

Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt

vorgelegt von
Diplom-Ingenieur
Christian A. Nabe

Von der Fakultät VIII – Wirtschaft und Management
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Wirtschaftswissenschaften
- Dr. rer. oec. -
genehmigte Dissertation

Berichter: Prof. Dr. Dietmar Winje

Berichter: Prof. Dr. Georg Meran

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 07.03.2006

Berlin 2006

D 83

Christian A. Nabe

Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt

- Abstract -

Im Rahmen der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft wird eine zunehmende Durchführung von Koordinationsaufgaben des Elektrizitätsversorgungssystems durch Märkte und Marktpreise angestrebt. In dieser Arbeit wird untersucht, wie Strommärkte gestaltet sein müssen, um eine effiziente Durchführung von Koordinationsaufgaben, die durch die Integration von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in das System entstehen, zu gewährleisten. Die ermittelten Gestaltungsrichtlinien werden an der gegenwärtigen deutschen Marktgestaltung gespiegelt, um Handlungsempfehlungen abzuleiten. Zur Untersuchung wird der industrieökonomische Struktur-Verhalten-Ergebnis Ansatz angewendet, nach dem die Marktergebnisse unterschiedlicher Regulierungen von Marktstrukturen und Marktverhalten verglichen werden, um daraus Rückschlüsse auf die Effizienz der Regulierungsform abzuleiten.

Die Integration von erneuerbaren Energien führt zu keinen grundsätzlich neuen Koordinationsaufgaben, sondern erschwert die in jedem Elektrizitätsversorgungssystem bestehenden. Im kurzfristigen Zeitbereich handelt es sich vor allem um die Bereitstellung und den Einsatz von Reserveleistung. Im langfristigen Zeitbereich betrifft dies die Abstimmung des Kraftwerksparks hinsichtlich der Verhältnisse von Investitions- zu Betriebskosten der einzelnen Kraftwerke und seiner Flexibilitätsstruktur auf die Charakteristika der erneuerbaren Energien. Die kurzfristigen Koordinationsaufgaben mit dem Netz bestehen aus erhöhten Anforderungen an das Netzengpassmanagement zur Erzielung eines kostenoptimalen Redispatches. Langfristig muss zwischen den Kosten des Netzausbaus und des dauerhaften Engpassmanagements abgewogen werden.

Bei der Durchführung der von erneuerbaren Energien beeinflussten Koordinationsaufgaben sind im kurzfristigen Zeitbereich zentrale und integrierte Marktarchitekturen den dezentraleren Architekturen überlegen: Die Erhöhung von kurzfristigen Koordinationsanforderungen erneuerbaren Energien durch die Inflexibilitäten von Erzeugern und Verbrauchern bedeutet eine erhöhte Informationsdichte, die bei der Koordination berücksichtigt werden muss. Werden diese Informationen in einem Markt zentralisiert, kann eine erhöhte produktive Effizienz des Kraftwerkseinsatzes erzielt werden.

In Deutschland werden die gestiegenen Koordinationsaufgaben durch die Integration von Windgeneratoren geprägt. Die bestehende Marktarchitektur weist bei der Koordination im kurzfristigen Zeitbereich Ineffizienzen auf. Diese zeigen sich bei einer Analyse der Durchführungsregeln des Regelenergiemarktes sowie der dort erzielten Marktergebnisse in Form von deutlichen Abweichungen von wettbewerblichen Preisen. Die indirekte Integration von erneuerbaren Energien in den Strommarkt führt zu zusätzlichen Transaktionskosten durch Profiltransformationen. Die im Jahr 2004 erfolgte Novelle des Erneuerbare Energien Gesetzes, das die Marktintegration definiert, enthält Maßnahmen zur Verminderung dieser Ineffizienzen, jedoch wird am Prinzip der indirekten Integration festgehalten.

Auf Basis der Analyseergebnisse werden Veränderungen der Regulierung der Marktstruktur vorgeschlagen. Eckpunkte sind die Einführung einer Direktvermarktung sowie die Zentralisierung und Integration von kurzfristigen Koordinationsaufgaben in einer Institution. Der Aufgabenbereich dieser Institution umfasst die Abwicklung des day-ahead-, intraday- und Regelenergiemarktes sowie des Netzengpassmanagements.

Weiterer Forschungsbedarf besteht in der Quantifizierung von Effizienzgewinnen durch die vorgeschlagenen Maßnahmen sowie zur Analyse der Auswirkungen auf die Strompreisstruktur.

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	4
TABELLENVERZEICHNIS	5
1 EINLEITUNG	6
1.1 Motivation	6
1.2 Ziele der Arbeit.....	11
1.3 Methodik	12
1.4 Aufbau der Arbeit	15
2 KOORDINATIONSAUFGABEN IM ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNGSSYSTEM DURCH DIE INTEGRATION VON ERNEUERBAREN ENERGIEN	17
2.1 Rahmenbedingungen der Koordinationsaufgaben.....	17
2.1.1 Besonderheiten des Gutes Strom und des Elektrizitätsversorgungssystems	17
2.1.2 Dimensionen der Versorgungszuverlässigkeit	18
2.1.3 Charakteristika der Elektrizitätsnachfrage.....	21
2.1.4 Charakteristika des Elektrizitätsangebotes	23
2.2 Überblick über die Koordinationsaufgaben des Elektrizitätsversorgungssystems	29
2.3 Kurzfristige Koordinationsaufgaben und -instrumente	31
2.3.1 Koordinationsaufgaben und -instrumente im Sekunden- und Minutenbereich	31
2.3.2 Tägliche und untertägige Koordinationsaufgaben.....	35
2.3.3 Wöchentliche bis jährliche Koordinationsaufgaben.....	36
2.4 Langfristige Koordinationsaufgaben.....	37
2.5 Koordinationsaufgaben mit der Wertschöpfungsstufe Transport und Verteilung.....	42
2.5.1 Charakteristika der Übertragung und Verteilung	42
2.5.2 Koordinationsaufgaben unter Einbeziehung des Stromnetzes.....	43
2.6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	45

3	GESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN DER MARKTSTRUKTUR ZUR INTEGRATION VON ERNEUERBAREN ENERGIEN	47
3.1	Grundsätzliche Gestaltungsparameter von Strommärkten	49
3.2	Gestaltung von Strommärkten für kurzfristige Koordinationsaufgaben	52
3.2.1	Gestaltung von Echtzeitmärkten.....	52
3.2.2	Gestaltung von Zukunftsmärkten	53
3.2.3	Gestaltung von Regelenenergiemärkten.....	56
3.2.4	Gestaltung von Marktarchitekturen	59
3.2.5	Durchführungsregeln in Strommärkten	65
3.3	Gestaltung von Strommärkten für langfristige Koordinationsaufgaben	68
3.3.1	Koordination der Investition in Erzeugungsleistung	68
3.3.2	Langfristige Koordination der Kostenstruktur und Betriebsflexibilität der Erzeugungsleistung	71
3.3.3	Langfristige vertikale Koordination mit der Übertragung und Verteilung.....	71
3.4	Dynamische Aspekte der Koordination im Elektrizitätsmärkten.....	73
3.4.1	Innovationsförderung durch Marktarchitekturen.....	73
3.4.2	Dynamische Entwicklung der Marktarchitektur.....	75
3.5	Marktintegrationsformen der Stromlieferungen aus Erneuerbaren Energien	76
3.5.1	Integrationsgrad von Prozessschritten der Stromvermarktung von Erneuerbaren Energien	77
3.5.2	Indirekte Vermarktung vs. direkte Vermarktung.....	80
3.5.3	Struktur der Vergütungen der Anlagenbetreiber	81
3.5.4	Grüner Strommarkt.....	82
3.5.5	Praktische Ausgestaltungen von Marktintegrationsformen.....	83
3.6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	84
4	DEUTSCHE MARKTGESTALTUNG FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN UND EVALUATION MÖGLICHER VERÄNDERUNGEN	89
4.1	Rahmenbedingungen für die Integration von Erneuerbaren Energien in Deutschland.....	89
4.1.1	Unternehmensstruktur und ihre Regulierung.....	90
4.1.2	Regulierung der Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland	90
4.1.3	Marktintegrationsform für Stromlieferungen aus Erneuerbaren Energien in Deutschland	97
4.2	Koordinationsaufgaben bei der Integration von Erneuerbaren Energien in das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem.....	106
4.2.1	Lastmanagementpotential der deutschen Elektrizitätsnachfrage.....	106

4.2.2	Charakteristika und Veränderungen der in Deutschland eingesetzten Stromerzeugungstechnologien	107
4.2.3	Veränderungen der Koordinationsaufgaben im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem	109
4.3	Architektur und Durchführungsregeln der deutschen Strommärkte	110
4.3.1	Gestaltung der kurzfristigen Koordination	111
4.3.2	Gestaltung der kurzfristigen vertikalen Koordination mit der Wertschöpfungsstufe Übertragung/Verteilung.....	112
4.3.3	Durchführungsregeln der deutschen Regelmärkte.....	115
4.4	Marktergebnisse der kurzfristigen Koordinationsinstrumente	116
4.4.1	Marktergebnisse des Regelenergiemarktes.....	117
4.4.2	Verhalten und Ergebnisse des Echtzeitmarktes: Arbitrage zwischen day-ahead-Markt und Echtzeitmarkt.....	121
4.5	Veränderungen der kurzfristigen Koordinationsinstrumente	124
4.5.1	Zuschnitt der Regelzonen und Organisation des Regelmärktes	124
4.5.2	Veränderungen des Netzengpassmanagements	125
4.5.3	Veränderung der Präqualifikation von Anbietern auf dem Regelenergiemarkt	126
4.5.4	Preisbildung auf dem Echtzeitmarkt.....	127
4.6	Struktur, Ergebnisse und Veränderungen der langfristigen Koordinationsinstrumente.....	128
4.6.1	Langfristige horizontalen und vertikale Koordination	128
4.6.2	Langfristige vertikale Koordination mit dem Netzausbau.....	129
4.6.3	Dynamische Aspekte der Regulierung des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems.....	130
4.7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	131
5	ZUSAMMENFASSUNG, SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK	136
6	GLOSSAR	141
7	LITERATURVERZEICHNIS	144
7.1	Gesetze und Verordnungen	144
7.2	Verwendete Literatur.....	144
8	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	158

