinkohlekraftwerk	40	45
Braunkohlekraftwerk	40	45
Ölkraftwerk	40	45
GuD-Kraftwerk	25	30
Gasturbine	25	30
Laufwasserkraftwerk	50	60
Speicherkraftwerk	50	60
Pumpspeicherkraftwerk	50	60
Windkraftanlage	20	25

Tabelle 38: Wirtschaftliche und technische Nutzungsdauern der Anlagen

Indizes	Steigerungsrate [% p.a.]
Inflation	2
Personalkostenindex	3
Baukostenindex	3

Tabelle 39: Makroökonomische Parameter

Eigenkapital im Jahr 2000 [€]	
Unternehmen 1	173.000.000
Unternehmen 2	150.000.000
Unternehmen 3	95.000.000
Unternehmen 4	195.000.000
Unternehmen 5	277.000.000

Tabelle 40: Eigenkapital Unternehmen im Jahr 2000

### 11.2.2 Kraftwerkspark der Erzeugungsunternehmen

#### 11.2.2.1 Unternehmen 1

Die Erweiterung des Kraftwerksparks eines Unternehmens erfolgt so, dass das Verhältnis von fossiler und nicht fossiler Erzeugung zu Beginn der Simulation erhalten bleibt. In Tabelle 41 sind die Daten des Kraftwerksparks von Unternehmen 1 angeführt und die zeitliche Entwicklung in Abbildung 213 dargestellt. In den Jahren in den Ersatzinvestitionen für außer Betrieb gehende Kraftwerke notwendig sind, verschieb sich das Verhältnis zwischen den Erzeugungstechnologien geringfügig. Die verhältnismäßige Aufteilung nach fossiler und nicht fossiler Erzeugung bleibt jedoch über den gesamten Betrachtungszeitraum bestehen.

Name	Baujahr	Nettoleistung [MW]	Bruttoleistung [MW]	Wirkungsgrad [%]	KW-Typ
GuD1_U1	1995	77,6	80	49	GuD Erdgas
GuD2_U1	1998	77,6	80	51	GuD Erdgas
GuD3_U1	2026	93,12	96	63	GuD Erdgas
GuD4_U1	2029	93,12	96	65	GuD Erdgas
Kohle1_U1	1967	114,08	124	34	Steinkohle
Kohle2_U1	1997	41,4	45	39	Steinkohle
Kohle3_U1	2013	207,92	226	46	Steinkohle
Kohle4_U1	2016	110,4	120	47	Steinkohle
Kohle5_U1	1975	110,4	120	30	Braunkohle
Kohle6_U1	2021	132,48	144	48	Braunkohle
Öl1_U1	1970	92	100	34	Öl
Öl2_U1	1986	44,16	48	37	Öl
Öl3_U1	2016	110,4	120	48	Öl
Wasser1_U1	1955	69	69	100	Laufwasser
Wasser2_U1	1993	23	23	100	Laufwasser
Wasser3_U1	2016	83	83	100	Laufwasser
Wasser4_U1	1957	46,5	50	100	Speicher
Wasser5_U1	1985	46,5	50	100	Speicher
Wasser6_U1	2013	33,48	36	100	Speicher
Wasser7_U1	2018	93	100	100	Speicher

Tabelle 41: Kraftwerkspark von Erzeugungsunternehmen 1

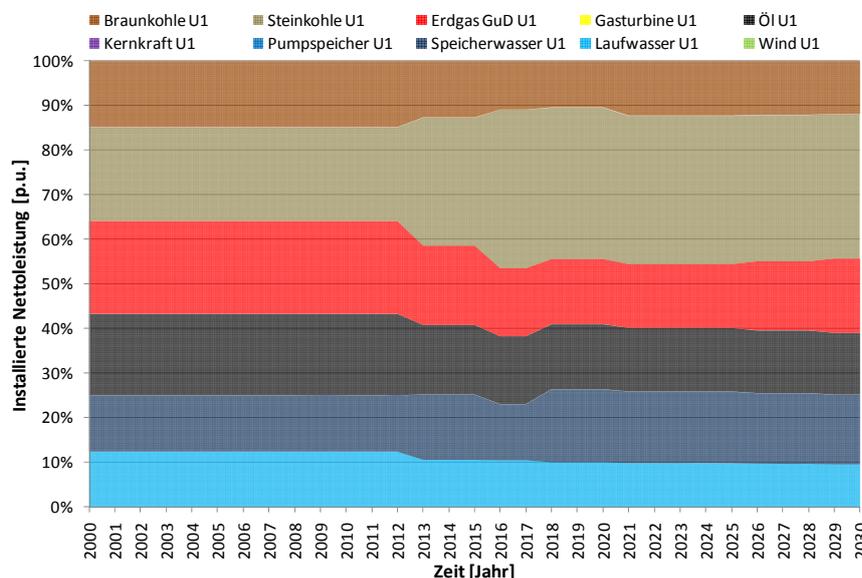


Abbildung 213: Zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks von Erzeugungsunternehmen 1 nach installierter Nettoleistung

11.2.2.2 Unternehmen 2

In Tabelle 42 ist der Kraftwerkspark von Erzeugungsunternehmen 2 angeführt. Abbildung 214 zeigt dessen zeitliche Entwicklung. Wie ersichtlich bleibt die Struktur von Beginn der Simulation erhalten.

Name	Baujahr	Nettoleistung [MW]	Bruttoleistung [MW]	Wirkungsgrad [%]	KW-Typ
Gas1_U2	1998	55,8	60	32	Gasturbine
Gas2_U2	2018	18,6	20	36	Gasturbine
Gas3_U2	2029	66,96	72	38	Gasturbine
Wind1_U2	1998	120	120	100	Wind
Wind2_U2	2024	144	144	100	Wind
Kohle1_U2	1969	27,6	30	34	Steinkohle
Kohle2_U2	1988	27,6	30	37	Steinkohle
Kohle3_U2	2015	33,12	36	47	Steinkohle
Kohle4_U2	1986	46	50	30	Braunkohle
Wasser1_U2	1970	15	15	100	Laufwasser
Wasser2_U2	1977	8,5	8,5	100	Laufwasser
Wasser3_U2	1986	8,5	8,5	100	Laufwasser
Wasser4_U2	1999	46,2	46,2	100	Laufwasser
Wasser5_U2	1957	74,4	80	100	Speicher
Wasser6_U2	1965	120,9	130	100	Speicher
Wasser7_U2	1975	74,4	80	100	Speicher
Wasser8_U2	2018	89,28	96	100	Speicher
Wasser9_U2	2026	186	200	100	Speicher

Tabelle 42: Kraftwerkspark von Erzeugungsunternehmen 2

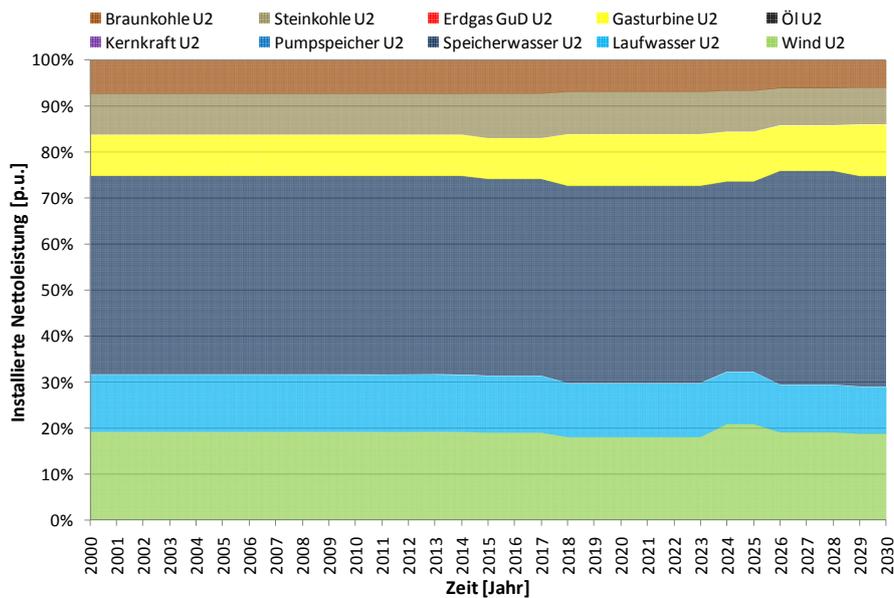


Abbildung 214: Zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks von Erzeugungsunternehmen 2 nach installierter Nettoleistung

### 11.2.2.3 Unternehmen 3

Unternehmen 3 ist ein Betreiber von rein fossilen Erzeugungsanlagen. Der Kraftwerksparks setzt sich über die gesamte Simulationsdauer zu ca. 70 % aus gasbefeuerten Anlagen und zu 30 % aus Kohlekraftwerken zusammen. Die Entwicklung ist in Tabelle 43 bzw. Abbildung 215 dargestellt.

Name	Baujahr	Nettoleistung [MW]	Bruttoleistung [MW]	Wirkungsgrad [%]	KW-Typ
GuD1_U3	1978	29,1	30	41	Erdgas GuD
GuD2_U3	2000	130,95	135	52	Erdgas GuD
GuD3_U3	2009	34,92	36	56	Erdgas GuD
Gas1_U3	1993	11,16	12	31	Gasturbine
Gas2_U3	1997	46,5	50	32	Gasturbine
Gas3_U3	1998	102,3	110	32	Gasturbine
Gas4_U3	2024	13,02	14	37	Gasturbine
Gas5_U3	2028	55,8	60	37	Gasturbine
Gas6_U3	2029	122,76	132	38	Gasturbine
Öl1_U3	1970	92	100	34	Öl
Öl2_U3	2000	51,52	56	41	Öl
Öl3_U3	2016	110,4	120	48	Öl

Tabelle 43: Kraftwerkspark von Erzeugungsunternehmen 3

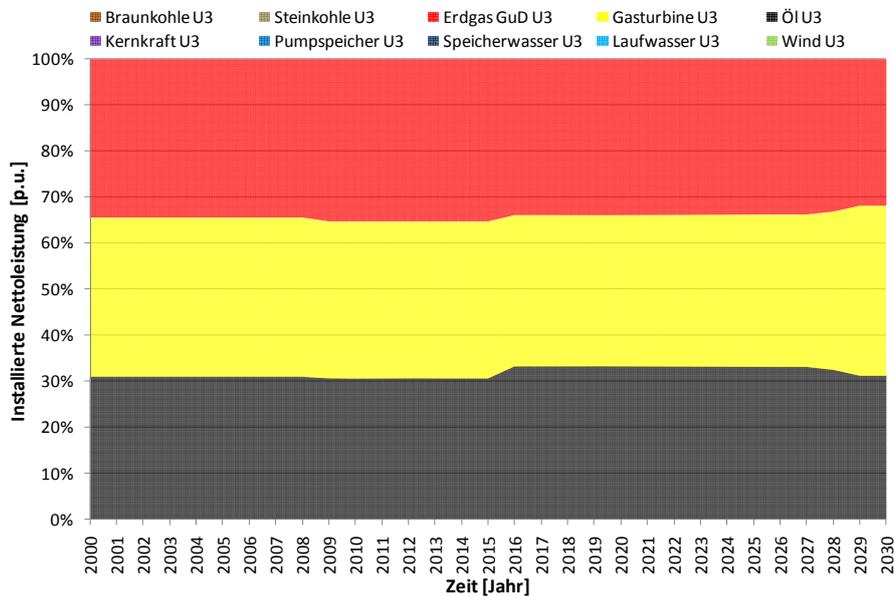


Abbildung 215: Zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks von Erzeugungsunternehmen 3 nach installierter Nettoleistung

### 11.2.2.4 Unternehmen 4

Der Kraftwerkspark von Unternehmen 4 besteht aus zwei Kernkraftwerken (Tabelle 44). Diese besitzen eine technische Lebensdauer von 50 Jahren und müssen daher im Betrachtungszeitraum nicht ersetzt werden.

Name	Baujahr	Nettleistung [MW]	Bruttolleistung [MW]	Wirkungsgrad [%]	KW-Typ
Kern1_U4	1985	199,5	210	31	Kernenergie
Kern2_U4	1990	267,9	282	32	Kernenergie

Tabelle 44: Kraftwerkspark von Erzeugungsunternehmen 4

### 11.2.2.5 Restunternehmen

Das Restunternehmen wird herangezogen, um die Entwicklung der Erzeugungsstruktur jener des spanischen Marktes nachzubilden. Als Referenz diente die Prognose lt. ENTSO-E „System Adequacy Forecast 2010-2025“, Szenario B. Dieses stellt die optimistische Entwicklung der verfügbaren Kapazität im Markt dar und wurde gewählt, weil es von einem noch höheren Anteil an GuD- und Windkraftenerzeugung ausgeht als Szenario A, wodurch sich der Effekt des forcierten Ausbaus dieser beiden Technologien auf den Börsenpreis und die Betriebsergebnisse der Unternehmen, noch deutlicher zeigt. Tabelle 45 und Abbildung 216 zeigen die Entwicklung des Restunternehmens.

Name	Baujahr	Nettleistung [MW]	Bruttolleistung [MW]	Wirkungsgrad [%]	KW-Typ
GuD1_U5	2002	160,05	165	52	GuD Erdgas
GuD2_U5	2003	116,4	120	53	GuD Erdgas
GuD3_U5	2004	155,2	160	53	GuD Erdgas
GuD4_U5	2005	174,6	180	54	GuD Erdgas
GuD5_U5	2006	291	300	54	GuD Erdgas
GuD6_U5	2011	242,5	250	57	GuD Erdgas
GuD7_U5	2017	194	200	59	GuD Erdgas
GuD8_U5	2019	194	200	60	GuD Erdgas
GuD9_U5	2023	291	300	62	GuD Erdgas
GuD10_U5	2027	242,5	250	64	GuD Erdgas
Wind1_U5	2003	280	280	100	Wind
Wind2_U5	2005	300	300	100	Wind
Wind3_U5	2008	300	300	100	Wind
Wind4_U5	2013	400	400	100	Wind
Wind5_U5	2020	250	250	100	Wind
Kohle1_U5	1983	165,6	180	36	Steinkohle
Kohle2_U5	2029	165,6	180	53	Steinkohle
Wasser1_U5	1957	27,9	30	100	Speicher
Wasser2_U5	1965	131,13	141	100	Speicher
Wasser3_U5	1975	158,1	170	100	Speicher
Wasser4_U5	1985	260,4	280	100	Speicher
Wasser5_U5	2008	130,2	140	100	Speicher
Wasser6_U5	2018	33,48	36	100	Speicher
Wasser7_U5	2024	93	100	100	Speicher
Wasser8_U5	2026	157,17	169	100	Speicher

Tabelle 45: Entwicklung der Erzeugungsstruktur des Restunternehmens

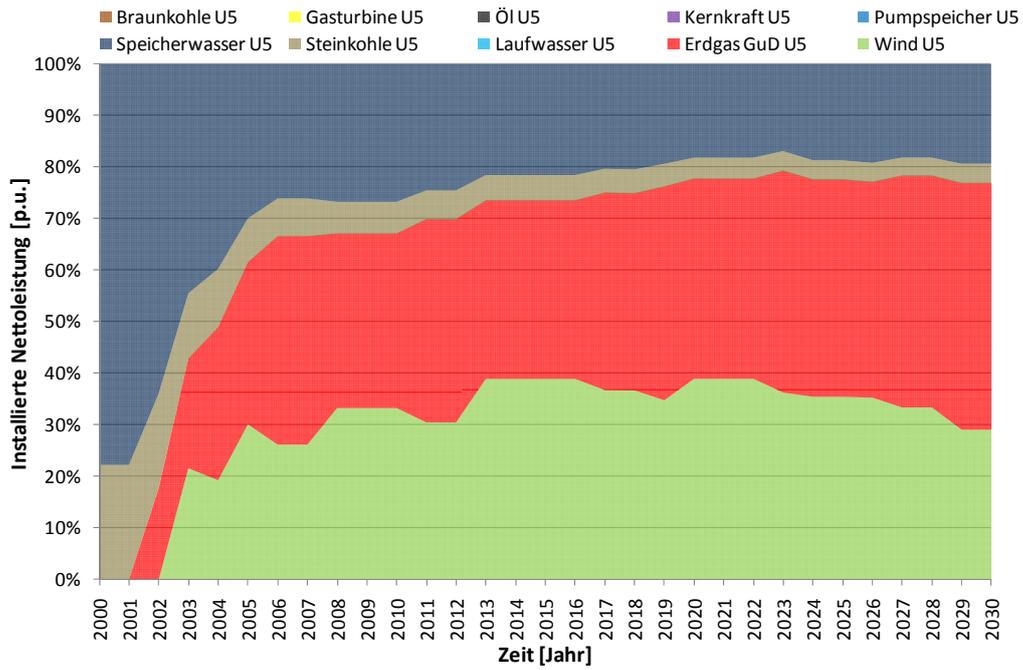


Abbildung 216: Zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks des Restunternehmens nach installierter Nettoleistung

### 11.2.3 Leistungsdeckung mittels „Adequacy Index“

In Spanien wird die freie Kapazität, zusätzlich zu herkömmlichen Methode nach ENTSO-E, über den sogenannten „Adequacy Index“ bestimmt (ENSTO-E 2009, 74). Dieser errechnet sich wie folgt:

$$\text{Adequacy Index} = \frac{\text{Reliably Available Capacity}}{\text{Annual Peak Load}} \tag{11-1}$$

Der Wert des Adequacy Index sollte nicht unter 1,10 fallen. Wie in Abbildung 217 ersichtlich, ist auch dieses Kriterium im Szenario erfüllt.

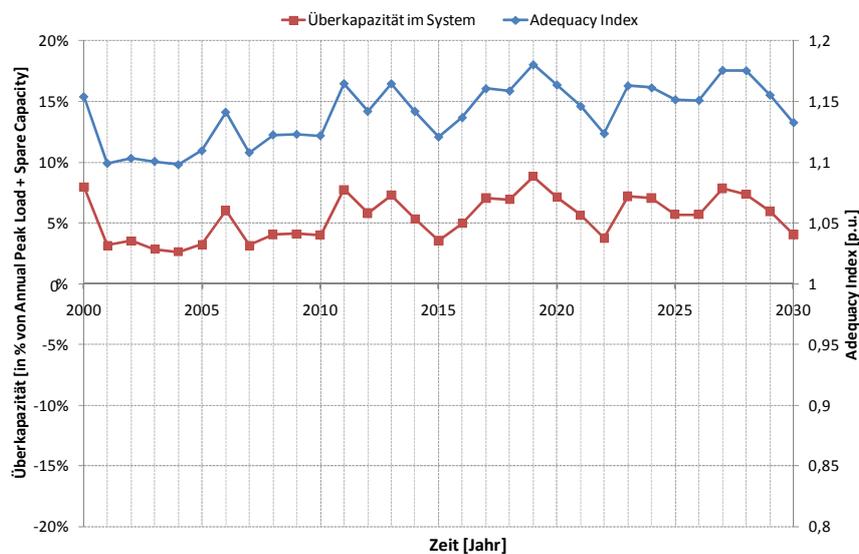


Abbildung 217: Zeitliche Entwicklung der Überkapazitäten im System

### 11.3 Prüfung These 2

#### 11.3.1 Variation des Ölpreises

Die Entwicklung von Erzeugungsunternehmen 1 ist im Hauptteil der Arbeit exemplarisch dargestellt.