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Systemelemente und kausale Beziehungen im statischen SVE-Ansatz für den Elektrizitätsmarkt	12
Abbildung 2-1: Koordinationsaufgaben in Elektrizitätsversorgungssystemen	30
Abbildung 2-2: Zeitlicher Einsatz der kurzfristigen Koordinationsinstrumente	33
Abbildung 2-3: Notwendige Anpassung der Kostenstruktur konventioneller Kraftwerke bei der Nutzung von EE	39
Abbildung 2-4: Beispielhafter Verlauf des Leistungskredites für Windenergie in einem Modellsystem	41
Abbildung 3-1: Struktur der Untersuchung von Elementen der Marktstruktur	48
Abbildung 3-2: Analytierte Elemente der Marktstruktur von Strommärkten	49
Abbildung 3-3: Märkte als Bausteine von Marktarchitekturen	50
Abbildung 3-4: Beziehungen zwischen kurzfristigen Strommärkten	62
Abbildung 3-5: Dynamische Beziehungen im SVE-Ansatz für den Elektrizitätsmarkt	73
Abbildung 3-6: Prozessschritte der Vermarktung von Energie aus EE	78
Abbildung 4-1: Leistungsbilanz des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2002 in GW	92
Abbildung 4-2: Entwicklung der Leistungsbilanz des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems	92
Abbildung 4-3: Erwarteter Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland bis 2020	108
Abbildung 4-4: Koordination im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem	110
Abbildung 4-5: Leistungspreisgebote für positive Minutenreserve, 16 bis 20 Uhr	118
Abbildung 4-6: Arbeitspreisgebote für positive Minutenreserve, 16 bis 20 Uhr	119
Abbildung 4-7: Verlauf des äquivalenten Benutzungsgrades für positive Minutenreserve, 16 bis 20 Uhr ..	120
Abbildung 4-8: Leistungspreisgebote für negative Minutenreserve, verschiedene Produkte	121
Abbildung 4-9: Verlauf des Echtzeitpreises in der RWE Regelzone mit gleitendem Durchschnitt	122
Abbildung 4-10: Verlauf der Regelzonenabweichung in der Regelzone der von RWE net	123
Abbildung 4-11: Vorschlag für eine Aufgabenverteilung und Marktformen im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem	135

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Zentralisierungsgrade und Gebots- und Preisstrukturen verschiedener Marktformen.....	51
Tabelle 3-2: Zusammenfassung der Gestaltungsoptionen für kurzfristige Strommärkte	86
Tabelle 4-1: Struktur der Regelleistungsbereitstellung in Deutschland	95
Tabelle 4-2: Bewertung der Kompetenzen von Institutionen bezüglich der Stromvermarktung aus EE.....	104
Tabelle 4-3: Vergleich der Durchführungsregeln der vier deutschen Regelmärkte	115

1 Einleitung

1.1 Motivation

Das Ziel der „nachhaltigen Entwicklung“ ist ein weitgehender, auch internationaler Konsens zwischen den verschiedenen an der Gestaltung der Energiepolitik beteiligten Interessengruppen. Über konkrete politische Maßnahmen und ihre Wirkung jedoch herrscht sowohl national als auch international Uneinigkeit. Dies gilt insbesondere auch für die Energiepolitik. Innerhalb einer Expertenberatung des deutschen „Forums für Zukunftsenergien“ wurde das auf die Energieversorgung bezogene Nachhaltigkeitsziel als Konsens aller Interessengruppen wie folgt formuliert:

„Energie soll ausreichend und - nach menschlichen Maßstäben - lang andauernd so bereitgestellt werden, dass möglichst alle Menschen jetzt und in Zukunft die Chance für ein menschenwürdiges Leben haben, und in die Wandlungsprozesse nicht rückführbare Stoffe sollen so deponiert werden, dass die Lebensgrundlagen der Menschheit jetzt und zukünftig nicht zerstört werden.“¹

Besonderer Nachdruck wird der Verfolgung dieses Nachhaltigkeitsziels der Energieversorgung durch den Treibhauseffekt verliehen, da dieser höchstwahrscheinlich durch Klimagasfreisetzung verursacht wird, die auch mit der Nutzung fossiler Energieträger einhergeht. Die internationalen Vereinbarungen, die quantitative Zielerreichungsgrade für die Verminderung von CO₂-Emissionen vorgeben, bringen gerade im Bereich der nationalen Energiepolitik(en) besonderen Handlungsdruck hervor.

Die Elektrizitätswirtschaft, die in Deutschland durch die starke Nutzung fossiler Energieträger gekennzeichnet ist, und somit in erheblichem Maße zur Verletzung des Nachhaltigkeitsziels beiträgt, ist Betrachtungsgegenstand der vorliegenden Arbeit. Dass durch Verwendung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Stromerzeugung (im folgenden vereinfachend als Erneuerbare Energien – EE bezeichnet) anstatt konventioneller fossiler Energiesysteme ein bedeutender Beitrag zur Verwirklichung des Nachhaltigkeitsziels geleistet werden kann, ist in verschiedenen Studien nachgewiesen worden². Die Schonung der natürlichen Brennstoffressourcen und die Verminderung von Schadstoff- und Klimagasemissionen sind wesentliche Vorteile, die diese Technologien bieten.

Einer starken Ausweitung der Nutzung von EE stehen gegenwärtig sowohl technische als auch wirtschaftliche Hindernisse entgegen. Die wichtigsten Forschungsfelder, die sich mit der Untersuchung dieser Hindernisse befassen, sollen im Folgenden skizziert werden, um in Abgrenzung dazu die Zielstellung der vorliegenden Arbeit zu beschreiben.

¹ Forum für Zukunftsenergien (1997).

² Es muss allerdings betont werden, dass der Einsatz von EE neben der Optionen der Energieeinsparungen (vorwiegend durch Überwindung von Informationsdefiziten) und Brennstoffsubstitution (i. a. Wechsel zu Erdgas) steht. Übersichten über den Einsatz von Instrumenten zum Klimaschutz finden sich in Nitsch, J. et al. (2000) sowie Fleischer, T. et al. (2000), Deutscher Bundestag (2002).

Vorweg soll ein technisches Merkmal genannt werden, das im Zusammenhang mit einer verstärkten Nutzung vieler EE zur Stromerzeugung ein gewichtiges Hemmnis darstellt: Ihre Leistungsabgabe verändert sich über die Zeit und ist schlecht vorhersehbar. Sie verhält sich wie eine stochastische Größe, da sie vom Angebot der veränderlichen Primärenergiequellen wie Wind oder Solareinstrahlung abhängt. Im Mittelpunkt der vorliegenden Arbeit stehen diese EE, die darüber hinaus mit dem Elektrizitätstransport- oder Elektrizitätsverteilungsnetz gekoppelt sind.³ Da in einem Elektrizitätsversorgungssystem jedoch Erzeugung und Last zu jedem Zeitpunkt in Übereinstimmung gebracht werden müssen, ist eine Ergänzung durch Technologien erforderlich, die sich kurzfristig in ihrer Leistungsabgabe steuern lassen.

Bereits seit Anfang der 1980er Jahre werden daher innerhalb eines bestimmten Forschungsfeldes Untersuchungen durchgeführt, welche zum Ziel haben, die „Zuverlässigkeit“ der Stromerzeugung durch EE systematisch mit der steuerbarer Kraftwerke zu vergleichen.⁴ Wichtigstes Vergleichskriterium ist hier der sogenannte „Kapazitätseffekt“. Unter diesem Begriff werden eine Reihe von Kriterien zusammengefasst, die herangezogen werden, um die Frage zu beantworten, wie viel konventionelle Kraftwerksleistung maximal unter Einhaltung von Zuverlässigkeits-Randbedingungen durch Leistung aus EE ersetzt werden kann. Der Kapazitätseffekt bildet somit eine Grundlage bei der Beurteilung von langfristigen Investitionsentscheidungen für den Kraftwerkspark.

Nach anfänglichen Versuchen analytischer Lösung erfolgt die Ermittlung des Kapazitätseffektes heute meist durch die Durchführung von Simulationsrechnungen.⁵ Eine kostenorientierte Kraftwerkseinsatzoptimierung simuliert hier auf Grundlage eines gegebenen Kraftwerksparks, des Lastprofils der Nachfrage, einer Zuverlässigkeitskenngröße und dem zeitlichen Verlauf des Energieangebots von EE die veränderte Kraftwerksauslastung und trifft Aussagen über mögliche Stilllegung von Kraftwerksleistung steuerbarer Kraftwerke aufgrund der Nutzung von EE.

Zentrales Ergebnis der genannten Studien ist, dass aus rein technischer Sicht die Integration von Leistungsanteilen von über 20 % EE an der Stromerzeugungsleistung kritisch beurteilt wird.⁶ Die Ergebnisse dieser klassischen Analysen gelten jedoch nur für geschlossene Versorgungsgebiete. Diese reagieren sensibel auf Veränderungen des Lastprofils und des Kraftwerksparks und beziehen weitere Aspekte wie die Ausregulierung im Substundenbereich und Möglichkeiten einer dynamischen Anpassung der Last nicht mit ein.

Die beschriebenen Defizite bilden seit Mitte der neunziger Jahre den Ausgangspunkt einer zweiten Gruppe von Untersuchungen, die zum Ziel haben, die technischen Konsequenzen eines weitergehenden Ausbaus von EE für den laufenden Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems zu analysieren. Sie betreffen somit nicht

³ Sie sind damit abzugrenzen von EE, deren Primärenergieangebot speicherbar ist, wie z.B. bei Biomasse-Kraftwerken.

⁴ Exemplarisch seien hier genannt: Bernow, S. et al. (1994), Milligan, M. (1996), Milligan, M. R. und Parsons, B. (1997), Lux, R. et al. (1999), Dany, G. et al. (2000), Wiese, A. (1995), Kaltschmitt, M. und Wiese, A. (1996), Sontow, J. und Kaltschmitt, M. (1999), Lux, R., Sontow, J. und Voß, A. (1999), Billinton, R. und Chen, H. (1998), Fishedick, M. und Kaltschmitt, M. (1994), Martin, B. und Carlin, J. (1983), Grubb, M. J. (1987), Bouillon, H. (1998).

⁵ Eine analytische Lösung wird von Grubb dargestellt: Grubb, M. J. (1991).

⁶ Vgl. dazu Kapitel 2.4.

die langfristige Koordination von Investitionsentscheidungen in den Kraftwerkspark, sondern die kurzfristige Koordination zwischen Elektrizitätsangebot und Nachfrage.