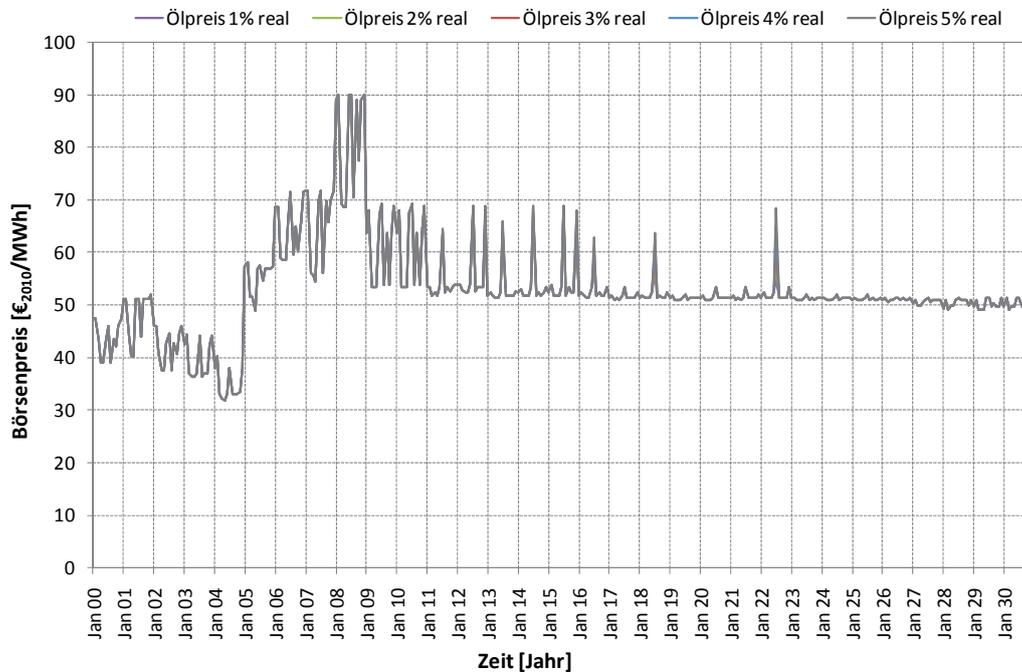


Abbildung 218: Entwicklung des Börsenpreises in realen Werten bei verschiedenen Ölpreissteigerungsraten (reale Werte Basis 2010)

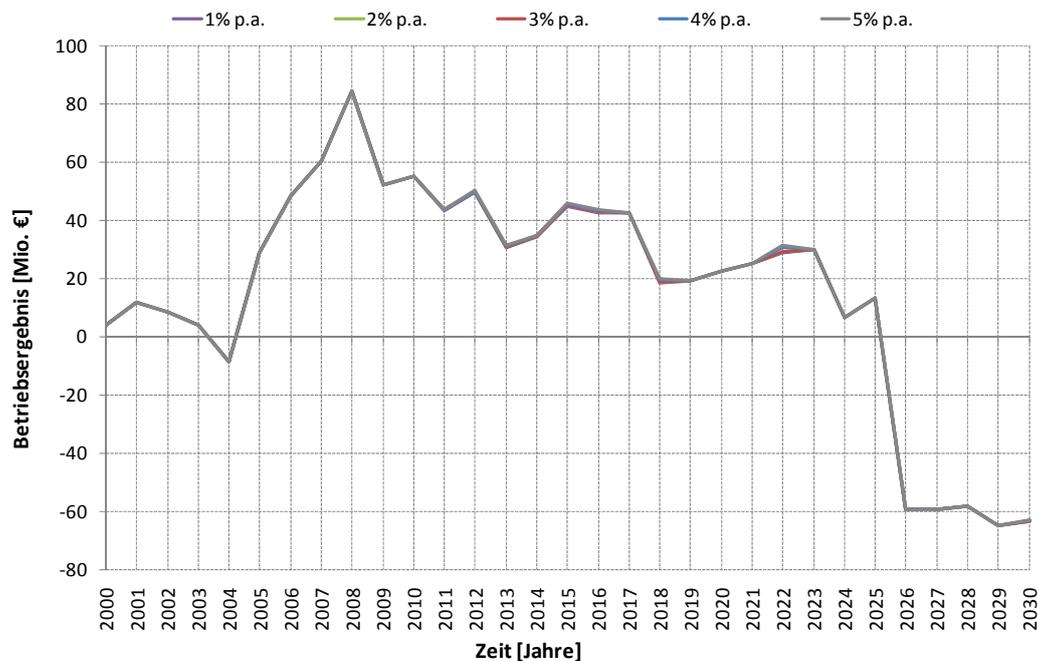


Abbildung 219: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 2 bei Variation des Ölpreises

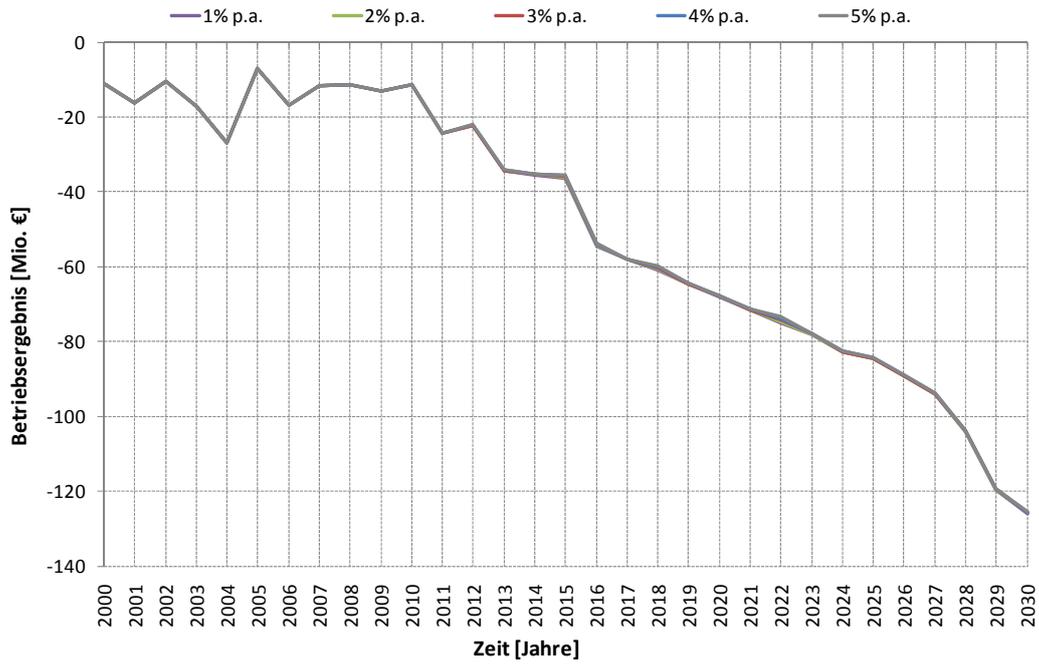


Abbildung 220: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 3 bei Variation des Ölpreises

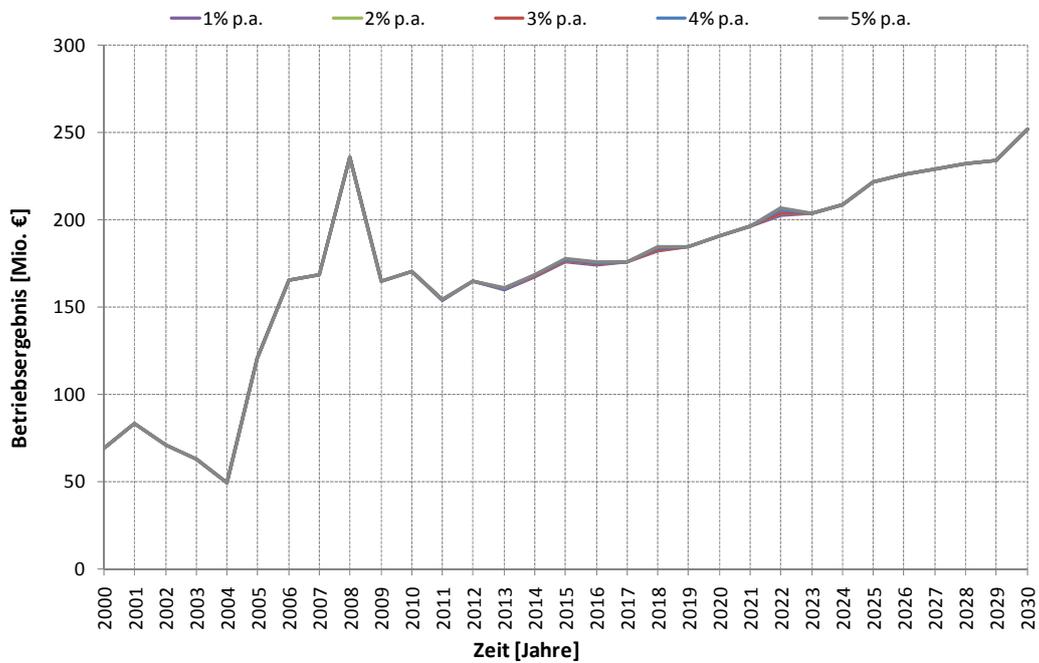


Abbildung 221: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 4 bei Variation des Ölpreises

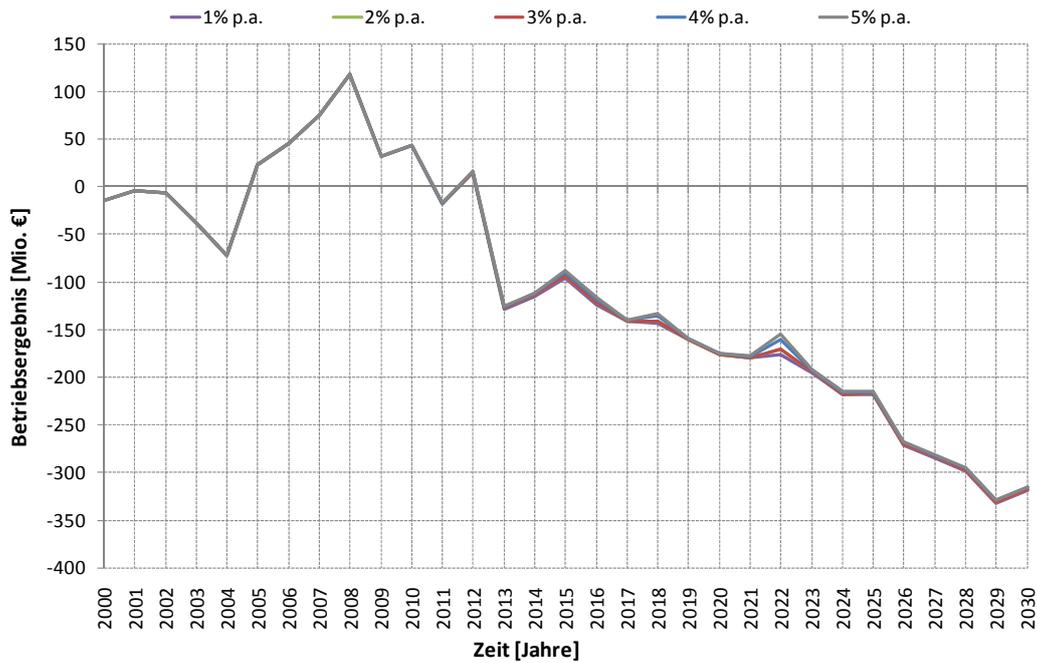


Abbildung 222: Entwicklung des Betriebsergebnisses vom Restunternehmen bei Variation des Ölpreises

### 11.3.2 Variation des Gaspreises

Die Entwicklung von Erzeugungsunternehmen 1 ist im Hauptteil der Arbeit exemplarisch dargestellt.

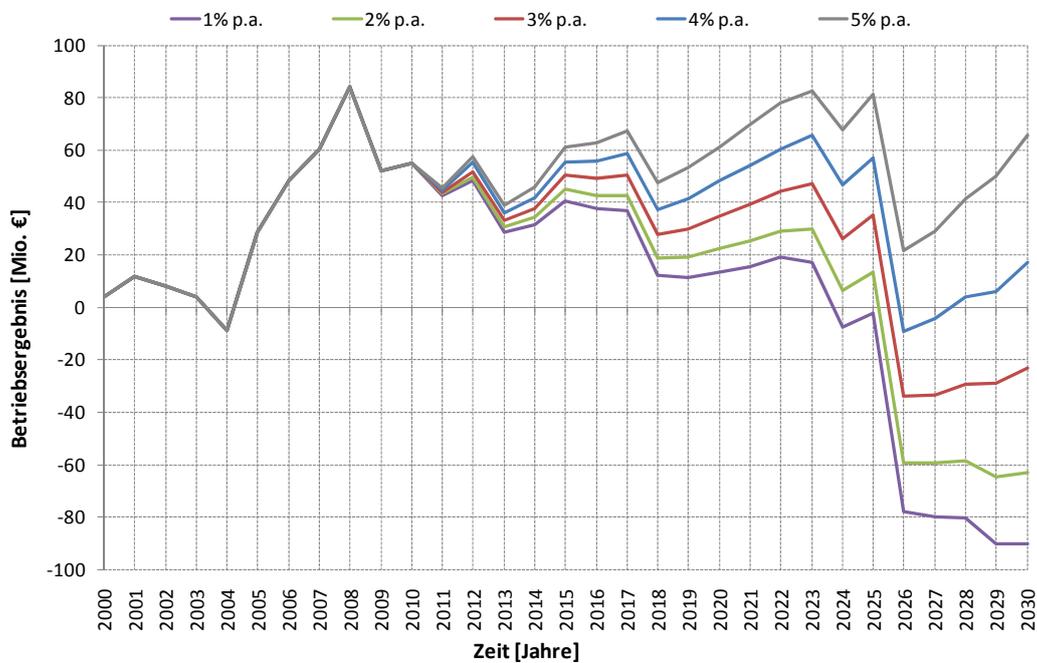


Abbildung 223: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 2 bei Variation des Gaspreises

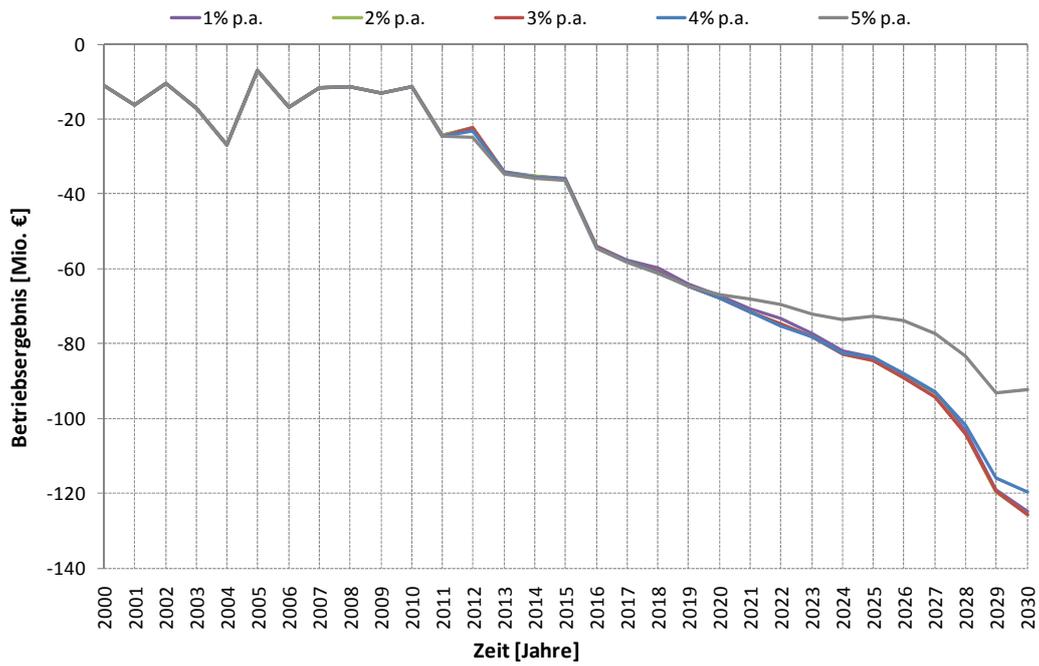


Abbildung 224: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 3 bei Variation des Gaspreises

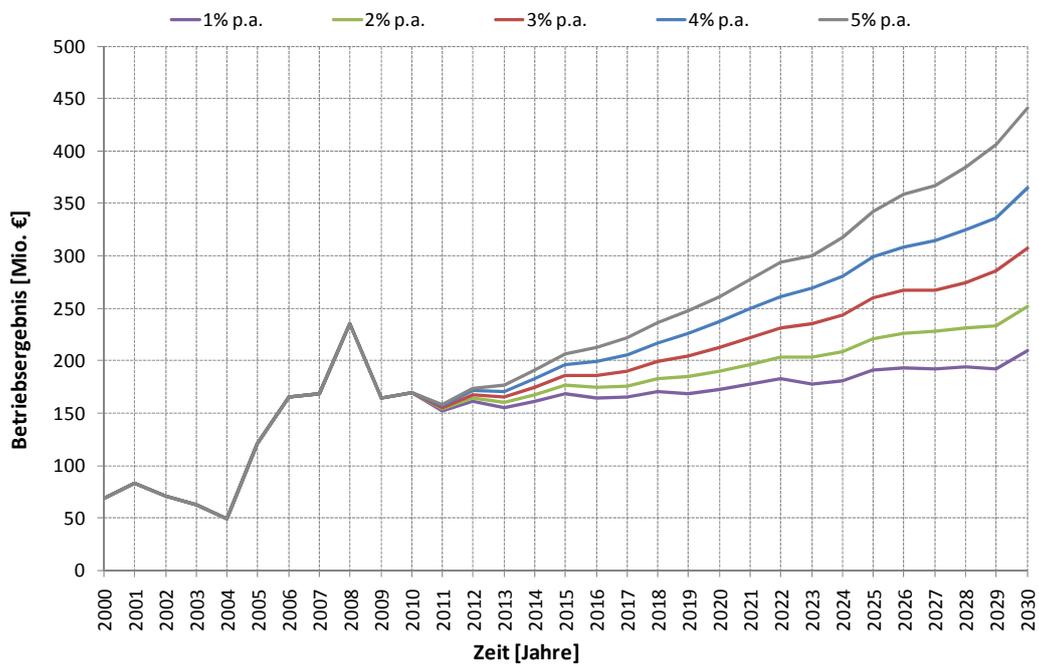


Abbildung 225: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 4 bei Variation des Gaspreises