Die angesprochenen Arbeiten nehmen die technischen Angebotspotentiale von EE als Ausgangspunkt und ermitteln aus dem zeitlichen Verlauf von Angebots- und Nachfragelastprofilen mit Hilfe von Simulationen, welche technischen Maßnahmen ergriffen werden müssen, um die Balance zwischen Angebot und Nachfrage zu gewährleisten. Die Untersuchungen erweitern den Betrachtungsgegenstand außerdem um folgende Aspekte: Ausgleichseffekte durch die großflächige Installation von EE, Stromimport aus EE, Effekte der Nutzung unterschiedlicher EE und Nutzung von Speichertechnologien. Ergebnis der Studien ist, dass bei sehr weitgehender Nutzung von EE die dynamische Anpassung der Verbraucher an die regenerative Erzeugung, der optimierte Einsatz von bestehenden Pumpspeicherkraftwerken, sowie neue regelbare Kraftwerke notwendig werden.⁷ Ende 2000 identifizierte das Büro für Technikfolgenabschätzung beim deutschen Bundestag als prioritäres Forschungsfeld u. a. „die mit einer verstärkten Netzintegration von Elektrizität aus regenerativen, insbesondere dargebotsabhängigen Energieträgern und der Einführung neuer Versorgungsstrukturen verbundenen technischen Fragestellungen und FuE-Erfordernisse“.⁸

Etwa seit dem Beginn des neuen Jahrtausends werden innerhalb einer dritten Gruppe von Arbeiten Untersuchungen angestellt, die informationstechnische Anforderungen an das Elektrizitätsversorgungssystem sowie Änderungen der Netztopologie durch Verschiebungen der Erzeugungsschwerpunkte betreffen. Die Autoren sehen vor allem in einer Dezentralisierung des Kraftwerksparks und der Verbreitung von „virtuellen“ Kraftwerken (informationstechnische Kopplung dezentraler Kraftwerke und technisch flexibler Verbraucher) Potentiale im Zusammenhang mit der notwendigen Flexibilisierung des Elektrizitätssystems zur Integration von Erneuerbare Energien.⁹ Es handelt sich hier um umfassendere Untersuchungen, die verschiedene Koordinationsprobleme wie die langfristige Koordination von Investitionsentscheidungen in Kraftwerke, Verbrauchseinrichtungen und Netze unter Berücksichtigung der Notwendigkeiten der kurzfristigen Koordination einbeziehen.

Der in dieser Gruppe von Untersuchungen skizzierte Pfad weg von einer zentralen Struktur des Kraftwerksparks hin zu einer verstärkten Verbreitung dezentraler Einheiten wird gegenwärtig bereits besritten. Die intensive Diskussion über die zukünftige Rolle von Brennstoffzellen bei der Stromerzeugung zeigt, dass in der Elektrizitätswirtschaft noch erhebliche technische Innovationspotentiale bestehen und ein Paradigmenwechsel „von Groß- zu Kleinkraftwerken“ nicht unwahrscheinlich ist.

Auf der anderen Seite können die Anstrengungen zur Realisierung von Kernfusionskraftwerken, deren kommerzieller Einsatz im Jahr 2050 erwartet wird, langfristig eine entgegen gesetzte Bewegung in Richtung zentraler Grundlastkraftwerke hervorbringen. Fusionskraftwerke sind auf gleichmäßigen Dauerbetrieb

⁷ Vgl. Quaschnig, V. (1999) Giebel, G. (2000).

⁸ Fleischer, T. et al. (2000).

⁹ Vgl. z. B. Projekte von Siemens: Bitsch, R. (2001), Bitsch, R. (1998), dem DLR (Nitsch, J. et al. (2004)), das EU Dispower Projekt oder in Großbritannien das Projekt „Supergen“.

ausgelegt; damit ließe sich die Funktion der Ausreglung von Schwankungen des Energieangebotes aus regenerativen Quellen mit diesen Kraftwerken nur schwierig erfüllen.¹⁰

Die bisher genannten drei Gruppen von Untersuchungen diskutieren wirtschaftliche Aspekte nur am Rande. Insbesondere lassen sie die Frage offen, ob durch Preisanreize in den Strommärkten die skizzierten kurzfristigen und langfristigen technischen Koordinationsaufgaben eines Elektrizitätsversorgungssystems gelöst werden können, das durch EE geprägt ist. Die Diskussion wirtschaftlicher Aspekte in Zusammenhang mit EE wird derzeit stark von der Diskussion um staatliche Förderpolitik überlagert: Die positiven Umweltwirkungen eines verstärkten Einsatzes von EE einerseits und ihre im Vergleich zu konventionellen Technologien hohen Investitionskosten andererseits werden als Begründung für die Internalisierung externer Effekte durch staatliche Intervention herangezogen. Folglich kann es als Aufgabe der Energiepolitik angesehen werden,¹¹ den Ausbau der EE zu fördern. Die Auswahl und Umsetzung von Maßnahmen zur Förderung der Nutzung von EE sollte jedoch unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Effizienzkriterien erfolgen.

Eine weitere, vierte Gruppe von Arbeiten befasst sich neuerdings mit der Evaluation von Förderinstrumenten. Diese Arbeiten versuchen entweder aus dem beobachteten Erfolg oder Misserfolg bestimmter Instrumente (z. B. Einspeisevergütung oder Quotenmodell) Folgerungen zu ziehen oder Ergebnisse analytisch beziehungsweise experimentell abzuleiten.¹² Da der Fokus der Förderinstrumente auf der Förderung des Zubaus an EE liegt, werden in diesen Arbeiten wirtschaftliche Auswirkungen auf das gesamte Elektrizitätssystem wenig diskutiert. Die Relevanz dieser Auswirkungen aber ist gerade in den oben angesprochenen technischen Studien deutlich geworden.

Seit Beginn der 90er Jahre wurden in zahlreichen Elektrizitätswirtschaften De- und Re-Regulierungen von Teilen der Wertschöpfungskette vorgenommen. Ziel war die Realisierung von Effizienzgewinnen durch wettbewerbliche Marktorganisation. Die Koordinationsaufgaben innerhalb der Elektrizitätswirtschaft, die von kosten- oder renditeregulierten, integrierten Unternehmen wahrgenommen wurden, werden somit zunehmend durch den Markt als Koordinationsinstrument abgelöst. Eine Umgestaltung der Versorgungsstrukturen zur Integration von EE hinsichtlich Lastmanagement, Reservehaltung, Kraftwerksregelung und der Struktur der verbleibenden konventionellen Kraftwerke könnte daher ebenso über von Marktmechanismen vermittelte Anreize erfolgen.¹³

¹⁰ Vgl. Grunwald, A. et al. (2002), S 41.

¹¹ Energiepolitik in dem hier verwendeten Sinne beschränkt sich nicht auf staatliche Maßnahmen, sondern umfasst auch andere Akteure, die den Energie- und hier speziell den Elektrizitätsmarkt sowie vor- und nachgelagerte Marktstufen durch die Bildung und Veränderung von Strukturen und Institutionen beeinflussen.

¹² Vgl. Wiser, R., Pickle, S., und Goldmann, C. (1998), Drillisch, J. (2001), Grütter, K. (2001) sowie verschiedene Autoren in Nitsch, J. et al. (2000). Bei der Erarbeitung von Kriterienkatalogen zur Anwendung einer multiattributiven Nutzwertanalyse werden energiepolitische Ziele oder konkretere Mengen- oder Preisziele heruntergebrochen und spezifiziert, vgl. Bosse, F. (1998).

¹³ Probleme, die die unangepasste Übernahme von Förderregelungen, die im Kontext von vertikal integrierten Unternehmen entwickelt wurden, in eine über Marktpreise koordinierte Elektrizitätswirtschaft hervorruft, treten beispielsweise in Form der Inkompatibilität der Einspeisevergütung mit der Vermarktung von Grünem Strom auf (vertiefend dazu Langniß, O. und Markard, J. (1999)).

In einer weiteren Gruppe von Arbeiten werden schließlich Diskussionen über die Gestaltung von Märkten geführt, die den Besonderheiten des Gutes Elektrizität Rechnung tragen. Sie bauen auf den Grundüberlegungen auf, die Joskow und Schmalensee Mitte der achtziger Jahre zur Deregulierung von Strommärkten sowie Schweppe zum *Spot pricing of Electricity* angestellt haben.¹⁴

Die Gestaltungsaufgabe lässt sich in der Terminologie von Wilson definieren als die übergeordnete Festlegung der Marktarchitektur (*Market Architecture*) und die ihr untergeordneten Durchführungsregeln (*Procedural Rules*). Unter Marktarchitektur wird hier die Zuordnung von Koordinationssaufgaben zu Marktinstitutionen, die Festlegung der Form des Zusammenwirkens von Marktinstitutionen sowie des Funktionsumfangs des verbliebenen Monopolbereiches und seine Regulierung verstanden.¹⁵

In der Praxis realisiert sind gegenwärtig durchweg Marktarchitekturen, in denen Transportfunktionen sowie die kurzfristigen Koordinationsaufgaben in regulierten Monopolbereichen abgewickelt werden. Große Unterschiede bestehen hinsichtlich der Kompetenzen der Systembetreiber in Bezug auf den Kraftwerkseinsatz sowie bei den Durchführungsregeln. Die Vielfalt der praktisch realisierten Modelle deutet auf weiterhin hohen Forschungsbedarf hin.¹⁶

Die dramatischen Ereignisse im kalifornischen Elektrizitätsmarkt haben die Aufmerksamkeit auf Fehlerquellen bei der Definition der Durchführungsregeln gelenkt. Zahlreiche theoretische Arbeiten beschäftigen sich seitdem mit der Analyse dieser Fehler und der Definition von Mindestanforderungen an die Marktarchitektur. Die Frage nach einer Abhängigkeit der optimalen Gestaltung von Marktarchitekturen und Durchführungsregeln von technischen Gegebenheiten wie der Struktur des Kraftwerksparks, des Netzes oder der Verbraucher dagegen wurde bislang nur am Rande diskutiert.¹⁷

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Forschungsarbeiten, die eine Integration von großen Anteilen von EE in ein Elektrizitätsversorgungssystem prüfen, vorwiegend die technische Machbarkeit solcher Systeme analysieren. Sie betrachten nicht die wirtschaftlichen Auswirkungen, welche die Integration von EE in einen liberalisierten Strommarkt nach sich zieht. Wirtschaftliche Forschungsarbeiten mit diesem Untersuchungsobjekt zielen vorwiegend auf die optimale Gestaltung von Subventionssystemen zur Erreichung von Ausbauzielen von EE ab. Sie betrachten zwar das Investitionsverhalten im Zusammenhang mit EE, abstrahieren jedoch von den wirtschaftlichen Auswirkungen der Investitionen auf andere Marktteilnehmer über die Marktmechanismen eines liberalisierten Strommarktes. Die Forschungsarbeiten, in denen Anforderungen für die Gestaltung von Strommärkten diskutiert werden, gehen kaum auf Besonderheiten ein, die sich aus der Integration von EE ergeben.