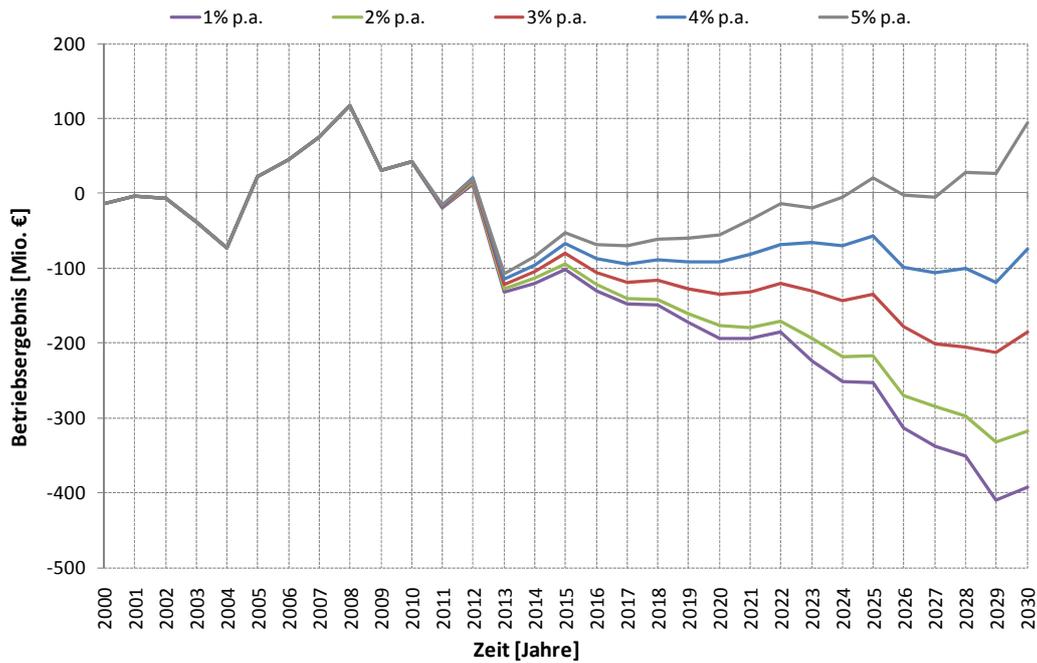


Abbildung 226: Entwicklung des Betriebsergebnisses vom Restunternehmen bei Variation des Gaspreises

### 11.3.3 Variation des Kohlepreises

Die Entwicklung von Unternehmen 1 und Unternehmen 4 ist im Hauptteil der Arbeit exemplarisch dargestellt.

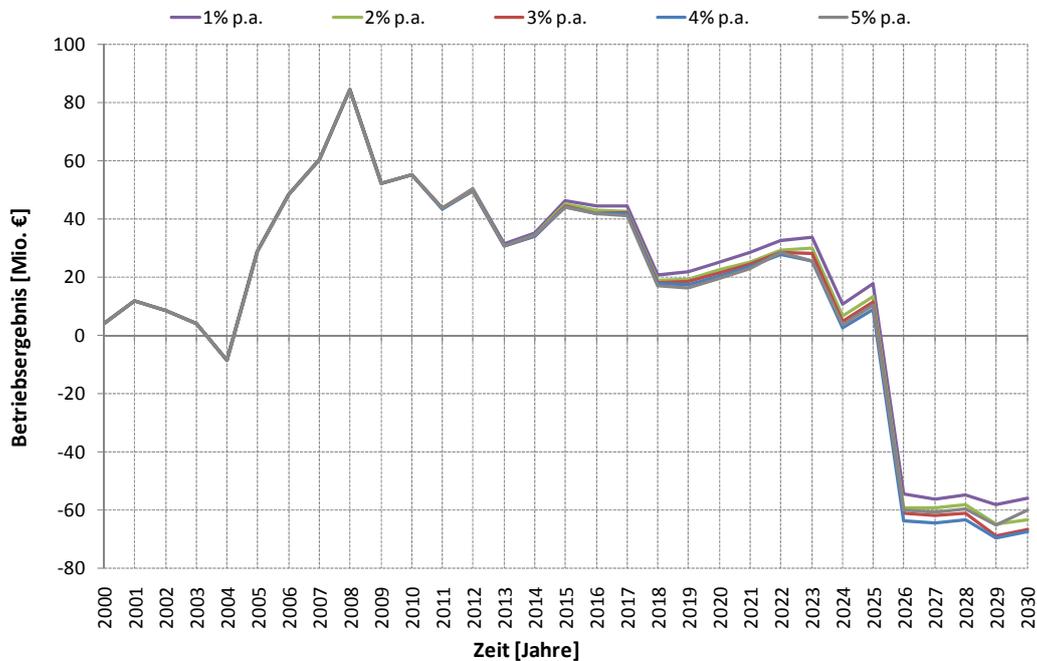


Abbildung 227: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 2 bei Variation des Kohlepreises

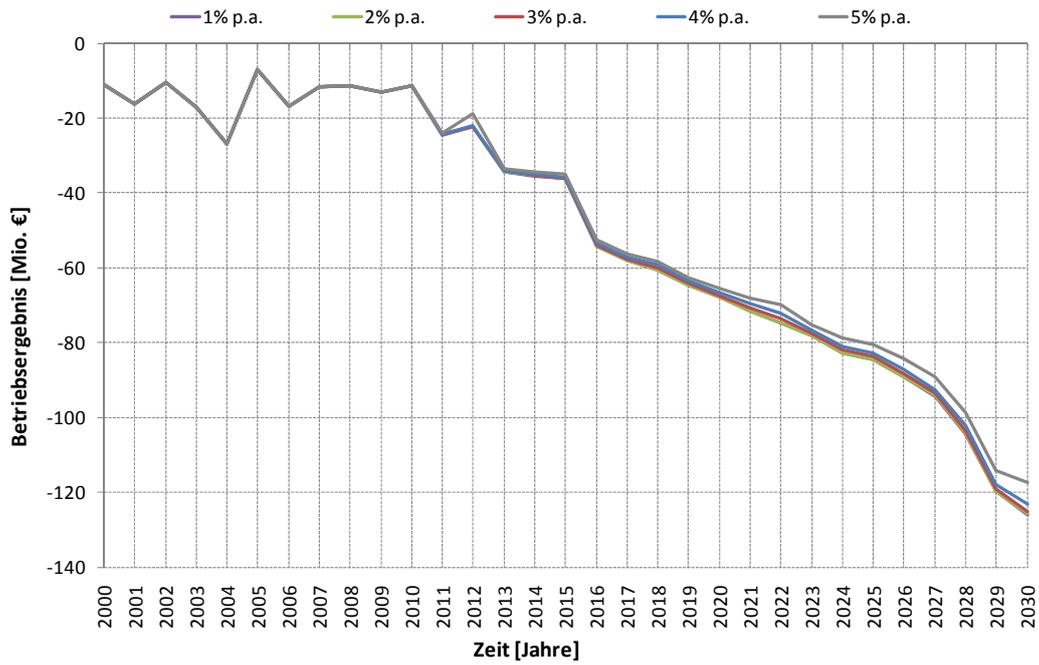


Abbildung 228: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 3 bei Variation des Kohlepreises

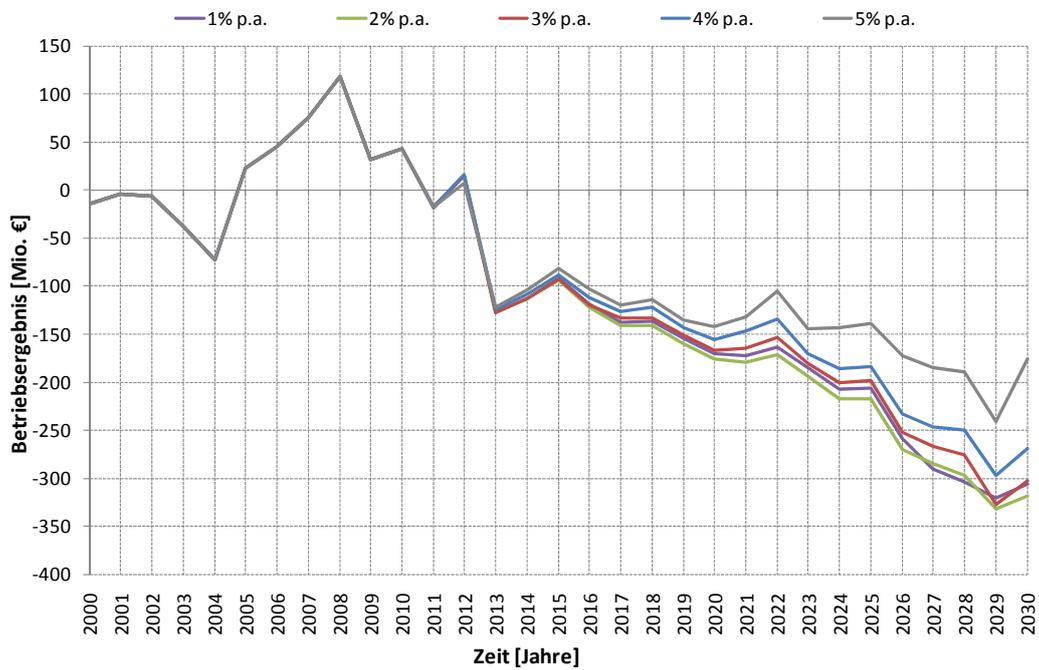


Abbildung 229: Entwicklungen der Betriebsergebnisse vom Restunternehmen bei Variation des Kohlepreises

### 11.3.4 Variation des Wechselkurses

Die Entwicklung von Unternehmen 1 und Unternehmen 4 ist im Hauptteil der Arbeit exemplarisch dargestellt.