¹⁴ Vgl. dazu grundlegend Joskow, P. L. und Schmalensee, R. (1983), Thon, M. (1999). Darauf aufbauend Chao, H. und Peck, S. C. (1997), Joskow, P. L. (1996), Joskow, P. L. (1998), Joskow, P. L. (2000), Kogelschatz (1999), Wilson, R. (1999), Wilson, R. (2001), Stoft, S. (2002), Hunt, S. (2002). Für den deutschen Markt Klopfer, T. und Schulz, W. (1993), Kumkar (2000).

¹⁵ Vgl. Wilson, R. (2001).

¹⁶ Vgl. Stoft, S. E. (2001), Oren, S. S. (2001), Visudhiphan, P., Skantze, P. und Ilic, M. (2001).

¹⁷ Stoft, S. (2002), S. 254.

1.2 Ziele der Arbeit

Forschungsansätze zur Marktgestaltung, die die diskutierten Probleme der Optimierung des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems (Angebots- und Nachfrageseite) über einen Marktmechanismus für Szenarien mit hohem Anteil von EE aufgreifen, existieren bislang nicht, was den Ausgangspunkt der vorliegenden Arbeit bildet. Folgende Fragen sollen daher in dieser Arbeit diskutiert werden: Wie kann es ein Marktmechanismus erreichen, dass bei Integration von EE

- ein kostenminimaler Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks erfolgt, wenn hohe Anteile Erneuerbarer Energien parallel zur Lastdeckung eingesetzt werden (produktive Effizienz)?
- Verbraucher ihr Stromverbrauchsverhalten zeitlich verändern, damit die Gesamtkosten des Elektrizitätsversorgungssystems minimiert werden (allokative Effizienz)?
- Investitionen in Technologien erfolgen, die das Kostenminimum auch langfristig gewährleisten (langfristige produktive Effizienz)?
- die Investitionen in Erzeugungskapazitäten (EE und konventionellen Kraftwerke) sowie Übertragungs- und Verbrauchskapazitäten an den richtigen Standorten erfolgen (lokationale Effizienz)?
- ein Anreiz für Innovationen der im Elektrizitätsversorgungssystem einbezogenen Technologien und Prozesse entsteht (dynamische Effizienz)?

Die genannten Aufgaben sind selbstverständlich unter der Randbedingung einer definierten Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu lösen.

Die Arbeit schließt daher eine Lücke und zeigt zunächst auf, welche Parameter der Marktarchitektur und Durchführungsregeln für die effiziente Integration EE in einen liberalisierten Strommarkt besonders relevant sind. Anhand der Architektur des deutschen Strommarktes werden die Überlegungen dann konkretisiert und schließlich Handlungsempfehlungen für die deutsche Regulierungspolitik abgeleitet.

Deutschland bietet sich als Betrachtungsobjekt für eine derartige Untersuchung deshalb an, weil dort seit Ende der 1990er Jahre sowohl die Frage der Integration von Windenergie als auch die der Marktgestaltung für kurzfristige Energielieferungen heftig diskutiert werden. Die deutsche Regulierungspolitik der Strommärkte hat mit Stand Mitte 2004 außerdem noch keine Festlegungen hinsichtlich dieser Fragestellungen getroffen.

Im Rahmen der Diskussion der Marktgestaltung im Hinblick auf EE sind die kurzfristigen Strommärkte von besonderem Interesse und stellen einen Schwerpunkt der Untersuchung dar. Für die Untersuchung der Fragestellung ebenfalls von Bedeutung sind dynamische Wirkungen von Regulierungseingriffen. Sie werden in dieser Arbeit ansatzweise betrachtet.

1.3 Methodik

Die Beantwortung der Frage nach einer Marktgestaltung mit Anreizen zu einer effizienten Integration erneuerbarer Energien gliedert sich in eine Systemanalyse mit einer allgemeinen Darstellung von Einflussfaktoren und Wirkungsbeziehungen, die im Zusammenhang mit der Marktgestaltung stehen, und in eine systematische Beurteilung verschiedener Marktgestaltungsoptionen am konkreten Beispiel Deutschlands. In der traditionellen industrieökonomischen Analyse werden die Zusammenhänge der Marktgestaltung mit anderen Einflussfaktoren nach Mason und Bain in Form des „Struktur–Verhalten–Ergebnis-Ansatzes“ (SVE-Ansatz) diskutiert.¹⁸ Abbildung 1-1 verdeutlicht die kausalen Beziehungen zwischen diesen drei Grundelementen sowie den weiteren Elementen der Regulierungspolitik und „grundlegende(r) Merkmale der Angebots- und Nachfrageseite“. In der traditionellen Form der Analyse wird die Wirkung der Marktstruktur auf das Marktergebnis durch Analyse von Zeitreihen empirisch erhobener Daten nachgewiesen. Die Marktstruktur wird vorwiegend über Marktkonzentrationsindices beschrieben und das Marktergebnis, das die Allokations- und Produktionseffizienz beschreiben soll, indirekt über den Kapitalertrag, die Preis-Kosten-Relation oder Tobins q erfasst¹⁹. Auf diese Weise werden die Beziehungen zwischen der Regulierungspolitik und dem Marktergebnis analysiert und somit die kausalen Beziehungen der Systemelemente dargestellt.

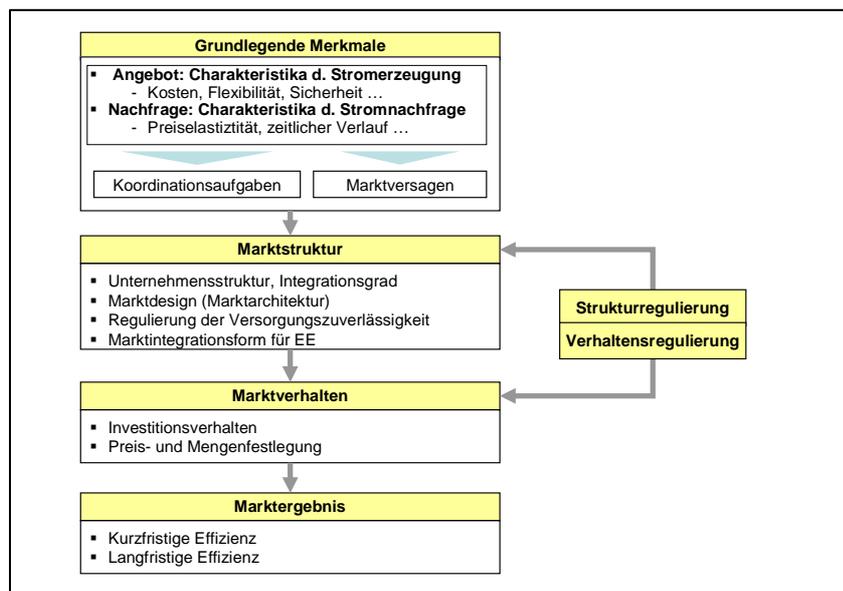


Abbildung 1-1: Systemelemente und kausale Beziehungen im statischen SVE-Ansatz für den Elektrizitätsmarkt²⁰

¹⁸ Aus dem Struktur-Verhaltens-Ergebnis Ansatz beruht die Analyse von Wettbewerbskräften der „Five Forces“ nach Porter, die die Grundlage für eine wichtige Schule des strategischen Managements bildet. Vgl. dazu Porter, M. E. (1983), einen Überblick über die Schulen des strategischen Managements bietet Mintzberg, H., Ahlstrand, B. und Lampel, J. (1994).

¹⁹ Vgl. Knieps, G. (2001), S. 54ff.

²⁰ Nach Scherer, F. M. und Ross, D. (1990), Abb. 1.1, S. 5.

Zur Strukturierung der hier vorgenommenen Systemanalyse eines Strommarktes bietet sich die Nutzung dieses SVE Ansatzes an. Dazu müssen die Systemelemente im Hinblick auf das Analyseziel konkretisiert werden. Eine Systemanalyse erfordert weiterhin die Verknüpfung der Systemelemente. Der Ausgangspunkt der Betrachtung (Erhöhung des Anteils von EE an der Stromerzeugung) ist mit dem Analyseziel (Darstellung einer optimalen Marktstruktur und Beschreibung der zur Ihrer Realisierung notwendigen regulatorischen Maßnahmen) zu verbinden.

Die „**Grundlegende(n) Merkmale**“ beschreiben Charakteristika der Stromnachfrage (z. B. zeitliche Struktur oder Preiselastizität) und des Stromangebotes (z. B. Charakteristika des Kraftwerksparks). Die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien findet sich damit als Ausprägung dieses Systemelements wieder. Bestandteil der grundlegenden Merkmale sind nicht zuletzt die spezifischen Besonderheiten des Gutes Strom. Sie determinieren den Umfang der Koordinationsaufgaben und des Marktversagens. Die Besonderheiten und Charakteristika von Stromangebot und -nachfrage lassen eine Marktkoordination nur mit Einschränkungen zu.

Ausprägung und Umfang des Marktversagens auf dem Strommarkt beeinflussen die **Marktstruktur**, deren Teilelemente ebenfalls in Abbildung 1-1 dargestellt sind. Die Marktstruktur umfasst einerseits die im Rahmen des SVE-Ansatzes üblicherweise betrachteten Faktoren wie die Marktgröße, die Kostenstruktur der Unternehmen, die Markteintrittsbarrieren, die Anzahl der Marktteilnehmer und das Ausmaß der vertikalen Integration der Wertschöpfungskette. In dieser Arbeit wird die Marktarchitektur als weiteres Element der Marktstruktur definiert. Die Marktarchitektur gibt die Struktur der Teilmärkte für Strom (z. B. langfristige, kurzfristige, bilaterale oder multilaterale Märkte) wieder. Ferner umfasst die Marktstruktur die Form der Integration von EE in den Strommarkt, die z. B. in Form der Bildung eines separaten Marktes oder fester Abnahmeverpflichtungen organisiert ist.

Die Marktstruktur wird durch die **Marktstrukturregulierung** beeinflusst, die aufgrund des Marktversagens notwendig werden kann. Sie kann die Unternehmensebene umfassen (z. B. in Form von Vorschriften über den Integrationsgrad der Unternehmen), aber auch bis auf die Marktarchitektur in den Markt eingreifen. Ein derartiger Eingriff in die Marktarchitektur beinhaltet etwa regulatorische Vorgaben zur Einrichtung von Märkten oder konkrete Durchführungsregeln für Markttransaktionen.

Durch die Einflussnahme auf die Marktstruktur wird ein Rahmen für das Verhalten der Marktteilnehmer gesetzt. Natürlich kann auch direkt Einfluss auf ihre Handlungen genommen werden. Eine solche **Verhaltensregulierung** kann z. B. in Form der Festlegung von Mindest- oder Höchstpreisen oder aus einer Verpflichtung, Gebote abzugeben, bestehen.

Schließlich ist das **Marktergebnis** die Zielgröße, welche die Effizienz des Marktmechanismus beschreibt, die durch den Einsatz von Regulierungsinstrumenten maximiert werden soll. Wird die üblicherweise getroffene Annahme der vollständigen Flexibilität der Produktionsfaktoren fallengelassen (also Kosten der Irreversibilität von Investitionen oder weitere Anpassungsmängel akzeptiert), muss zwischen kurz- und

langfristiger Effizienz des Marktmechanismus unterschieden werden. Kurzfristige produktive Effizienz bezieht sich auf den Einsatz einer kurzfristig inflexiblen (gegebenen) Ausstattung von Produktionsfaktoren (z. B. Erzeugungs- und Übertragungseinrichtungen) oder Nutzungseinrichtungen (z. B. elektrische Geräte); langfristige produktive Effizienz zielt auf die Effizienz der Investitionen ab, die wiederum in minimale Kosten der Investition selbst sowie minimalen kurzfristigen Kosten des Betriebs der Neuinvestition aufgegliedert werden können.

Auf die Koordinationsaufgaben im Elektrizitätsversorgungssystem bezogen bedeutet die Erreichung maximaler produktiver Effizienz die Durchführung eines kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes. Dieser wird durch die Verarbeitung sämtlicher Informationen über Kostenfunktionen aller Kraftwerke, ihrer Fahrrestriktionen, der Lastprognose für EE, der Wahrscheinlichkeitsfunktionen für Kraftwerksausfälle sowie Abweichungen vom prognostizierten Verbraucherlastgang erzielt. Das Ergebnis einer Marktkoordination ist produktiv und kurzfristig umso effizienter, je weiter die jeweiligen Kosten denen des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes angenähert werden können.

Die Anwendung des auf Strommärkte bezogenen SVE-Ansatzes zur Bearbeitung der Problemstellung dieser Arbeit erfolgt für die Elemente der Marktstruktur separat. So werden die Marktarchitektur, die Durchführungsregeln, die Regulierung der Versorgungssicherheit sowie die Form der Marktintegration jeweils separat daraufhin untersucht, welches Marktverhalten und welches Marktergebnis eine bestimmte Ausgestaltungsform nach sich zieht. In einigen Fällen ergibt sich hier die absolute Überlegenheit einer bestimmten Ausgestaltungsform, in anderen ist das Marktverhalten und Marktergebnis von weiteren Parametern abhängig. Schließlich ergeben sich für unterschiedliche Ausgestaltungsformen Wirkungen auf das Marktergebnis, die unterschiedliche Dimensionen betreffen (z. B. langfristige vs. kurzfristige Effizienz). Im Rahmen der Diskussion der Wirkungsbeziehungen zwischen den Elementen im SVE-Modell wird daher herausgearbeitet, welche Trade-Offs bei der Auswahl einer Ausgestaltungsform gelten.

Die Analyse von Marktergebnissen der deutschen Marktstruktur dient zur Konkretisierung der zuvor allgemein abgeleiteten Zusammenhänge. Sie erfolgt nach dem gleichen Analyseschema.

Nach der Identifizierung von Trade-Offs kann am Beispiel Deutschlands eine Bewertung verschiedener Regulierungsalternativen unter der Randbedingung einer Erhöhung des Anteils von EE vorgenommen werden. Aufgrund der zahlreichen Besonderheiten des Gutes Strom und der daraus folgenden komplexeren Koordinationsaufgaben können Regulierungsansätze im Strommarkt jedoch nicht auf Basis einer Annäherung an einen „First Best“ Fall beurteilt werden, denn der Vergleich des Nettonutzens konkreter institutioneller Arrangements beziehungsweise Markteingriffe ist in praktischen Fällen schwierig. Die Schwierigkeiten liegen in der Anzahl unterschiedlicher Wirkungsfelder sowie in Problemen der Quantifizierung der Wirkungen begründet. Statt eine Abwägung des Nettonutzens verschiedener Regulierungsmodelle zu versuchen, werden die Effekte verschiedener diskreter Regulierungsvarianten beziehungsweise Marktarchitekturen qualitativ beschrieben. Somit wird in dieser Arbeit ein komparativ-institutioneller Ansatz verfolgt, bei dem konkrete institutionelle Arrangements miteinander verglichen

werden²¹. Die Durchführung des Vergleichs der Varianten erfolgt unter Berücksichtigung kurzfristiger und langfristiger Auswirkungen sowie der Durchsetzbarkeit im aktuellen politischen Umfeld in Deutschland.

Da in Bezug auf Investitionen und Forschung und Entwicklung dynamische Anreizwirkungen ebenfalls Bewertungskriterien für alternative Marktgestaltungen sind, können Innovationsanreize aus einer innovationsökonomischen Perspektive betrachtet werden, bei der auch die Gebundenheit an Paradigmen beziehungsweise *technological guideposts* herausgestellt wird. An diesem Punkt entsteht nicht zuletzt eine Schnittstelle zur Technikgeneseforschung der Techniksoziologie. Die Schwierigkeiten von Entscheidung über die dynamische Effizienz von Regulierungseingriffen angesichts des Innovationspotentials und der Möglichkeit der autonomen Schaffung von Institutionen durch den Markt wird von der evolutionären Institutionenökonomik herausgestellt.²² In dieser Arbeit werden dynamische Aspekte nur ansatzweise vertieft.

1.4 Aufbau der Arbeit

Zur Beantwortung der Fragestellung müssen, wie dargestellt, die bisher weitgehend separat behandelten Themengebiete der technischen Integration von EE einerseits und die Betrachtung der wirtschaftlichen Mechanismen auf den Strommärkten zusammengeführt werden. Die Vorgehensweise ist dabei wie folgt:

Nach einer Darstellung der Koordinationsaufgaben des Elektrizitätsversorgungssystems im Hinblick auf die Integration von EE wird das Problem der Marktgestaltung von Elektrizitätsmärkten zunächst allgemein erörtert. Für das Beispiel Deutschland werden anschließend die konkreten Koordinationsaufgaben betrachtet, die aktuelle Marktgestaltung analysiert und auf dieser Basis dann Empfehlungen für Veränderungen abgeleitet.

Konkret ist die Arbeit wie folgt gegliedert:

- In Kapitel 2 erfolgt eine Darstellung der Koordinationsaufgaben im Elektrizitätsversorgungssystem, die durch EE beeinflusst werden. Dazu wird eine Systemanalyse des Elektrizitätsversorgungssystems durchgeführt, in der ausgehend von technischen Rahmenbedingungen die Systemelemente und Marktteilnehmer mit ihren technischen und ökonomischen Beziehungen vorgestellt und die Auswirkungen der Integration von EE herausgestellt werden.
- In Kapitel 3 werden in allgemeiner Form mögliche Ausgestaltungsformen der Marktarchitektur für die Erfüllung kurz- und langfristiger Koordinationsaufgaben von Strommärkten dargestellt. Daneben werden grundsätzlich mögliche Wege einer Integration von EE in den Strommarkt aufgezeigt.
- Nach dieser allgemeinen Darstellung wird in Kapitel 4 der Fokus auf Deutschland gerichtet und die deutsche Marktstruktur und -architektur sowie die gesetzlich festgelegte Integrationsform von EE betrachtet. Diese Betrachtung dient auch als Interpretationshilfe der in diesem Kapitel dargestellten

²¹ Vgl. vertiefend zu dem *Comparative Institutional Approach* Joskow, P. L. (1995), S. 256, Fritsch, M., Wein, T. und Ewers, H.-J. (2001), S. 367.

Marktergebnisse aus dem ersten Regelenergiemarkt in Deutschland. Aus der Analyse werden Veränderungsschwerpunkte deutlich, die in konkreten Vorschlägen für die Modifikation der Marktgestaltung und Integrationsform von EE in Deutschland münden.

- Kapitel 5 schließlich fasst die Ergebnisse der Arbeit zusammen und gibt einen Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf.

²² Vgl. vertiefend dazu Geue, H. (1997).

2 Koordinationsaufgaben im Elektrizitätsversorgungssystem durch die Integration von Erneuerbaren Energien

Die Koordinationsaufgaben, die in einem Elektrizitätsversorgungssystem durch die Integration von EE entstehen, sind besondere Ausprägungen der allgemeinen Koordinationsaufgaben, die in jedem Elektrizitätsversorgungssystem durchzuführen sind. Sie sind Resultat der Besonderheiten des Gutes Strom. Die Koordinationsaufgaben stellen ein Bindeglied zwischen den „grundlegenden Merkmalen“ (*Basic conditions*) des SVE-Ansatzes und den Koordinationsinstrumenten dar, die Bestandteil der Marktstruktur sind.

Da Veränderungen der Koordinationsaufgaben durch die Integration Erneuerbarer Energien die Wahl der Marktinstrumente beeinflussen, wird in diesem Kapitel eine modellhafte Darstellung entwickelt, mit deren Hilfe die Koordinationsaufgaben systematisiert und Veränderungen dargestellt werden können. Dazu werden zunächst Grundlegenden Merkmale eines Elektrizitätsversorgungssystems erläutert, die die Rahmenbedingungen für die Koordinationsaufgaben bilden. Im Anschluss wird das Modell überblicksartig dargestellt. Schließlich erfolgen eine detaillierte Hinterlegung der im Modell dargestellten Elemente und die Beschreibung der Auswirkungen der Integration von EE.