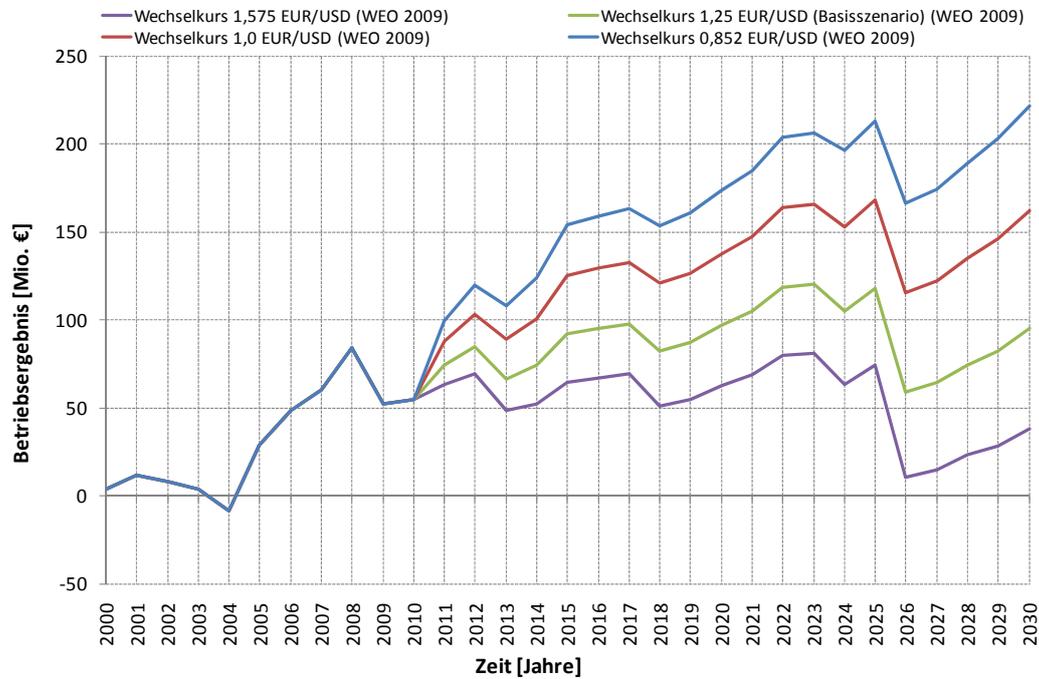


Abbildung 230: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 2 bei Variation des Wechselkurses

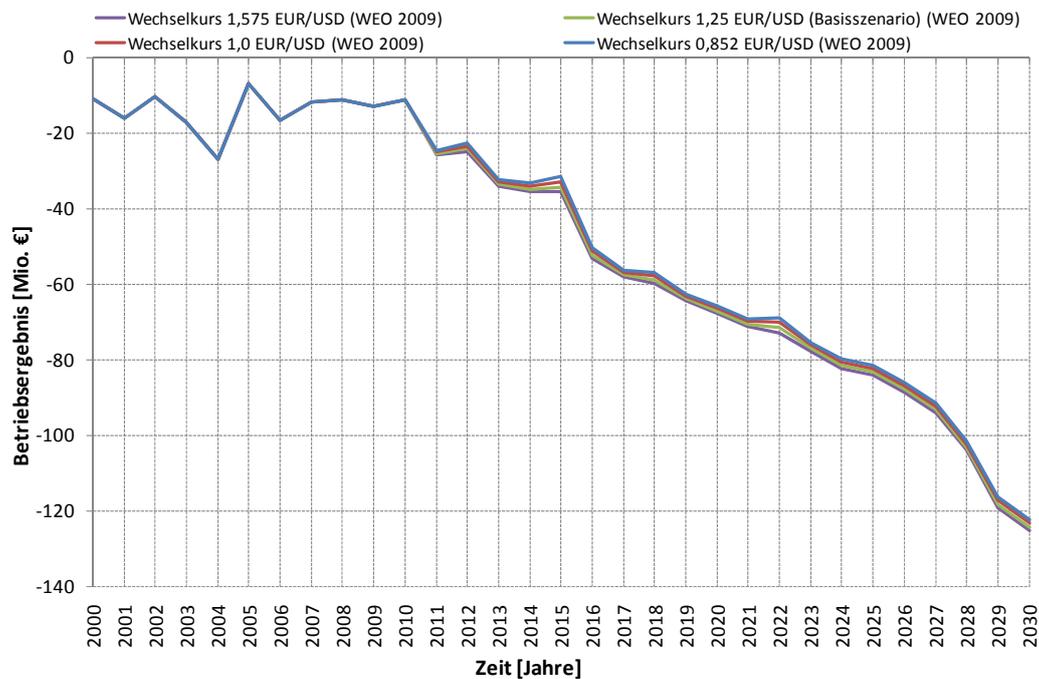


Abbildung 231: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 3 bei Variation des Wechselkurses

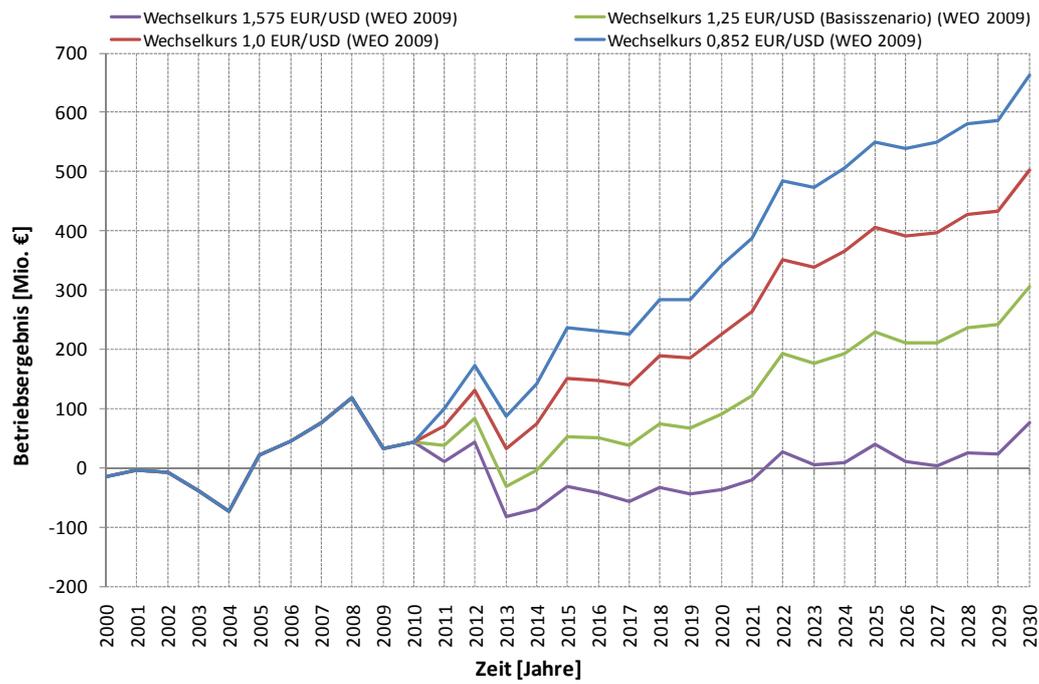


Abbildung 232: Entwicklungen der Betriebsergebnisse vom Restunternehmen bei Variation des Wechselkurses

### 11.3.5 Variation des Emissionspreises

Die Entwicklung der Betriebsergebnisse von Unternehmen 1 und Unternehmen 4 ist exemplarisch im Hauptteil der Arbeit dargestellt.