2.1 Rahmenbedingungen der Koordinationsaufgaben

2.1.1 Besonderheiten des Gutes Strom und des Elektrizitätsversorgungssystems

Elektrischer Strom ist eine Austauschenergie und als solche nicht speicherbar²³. Die Fortleitung muss über ein Leitungsnetz erfolgen, das den Impuls des Stromflusses mit Lichtgeschwindigkeit überträgt. Der Stromfluss erfolgt in einem vermaschten Netz in einem den Leiterwiderständen umgekehrt proportionalen Verhältnis (Kirchhoff'sches Gesetz) und ist damit schwer steuerbar. Bei Strom handelt sich um ein homogenes Gut, bei dem es nicht möglich ist, die aus dem Netz entnommene Elektrizität technisch einem bestimmten Erzeuger zuzuordnen.

Das Elektrizitätsversorgungssystem besteht aus den technischen Einrichtungen aller Akteure der Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung²⁴ Verteilung²⁵ und Umwandlung auf der Nachfrageseite. Aus den physikalischen Eigenschaften der Elektrizität folgt eine durch den Stromfluss bedingte gegenseitige Beeinflussung dieser Elemente: Für jeden Akteur besteht in weiten Grenzen die Möglichkeit, Strommengen einzuspeisen oder zu entnehmen und damit ohne vorhergehende Koordination das Verhalten der anderen

²³ Elektrizitätsspeicher funktionieren auf Basis der temporären Umwandlung in andere Energieformen wie potentielle, kinetische oder innere Energie eines Stoffes und sind daher mit teilweise hohen Verlusten behaftet, die die Wirtschaftlichkeit stark einschränken. Dazu ausführlicher Kapitel 2.1.4

²⁴ Hoch und Höchstspannungsebene (110 kV beziehungsweise >110 kV).

²⁵ Mittel- und Niederspannungsebene (10 kV < 110 kV beziehungsweise <10 kV).

Akteure zu beeinflussen²⁶. Da aufgrund der Nichtspeicherbarkeit von Elektrizität keine Diskrepanzen zwischen Bereitstellung und Verbrauch auftreten können, würde eine völlige Inflexibilität aller übrigen Akteure zu Großstörungen führen, welche die miteinander verbundenen Netzteile und somit wiederum alle Akteure betreffen²⁷. Aufgrund dieser Nicht-Ausschließbarkeit einzelner Akteure, also aufgrund des Vorliegens einer Netzexternalität, erhält die Zuverlässigkeit des Systems den Charakter eines öffentlichen Gutes. Sie muss durch eine übergeordnete Instanz reguliert werden, die eine Mindestflexibilität des Gesamtsystems sicherstellt.

Neben den physikalischen Eigenschaften sind die volkswirtschaftlichen und sozialen Bedeutungen des Gutes Elektrizität hervorzuheben: Für die industrialisierte Gesellschaft des Informationszeitalters ist Elektrizität nicht substituierbar und mittlerweile unerlässlich für nahezu jegliche wirtschaftliche Aktivität.²⁸ Weiterhin relevant und bereits erwähnt wurden die besonderen Umweltbelastungen, die sich aus der Umwandlung von Primärenergieträgern zu Strom in Wärmekraftwerken ergeben. Elektrizität als Handelsgut und damit das Elektrizitätsversorgungssystem weist damit eine Anzahl von Besonderheiten auf, wie sie in wenigen Industrie anzutreffen ist²⁹.

Netzgekoppelte EE als integrierter Bestandteil des Elektrizitätsversorgungssystems stehen somit in zahlreichen Beziehungen zu den anderen Systemelementen, ebenso wie jede andere Erzeugungseinrichtung auch. Diese Interdependenz führt zu der Notwendigkeit, die Koordinationsaufgaben im Elektrizitätsversorgungssystem allgemein zu betrachten und anschließend auf die speziellen Erfordernisse der Integration zu schließen. Die Darstellung der sich aus diesen besonderen Eigenschaften von Elektrizität ergebenden Koordinationsaufgaben in diesem Kapitel gliedert sich wie folgt: Zunächst erfolgt die Darstellung der Dimensionen der Versorgungszuverlässigkeit, welche die Randbedingung für die Koordination der Systemelemente bildet. Anschließend werden die Charakteristika von Elektrizitätsnachfrage und -angebot herausgestellt und daraus die kurz- und langfristigen Koordinationsaufgaben abgeleitet. Die durch die EE bedingten Koordinationsaufgaben werden dabei besonders herausgestellt.

2.1.2 Dimensionen der Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ist eine entscheidende Randbedingung für die Durchführung von Koordinationsaufgaben. Dies gilt insbesondere bei der Integration der in dieser

²⁶ So muss beispielsweise eine Erhöhung der Stromentnahme automatisch zu einer Erhöhung der Erzeugungsleistung führen, ohne dass eine direkte vorherige Koordination zwischen Erzeuger und Nachfrager stattgefunden hat.

²⁷ Diskrepanzen treten in Drehstromnetzen zunächst in Form von Frequenzänderungen in Erscheinung, die daraus resultieren, dass die Rotationsenergie der synchron drehzahlgekoppelten Massen (Turbosätze der Generatoren und Synchronmaschinen) zum Ausgleich verwendet wird. Wenn der Synchronlauf der Generatoren beeinträchtigt wird, können unkontrollierbare Schwingungen im Netz auftreten, die alle Systemelemente beschädigen können.

²⁸ vgl. weiterführend dazu Midtun, A. (1997), S. 4.

²⁹ Ein Großteil der Besonderheiten, die der Elektrizitätsmarkt aufweist, trifft auch für die Flugtransportindustrie zu, insbesondere folgende Aspekte: Volkswirtschaftliche Bedeutung, externe Effekte, teilweise stochastische Nachfrage, Kapital und Brennstoffintensität, Nichtspeicherbarkeit (daraus folgend die Bedeutung des später besprochenen

Arbeit von EE mit stochastischer Einspeisecharakteristik, die in der öffentlichen Debatte als „unzuverlässig“ gelten. Daher müssen die in dieser Arbeit verwendeten Begriffe für Versorgungszuverlässigkeit zunächst definiert werden.

2.1.2.1 Technische Definitionen

Die Zuverlässigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems lässt sich allgemein als die Wahrscheinlichkeit definieren, dass das System die ihm zugewiesenen Funktionen innerhalb eines gegebenen Zeitraums erfüllt³⁰. Damit muss die Funktionsfähigkeit aller oben angesprochenen Systemelemente gegeben sein. Da in dieser Arbeit Elektrizitätsnetze nur am Rande behandelt werden, wird im Folgenden vor allem auf Zuverlässigkeitsaspekte der Erzeugung eingegangen.³¹ Eine Erhöhung der Zuverlässigkeit wird durch die Verwendung von Systemkomponenten mit niedrigerer Ausfallwahrscheinlichkeit oder durch redundante Bereitstellung (z.B. Reservekapazität) erzielt, was weitere Kosten verursacht.

Die Bereitstellung von Reservekapazität allein ist jedoch zur Erhöhung der Systemzuverlässigkeit nicht ausreichend, da auch sichergestellt sein muss, dass die Reserve einsatzbereit ist. Diesem Umstand wird durch die Unterscheidung von zwei Aspekten der Zuverlässigkeit Rechnung getragen. Die Schaffung der Voraussetzung für den Einsatz der Reserve in Form der Bereitstellung von Reservekapazität wird als Sicherstellung der Adäquatheit der Reserve oder *Generation Adequacy* bezeichnet.³² Sie folgt einer statischen Betrachtung und impliziert, dass die insgesamt installierte Kapazität jederzeit der erwarteten Last entspricht. Davon abzugrenzen ist der kurzfristige Aspekt die Einsatzsicherheit oder *Generation Security*³³. Diese impliziert, dass das System funktionsfähig bleibt, wenn Störungen auftreten, also die Reservekapazität einsatzfähig ist und ihren Zweck erfüllt. Sie betrachtet somit das dynamische Verhalten zwischen verschiedenen Systemzuständen.³⁴ Die *Generation Adequacy* ist somit die Voraussetzung der *Generation Security*, die für die Versorgungszuverlässigkeit letztendlich ausschlaggebend ist. Eine Zuverlässigkeitsbetrachtung, die sich allein auf die Betrachtung der *Generation Adequacy* beschränken würde, wäre zwangsläufig unvollständig.

Die bisher angestellte Zuverlässigkeitsbetrachtung lässt sich auf die Verbraucherseite ausdehnen, wobei hierbei lediglich dem kurzfristigen Aspekt Bedeutung zukommt. Denkbar wäre, ergänzend zur Betrachtung der *Generation Security* eine *Consumption Security* zu definieren, womit die Fähigkeit der Last gemeint sein würde, kurzfristig gezielt veränderbar zu sein, wenn dies von anderen Akteuren verlangt wird.

scheduling und der Kapazitätsauslastung), hohe Kosten bei Störungen und Unfällen, Abhängigkeit von moderner Technologie, Systemdienstleistungen etc. Wilson, R. (1998) S. 4.

³⁰ Bazovsky, I. (1961), zitiert in Billinton, R. und Allan, R. N. (1996).

³¹ Die tatsächlichen Stromausfälle werden allerdings in 85 % der Fälle durch Fehler in der Verteilungsebene verursacht. Hirst, E. (2000).

³² Zur Methodik Berechnung der notwendigen Reserveleistung vgl. grundsätzlich Billinton, R. und Allan, R. N. (1996).

³³ Diese Unterscheidung, die aus der Nordamerikanischen Elektrizitätswirtschaft und dem dort für die Zuverlässigkeit federführendem North American Electric Reliability Council (NERC) stammt (vgl. North American Reliability Council (1996)), wurde im Jahr 2002 auch von der Europäischen „Union for the Coordination of Transmission of Electricity“ (UCTE) übernommen und der jährlich herausgegebene „Power Balance forecast“ in „System Adequacy Forecast“ umbenannt. (vgl. UCTE (2002)).