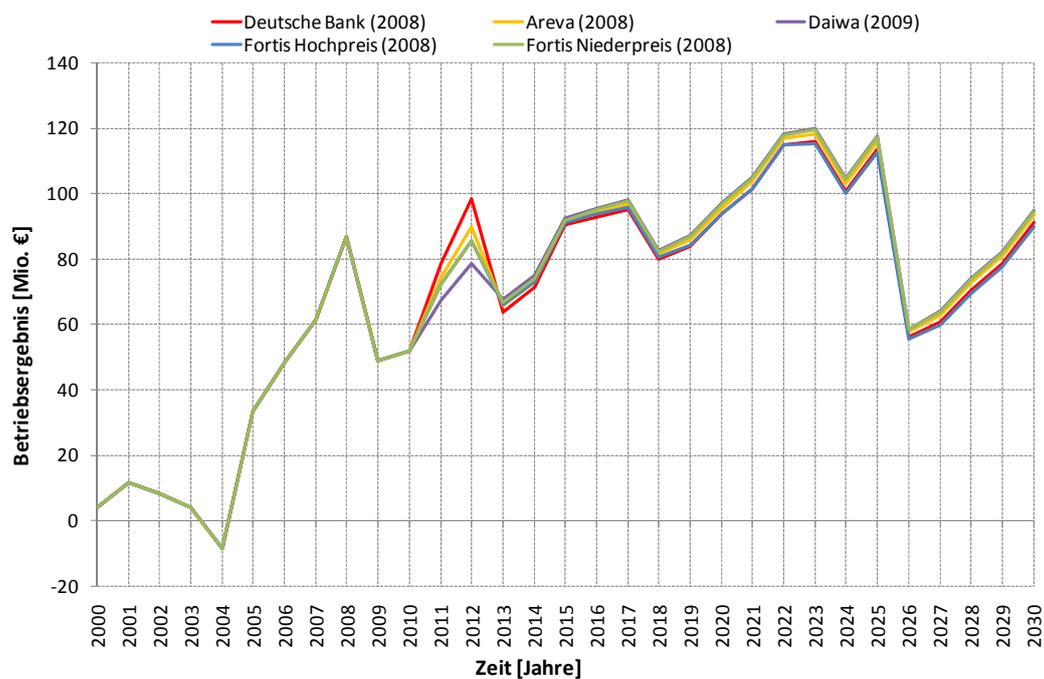


Abbildung 233: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 2 bei unterschiedlichen Emissionszertifikatspreisen

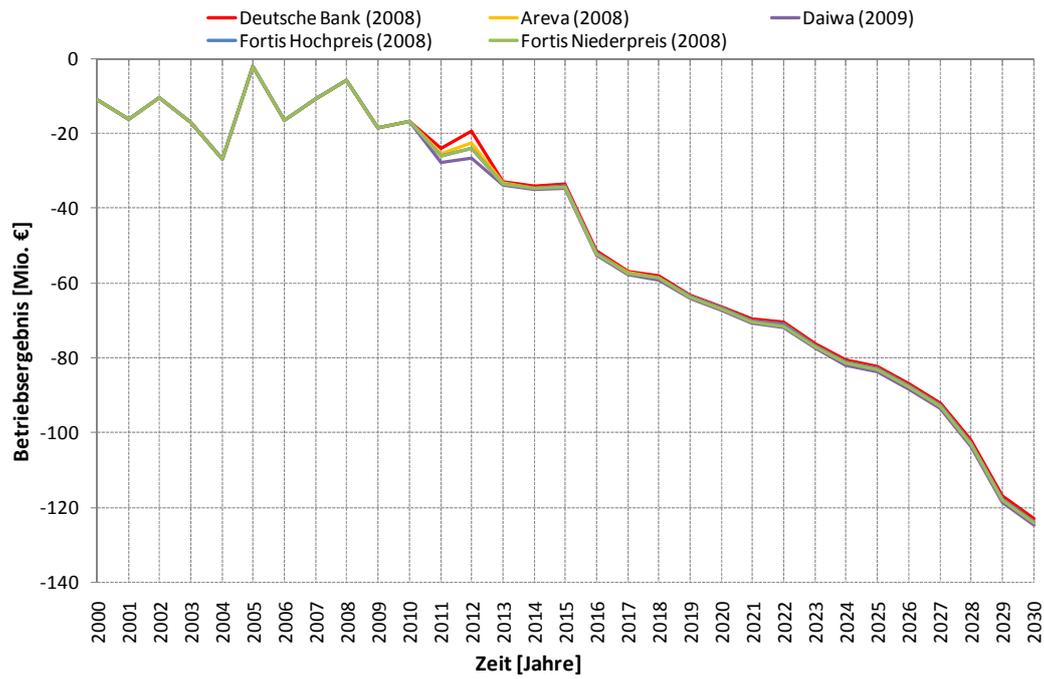


Abbildung 234: Entwicklungen der Betriebsergebnisse von Unternehmen 3 bei unterschiedlichen Emissionszertifikatspreisen

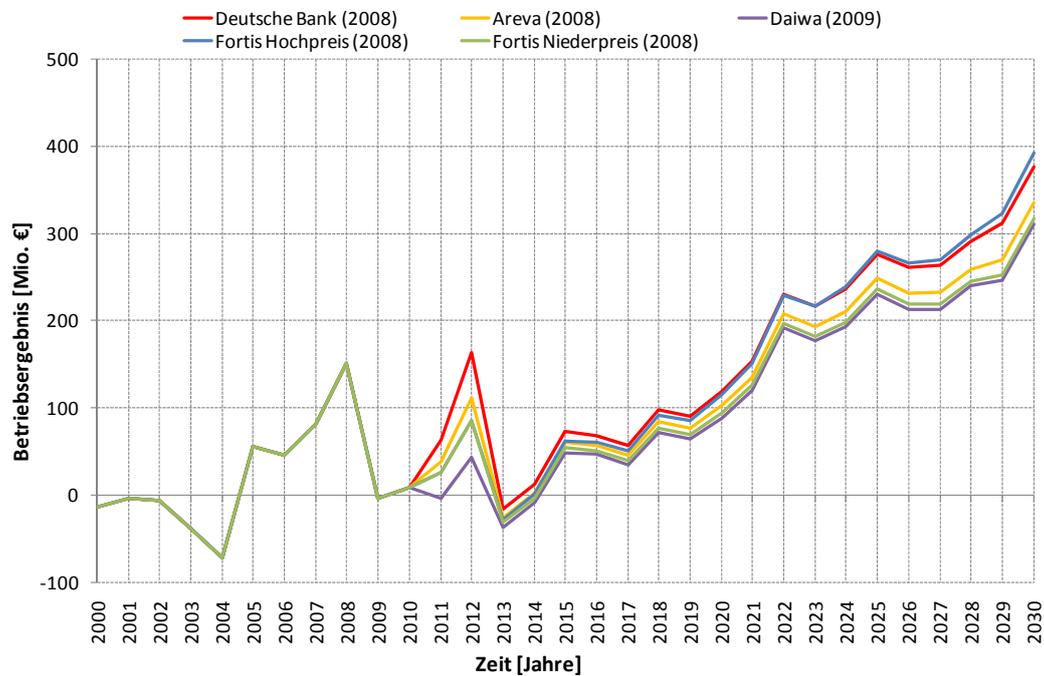


Abbildung 235: Entwicklungen der Betriebsergebnisse vom Restunternehmen bei unterschiedlichen Emissionszertifikatspreisen

### 11.4 Kapazitätsmechanismen

#### 11.4.1 Zuteilungsmechanismus Kapazitätsszahlungen im irischen CPM

Abbildung 236 erläutert die genaue Berechnung der Kapazitätsszahlungen von Erzeugern und Versorgern im irischen „Capacity Payment Mechanism“.