Eine weitere Möglichkeit für die Definition von Zuverlässigkeitskriterien ist die unmittelbare Festlegung von Richtlinien für die Installation von technischen Redundanzen. Ein Beispiel für ein primär technikorientiertes Zuverlässigkeitskriterium ist das (n-1) Kriterium, das vor allem bei der Planung und Steuerung von Elektrizitätsnetzen Verwendung findet. So ist im deutschen TransmissionCode folgendes festgelegt: „Der Übertragungsnetzbetreiber legt im Rahmen der Planung sein Netz nach dem (n-1)-Kriterium für die prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben aus. Das (n-1)-Kriterium ist erfüllt, wenn nach störungsbedingten Ausfällen von Netzbetriebsmitteln ausgeschlossen kann, dass u.a. dauerhafte Grenzwertverletzungen der Netzbetriebsgrößen und Betriebsmittelbeanspruchungen stattfinden oder die Notwendigkeit einer Änderung oder Unterbrechung von Übertragungen besteht [...]“.³⁵

2.1.2.2 Regulierung der Versorgungszuverlässigkeit

Die Definition eines ökonomischen Kriteriums für die Höhe der zu fordernden Systemzuverlässigkeit ist nicht einfach. Auf den meisten Märkten kann der Verbraucher ein gewünschtes Zuverlässigkeitsniveau wählen. Seine marginale Zahlungsbereitschaft für die Sicherstellung dieses Zuverlässigkeitsniveaus würde seinen marginalen Kosten des Ausfalls entsprechen. Aufgrund der Netzexternalität der Nicht-Ausschließbarkeit ist die individuelle Zuverlässigkeitswahl jedoch nicht möglich. Es lässt sich jedoch ein Optimalitätskriterium für das System aufstellen. Somit muss die zwangsläufig aggregierte Systemsicherheit im optimalen Fall in einem Ausmaß bereitgestellt werden, dass die aggregierten marginalen Kosten von Maßnahmen den aggregierten marginalen Kosten des Systemzusammenbruchs entsprechen.³⁶

Da der individuelle Koordinationsmechanismus versagt, muss eine Quantifizierung auf gesamtwirtschaftlicher Ebene vorgenommen werden. Die Kosten des Systemzusammenbruchs werden mit dem Terminus *Value of Lost Load (VoLL)* bezeichnet. In einer Reihe von Untersuchungen wurde versucht, sie zu quantifizieren. Sie befinden sich in einer Größenordnung von mehreren Tausend €/MWh. Die Bandbreite der ermittelten Kosten ist jedoch sehr groß.³⁷

Die Festlegung des für alle Systemelemente gültigen Zuverlässigkeitsniveaus beeinflusst Kostenstrukturen und damit die Marktstruktur. Dies würde dafür sprechen, sie als grundlegendes Merkmal eines Elektrizitätsversorgungssystems einzuordnen. Andererseits wird sie in der Regel durch eine verantwortliche Institution wie z. B. den Systembetreiber oder einen Regulator festgelegt. Damit wäre sie gemäß dem SVE-

³⁴ Billinton, R. und Allan, R. N. (1996), S. 8 ff.

³⁵ Vgl. VDN (2003).

³⁶ Vgl. Baughman, M. L., Siddiqi, S. N., und Zarnikau, J. W. (1997), S. 498 f., Singh, H. (1999), Prada, J. F. und Ilic, M. D. (1999). Unterschiedliche Zuverlässigkeitsniveaus ergeben sich allerdings aufgrund verschiedener Netztopologien im Verteilnetzbereich, die in dieser Arbeit nicht betrachtet werden.

³⁷ Für Studien zu Quantifizierung des VoLL vgl. Munasinghe, M. (1979), Börnick, S. und Schwab, A. J. (2002), methodische Fragen der Ermittlung behandeln Kariuki, K. K. und Allan, R. N. (1996). Praktisch relevant wurde die Quantifizierung des VoLL in verschiedenen Market Designs: Im englischen Poolsystem (1990-2001) wurde ein VoLL von 2000 £/MWh unterstellt, im Australischen National Electricity Market ein VoLL von 16.000 US\$/MWh. Die EU Kommission schätzt die Kosten eines eintägigen Stromausfalls in einem größeren EU-Mitgliedsstaat auf 5 bis 10 Mrd. €, vgl. EU Kommission (2003), S. 19.

Ansatz ein Bestandteil der Marktstruktur. In dieser Arbeit wird sie der Marktstruktur zugerechnet, da ihre regulatorische Festlegung ein wichtiges Untersuchungsobjekt ist.

2.1.3 Charakteristika der Elektrizitätsnachfrage

In einem durch Messeinrichtungen abgegrenzten geographischen Gebiet ergibt sich die vom Erzeugungssystem zu deckende Last für dieses Gebiet als Summe aller Verbraucherlasten. Die den Kraftwerkseinsatz bestimmenden Eigenschaften der Last wie Lastverlauf, Prognostizierbarkeit und die Geschwindigkeit der Laständerung beeinflussen die Koordinationsaufgaben und werden im Folgenden genauer untersucht. Anschließend wird auf Möglichkeiten der Beeinflussung der Last durch Preisgestaltung eingegangen.

2.1.3.1 Physische Aspekte: Lastverlauf

Die detaillierte Betrachtung von Determinanten des Lastverlaufs schafft die Grundlage für die Übertragung der Determinanten auf die Lastcharakteristik von EE, und schafft somit die Voraussetzung für eine gemeinsame Betrachtungsperspektive der Koordinationsaufgaben.

Die modellhafte Beschreibung des Lastverlaufs von Verbrauchern über die Zeit kann mit Hilfe eines stochastischen Prozesses mit einem deterministischen und einem stochastischen Anteil erfolgen. Der deterministische Anteil besteht aus einer Überlagerung von saisonalen, wöchentlichen und täglichen Lastgängen, die unmittelbar aus der Veränderung der Witterung beziehungsweise aus dem Produktionsrhythmus hervorgehen. Weiterhin lassen sich mehrjährige Zyklen analog zum Konjunkturverlauf sowie ein langfristiger Trend zu höherer Stromintensität der Wirtschaft insgesamt beobachten. Im Zeitbereich unterhalb einer Viertelstunde ist der Lastverlauf völlig stochastisch. Witterung und Produktionsrhythmus sind auch für die Autokorrelation des stochastischen Anteils verantwortlich. Dies bedeutet, dass die Ausprägungen zeitlich aufeinander folgender Zufallsvariablen voneinander abhängen und die Fehler der Lastprognose somit über einen bestimmten Zeitraum konstant sind.³⁸

Die Eigenschaften einer Summenlast verändern sich mit der räumlichen Ausdehnung des betrachteten Gebietes: Bei sehr großer räumlicher Ausdehnung kommt es zu Ausgleichswirkungen unterschiedlicher Zeit- und Klimazonen, die die deterministischen Saison-, Wochen- und Tageszyklen betreffen. Für die Nutzung derartiger Ausgleichseffekte müssen allerdings mehrere tausend Kilometer überbrückt werden³⁹. Die Aggregation vieler Verbraucher zu einer Summenlast führt aufgrund von Durchmischungseffekten zu einer

³⁸ Dieser Zusammenhang wird von Machate als zeitintegrale Abhängigkeit zwischen aufeinanderfolgenden Fehlern der Tageslastprognose beschrieben und näherungsweise exponentialverteilt mit einem Erwartungswert von ca. 2 h angenommen. Machate, R.-D. (1979) zitiert in Roggenbau, M. (1999), S. 11. In einem am MIT entwickelten Modell zur stochastischen Modellierung von Elektrizitäts-Spotpreisen wird die Autokorrelation des stochastischen Anteils der Last über ein Mean-reversion Prozess modelliert, der nach Wetterschocks die Last auf ein typisches Niveau zurückführt. Vgl. dazu Skantze, P., Gubina, A. und Ilic, M. (2000), S. 13ff.

³⁹ Dazu wird die Technik der Hochspannungs-Gleichstromübertragung nötig. Die benötigte Umrichterleistung erreichte in Szenarioanalysen Werte über 750 GW, was grob der Hälfte der installierten Kraftwerksleistung entspricht. Czisch, G. und Trieb, F. (2002), S. 28f.

Verringerung des stochastischen Anteils. Nach Roggenbau liegt die Standardabweichung für die Tageslastprognose bei Systemen von etwa 25 GW Spitzenlast hier bei 2 bis 7 % und ist näherungsweise umgekehrt proportional zu der Wurzel der Höhe der Spitzenlast.⁴⁰

Die Betrachtung von maximalen positiven und negativen Lastgradienten setzt zunächst die Wahl eines Zeitintervalls voraus, innerhalb dessen die Lasthöhe gemittelt wird. In bereits durchgeführten Untersuchungen sind Intervalle von 15 Minuten bis 1 Stunde verwendet worden, wobei die Wahl mit der Charakteristik der jeweils eingesetzten Erzeugungsleistung begründet wurde, die die entsprechenden Laständerungsraten mitfahren muss.⁴¹ Auch hier zeigt sich der Effekt der Aggregation deutlich: Während die Lastgradienten bei der Betrachtung eines einzelnen Verbrauches mehrere 100 % der installierten Leistung pro Stunde betragen können, verringern sie sich bei der Betrachtung eines 10 GW Systems auf 13 bis 16 % der installierten Leistung pro Stunde.

2.1.3.2 Wirtschaftliche Aspekte: Preiselastizität

Für die Beurteilung der Wirksamkeit des Marktpreises als Koordinationsinstrumenten sind die Auswirkungen von Preisänderungen auf die Höhe der Last von Bedeutung. Die Preiselastizität der Elektrizitätsnachfrage kann aus einer kurzfristigen und einer langfristigen Perspektive betrachtet werden. Die kurzfristige Preiselastizität beschreibt die Abhängigkeit der Last vom Preis bei gegebener Verbrauchsgeräteausstattung, während bei der langfristigen Preiselastizität die Geräteausstattung als veränderbar angenommen wird. Beispiele für Ansätze dieser Art sind Dennerlein, R. K. H. (1987) und Dubin, J. und McFadden, D. (1984). Da diese Untersuchungen nur die Reaktion auf eine Veränderung des Preisniveaus betrachten, beantworten sie nicht die Frage der Reaktion der Nachfrage auf eine Veränderung der zeitlichen Preisstruktur. Untersuchungen dieses Aspektes sind mit der Schwierigkeit behaftet, dass kurzfristige (untertägige) Preisschwankungen trotz überzeugender theoretischer Vorarbeit durch Vickrey Anfang der 70er Jahre⁴² bisher kaum an die Verbraucher weitergereicht wurden und die verbrauchsseitige Mengenanpassung daher fast nur im experimentellen Umfeld untersucht wird.⁴³ Dabei kommen zwei Grundmodelle zum Einsatz: Statische zeitvariable Tarife (*Time-of-use – TOU*), bei denen Zeitperioden und zugehörige Preise fix definiert werden und dynamische Tarife (*Real-time-pricing – RTP*), bei denen der Tarif in Abhängigkeit vom jeweils gültigem Großhandelspreis festgelegt wird und z. B. stündlich differiert.⁴⁴

Versuche mit zeitvariablen Tarifen werden seit Beginn der achtziger Jahre durchgeführt.⁴⁵ Die hier erzielten Ergebnisse sind jedoch nur eingeschränkt auf reale Anwendungsfälle übertragbar, da längerfristige

⁴⁰ Roggenbau, M. (1999), S. 10.