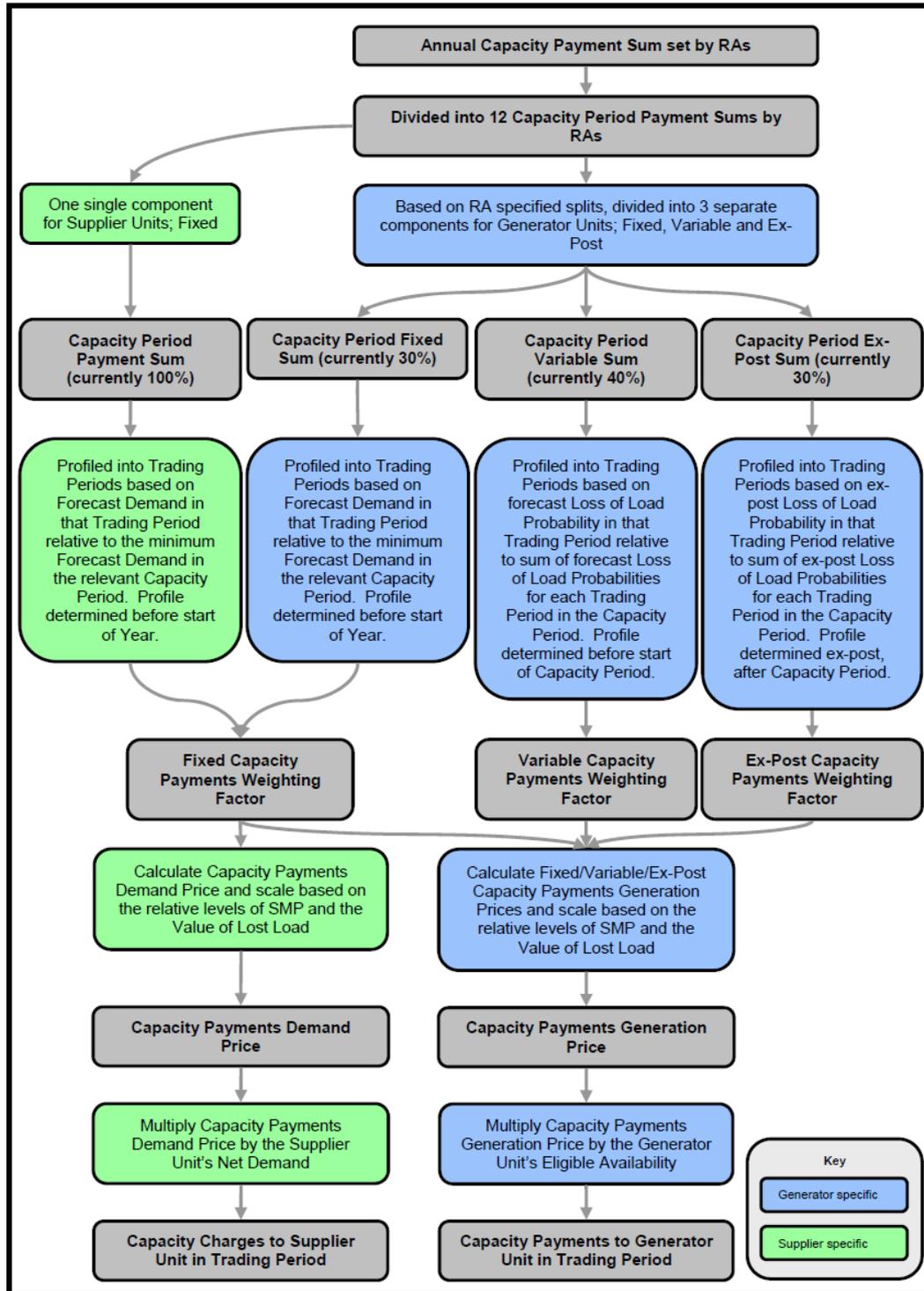


Abbildung 236: Ermittlung von Kapazitätsszahlungen und Kapazitätskosten im irischen "Capacity Payment Mechanism", Quelle (CER 2007, 16)

## 11.4.2 Alternativer Ansatz: Kapazitätsbezugsrechte auf Endkundenebene

### 11.4.2.1 Theoretischer Ansatz

Der Ansatz der Kapazitätsbezugsrechte auf Endkundenebene stellt einen alternativen Zugang zur Thematik dar und betrachtet das Kapazitätsproblem von der Endkundenebene aus. Die Grundlage bildet das im Bereich der Spitzenlastbepreisung entwickelte Konzept der Eigenrationierung (siehe Kapitel 7.7). Dabei wählen die Kunden selbst, welche Leistung sie sicher bereitgestellt bekommen möchten<sup>245</sup>. Diese Methode wurde von Doorman (2000, 130-146) aufgegriffen und unter dem Aspekt eines wettbewerblichen Marktes untersucht. Die genaue Ausgestaltung des Mechanismus wird nun folgend erläutert.

Im Ansatz der Kapazitätsbezugsrechte kaufen Endkunden von Erzeugungsunternehmen das Anrecht auf Kapazität, welche sie zur Spitzenlastzeit sicher zur Verfügung haben möchten. Der Handel der Rechte kann dabei bilateral oder über eine zentrale Kapazitätsbörse erfolgen. Auf Grund der Tatsache, dass die Endkunden ihre Zahlungsbereitschaft für die Kapazität, als auch ihren Bedarf bekanntgeben, erhalten die Erzeugungsunternehmen ein eindeutiges Investitionsanreizsignal. Durch die tatsächliche Beteiligung der Endkunden am Kapazitätshandel stellt das Konzept das marktorientierteste aller angeführten Modelle dar. Die praktische Umsetzung könnte durch intelligente Endkundenzähler (Smart Meter) erfolgen, welche als eine Art elektronische Sicherung fungieren und den Bedarf der Kunden bei knapper Erzeugung auf die vereinbarten Bezugsrechte reduzieren. Besteht keine Knappheitssituation, so können die Kunden auch eine höhere Leistung beziehen. Der Preis der Bezugsrechte hängt von den Kosten der Erzeugungskapazität ab, welche notwendig ist, um die vereinbarte Leistung sicher bereitstellen zu können. Somit kommt es zu einer Aufteilung der Gesamtkosten in Kosten für die Kapazitätsbereitstellung und Kosten der Energieerzeugung. Kunden die in der Spitzenlastperiode mehr Leistung benötigen, zahlen einen höheren Kapazitätspreis, als Kunden die bereit sind ihren Bedarf zu verlagern. Somit besteht für Verbraucher ein verstärkter Anreiz, ihren Kapazitätsbedarf selbst sinnvoll zu koordinieren und Lastreduktionspotentiale auszunützen (Doorman 2000, 130ff).

Abbildung 237 zeigt schematisch die Wirkungsweise des Modells der Kapazitätsverträge auf Endkundenebene.  $S_{E-KM}(q)$  entspricht der Angebotskurve ohne Kapazitätszahlungen und  $D_{E-A}(q)$  der durchschnittlichen Nachfrage im Energiemarkt. Wie ersichtlich ist der Markt ohne Kapazitätszahlungen in der Lage, den durchschnittlichen Bedarf zu decken. Für den Hochlastfall  $D_{E-H}'(q)$  wäre eine Markträumung nur bei einem entsprechend hohen Preis möglich. Besitzt der Energiemarkt eine Preisobergrenze, die unterhalb des Schnittpunkts von  $S_{E-KM}(q)$  und  $D_{E-H}'(q)$  liegt, dann ist keine Markträumung möglich. Um hohe Preisspitzen zu vermeiden und eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten, wird nun eine Kapazitätsbörse eingeführt. Die Angebotskurve für Kapazität im Markt entspricht  $S_{P-KV}(q)$  und die Nachfrage  $D_{P-KV}(q)$ . Auf Grund der Tatsache, dass der Bedarf an Kapazität nicht unmittelbar auftritt, wie jener für Energie, kann man davon ausgehen, dass die Nachfrageelastizität im Kapazitätsmarkt höher sein wird als im Energiemarkt. Kunden können z.B. bei hohen Kapazitätspreisen eine entsprechend geringere Kapazität wählen, so dass der Kapazitätspreis  $p_{FUSE}$  eine tatsächliche Anreizwirkung besitzt, den Spitzenlastbedarf zu senken. Besteht die Gefahr, dass die Spitzenlastnachfrage  $D_{E-H}(q)$  die gesamt installierte Leistung überschreitet, so werden die Kunden auf ihre vertraglich vereinbarte Leistung  $q_{FUSE}$  begrenzt, und im System tritt eine

<sup>245</sup> vgl. (Panzar und Sibley 1978), (Woo 1990)

maximale Nachfrage von  $\Sigma q_{\text{FUSE}}$  auf. Dies ist die maximale Nachfrage, welche durch den Kraftwerkspark sicher gedeckt werden kann.

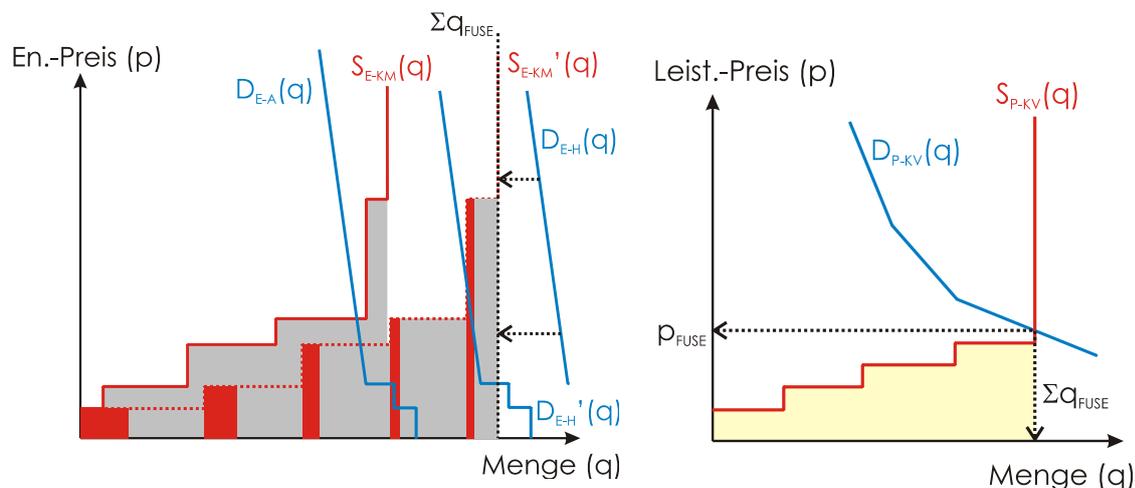


Abbildung 237: Wirkung des Konzeptes der Kapazitätsverträge auf den Energiemarkt (links) und den Kapazitätsmarkt (rechts), in Anlehnung an (L. de Vries 2004, 127)

#### 11.4.2.2 Praktische Erfahrungen

Derzeit gibt es noch keine praktischen Erfahrungen mit dem Ansatz der Kapazitätsbezugsrechte auf Endkundenebene. Das Konzept ist jedoch vor allem vor dem Hintergrund interessant, dass die Europäische Union nach einer positiven wirtschaftlichen Bewertung plant, 80 % der Verbraucher bis zum Jahr 2020 mit intelligenten Messsystemen auszustatten (RL 2009/72/EG, Anhang 1, Abs. 2). Solche intelligenten Messsysteme könnten die Aufgabe einer elektronischen Sicherung erfüllen und die Kunden im Engpassfall auf die erworbene Leistung beschränken. Wesentliche Voraussetzung ist die Möglichkeit zur bidirektionalen Kommunikation, sodass die elektronischen Sicherungen durch Fernwirktechnik aktiviert werden können. In Kombination mit zeitveränderlichen Energiepreisen könnten intelligente Zähler somit wesentlich zu einer Erhöhung der kurz- bzw. langfristigen Elastizität der Nachfrage beitragen.