⁴¹ Vgl. zur Wahl des Messintervalls Hirst, E. und Kirby, G. (2000), S. 3 und Lux, R., Sontow, J. und Voß, A. (1999), S. 74.

⁴² Vgl. dazu den grundlegend Vickrey, W. (1971).

⁴³ Eine Analyse von Elementen zeitvariabler Tarife in bestehenden Tarifen findet sich in Berger, A. W. und Scheweppe, F. C. (1989).

⁴⁴ Vgl. dazu auch Borenstein, S., Jaske, M. und Rosenfeld, A. (2002).

⁴⁵ Ein umfangreicher Überblick über die Ergebnisse der Feldstudien ist in EPRI (1995) sowie in Rehm, M. (1999) zu finden. Einige Beispiele für deutsche Feldstudien sind die der Bewag (TOU) vgl. Hanitsch, R. et al. (1993), zum Eckernförder (RTP) vgl. Energiestiftung Schleswig Holstein (1997).

Anpassungsprozesse schwierig simuliert werden können. Das Verhalten der Akteure kann sich - etwa durch Gewöhnungseffekte – ändern, oder neu entwickelte Gerätetechnologien können die Optimierung des Verbraucherverhaltens erleichtern. Diese dynamischen Eigenschaften müssen in Untersuchungen der Preiselastizität einbezogen und lang- und kurzfristige Effekte als Reaktion auf Veränderungen der zeitlichen Preisstruktur separiert werden.

2.1.3.3 Verbrauchsseitige Produktdifferenzierung nach Herstellungseigenschaften

Zu erwähnen sind zwei ergänzende, wirtschaftliche Aspekte der Elektrizitätsnachfrage. Obwohl in einem vermaschten Netz aus physikalischer Sicht die Zuordnung einzelner Erzeuger zu einzelnen Verbrauchern nicht möglich ist, ist dies auf der Ebene der wirtschaftlichen Transaktion durchaus möglich. Dies ist insofern relevant, als dass für bestimmte Verbraucher die Erzeugungsart und insbesondere die mit der Erzeugung verbundenen Umweltwirkungen ein Entscheidungskriterium für den Abschluss von Transaktionen darstellen können.⁴⁶ Dieser Aspekt ist im Zusammenhang mit der geplanten Umsetzung von Quotenregelungen, welche die Begrenzung des CO₂ -Ausstoßes bezwecken, bedeutsam. Auch hier wird die Erzeugungstechnologie von der Nachfrage beeinflusst.

Die Präferenz einer Erzeugungsart muss noch in einer weiteren Dimension festgelegt werden. Neben der Wahl der Erzeugungstechnologie oder eines Emissionswertes ist von Bedeutung, in welchem Zeitraum eine Übereinstimmung der gelieferten mit den erzeugten Strommengen vorliegen muss. Bei einer geforderten Echtzeitlieferung wird das Intervall mit dem üblichen Messintervall (z. B. 15 min.) übereinstimmen; oft wird aber nur die jährliche Übereinstimmung der Energiemengen gefordert.

2.1.4 Charakteristika des Elektrizitätsangebotes

Die zur Deckung der nachgefragten Last eingesetzten Kraftwerkstechnologien als Anbieter von Elektrizität weisen unterschiedliche Eigenschaften auf. In diesem Unterkapitel sollen die wesentlichen Unterschiede von konventionellen Kraftwerken und EE dargestellt werden. Wesentliche Merkmale in diesem Zusammenhang sind die Einheitengröße, die Kostenstruktur sowie die Investitions- und Betriebsflexibilität.

Unter konventionellen Kraftwerken sollen nachfolgend Kraftwerke verstanden werden, die einen fossilen Primärenergieträger in elektrische Energie umwandeln. EE dagegen wandeln eine Primärenergieform in Elektrizität um, die quasi unerschöpflich ist (Sonneneinstrahlung, Windenergie, Gezeitenenergie)⁴⁷. Innerhalb dieser Arbeit wird als weiteres Abgrenzungskriterium die freie Verfügbarkeit der Primärenergie verwendet. Um eine größtmögliche Wirtschaftlichkeit zu erzielen, werden EE das kostenlose Primärenergieangebot so weit wie möglich ausnutzen, und ihre Stromerzeugung folgt damit dem zeitlichen

⁴⁶ Daher sieht beispielsweise die im Juni 2003 modifizierte EU Binnenmarkttrichtlinie Elektrizität eine Kennzeichnungspflicht für die Herkunft des Stromes vor, die Juli 2004 wirksam wird. Vergleiche vertiefend dazu auch Wüstenhagen, R. (1999).

⁴⁷ Zwischen konventionellen und EE gibt es zum Teil erhebliche Abgrenzungsschwierigkeiten. Diese sind zum Teil auf die Verwendung anderer Kriterien zurückzuführen (beispielsweise wird oft eine maximale Einheitengröße definiert –

Verlauf dieses Angebotes. Aus der meteorologischen Abhängigkeit des Primärenergieangebots geht eine mehr oder weniger ausgeprägte stochastische Charakteristik der Stromerzeugung hervor.⁴⁸ Im Fokus der Untersuchung stehen somit Wind- und Photovoltaikkraftwerke. Wasserkraftwerke lassen sich analytisch unterscheiden in einen Laufwasseranteil (der abhängig vom Laufwasserangebot und damit teilweise stochastisch ist) und einen reinen Speicheranteil, der keine Stromerzeugungsfunktion hat.

Kraftwerke im kleineren Leistungsbereich, die überwiegend Kraft-Wärme gekoppelt arbeiten (Blockheizkraftwerke - BHKW), weisen aufgrund der festen Relation zwischen Strom- und Wärmeproduktion und ihrer Steuerung nach der Außentemperatur ebenfalls eine teilweise stochastische Stromerzeugungscharakteristik auf. Da die Kosten des Primärenergieträgers jedoch nicht Null sind und sie prinzipiell die Möglichkeit der Steuerung der Stromerzeugung besitzen, werden sie in dieser Arbeit nur am Rande betrachtet.

2.1.4.1 Größe der Kraftwerkseinheiten

EE unterscheiden sich gegenüber konventionellen Kraftwerken vor allem hinsichtlich ihrer Stromerzeugungsleistung pro Anlage. Die wirtschaftlichen Größenordnungen von Wärmekraftwerken liegen im Bereich von einigen Hundert MW. Dem gegenüber beträgt die Durchschnittsleistung von neu installierten Windgeneratoren 1-2 MW. Photovoltaik-Kraftwerke bewegen sich selten in einem Leistungsbereich größer als 1 MW. Lediglich einzelne geplante Offshore-Windenergieparks werden in Zukunft eine Gesamtleistung in der Größenordnung von über 100 MW erreichen.

In der historischen Entwicklung der Blockgrößen von Kraftwerken ist seit Beginn der neunziger Jahre eine Trendumkehr beobachtbar. Stiegen die Blockgrößen konventioneller Kraftwerke vom Beginn der Elektrizitätswirtschaft (1882 in Deutschland) bis in die 19achtziger Jahre kontinuierlich an, was auch durch politische Entscheidungen bedingt war,⁴⁹ so wurde dieser Trend zu Beginn der neunziger Jahre durch die Entwicklung von kombinierten Kraftwerken gebrochen. Durch hohe Wirkungsgrade auch bei kleineren Blockgrößen wirtschaftlich und weisen zudem eine größere Betriebsflexibilität auf.⁵⁰

insbesondere bei Wasserkraft), weiterhin wird oft die Nutzung von Energie aus Siedlungs- und Gewerbeabfällen als erneuerbar bezeichnet.

⁴⁸ Die stochastischen Anteile können sehr klein sein, wie Grubb bemerkt. (Grubb, M. J. (1987), S. 1.4). Beispielsweise verwenden geothermische Kraftwerke sowie Meereswärme- und Meeresströmungskraftwerke Energiequellen, die quasi keine Angebotsschwankungen aufweisen.

⁴⁹ Der so genannte „300-Megawatt-Erlass“, eine Empfehlung des Bundesministers für Wirtschaft, der am 21.7.1964 in Kraft trat, beinhaltete, dass aus Gründen des Gemeinwohls die Genehmigung für kleinere Anlagen zu untersagen sei. Seit 1973 gingen Bestrebungen dahin, diese Grenze auf 600 MW und für Kernkraftwerke auf 1200 MW heraufzusetzen. Zängl, W. (1989), S. 267f.

⁵⁰ Prominentestes Beispiel sind die Gas- und Dampfkraftwerke (GuD), die durch die Kombination von Gas- und Dampfturbinenprozess höhere Wirkungsgrade bei niedrigeren Investitionskosten erreichen als konventionelle Dampfkraftwerke. Allerdings sind sie auf Gas oder Öl als Brennstoff angewiesen und ihre Wirtschaftlichkeit ist somit stark von der schwierig prognostizierbaren Preisentwicklung auf diesen Märkten abhängig. Vgl. dazu Krämer, M. (2003).

2.1.4.2 Kostenstruktur von Kraftwerken

Abhängig vom Primärenergieträger und Umwandlungstechnologie ergeben sich für konventionelle Kraftwerke sehr unterschiedliche Verhältnisse von fixen und variablen Anteile innerhalb der Stromgestehungskosten. Für EE liegen die variablen Kosten (lediglich energiemengenabhängige Wartungskosten) definitionsgemäß bei nahe Null. Für die Wirtschaftlichkeit entscheidend sind hier die Investitionskosten sowie der Benutzungsgrad. Für Windkraftanlagen liegen die Investitionskosten in einer Größenordnung von rund 1000 €/kW; der winddargebotsabhängige Benutzungsgrad erreicht in günstigen Fällen 20 %. Für konventionelle Kraftwerke liegt das Spektrum zwischen den Extremwerten von Kernkraftwerken (spezifische Investitionskosten rund 1500 bis 3000 €/kW, variable Stromgestehungskosten rund 12 €/MWh) und gasgefeuerten Gasturbinenkraftwerken (spezifische Investitionskosten rund 350 €/kW, variable Stromgestehungskosten rund 30 €/MWh).⁵¹

2.1.4.3 Betriebszuverlässigkeit und Erzeugungslastgänge von Erneuerbaren Energien

Aufgrund der Nichtspeicherbarkeit von Strom ist zur Koordination von Erzeugung und Verbrauch die Prognose von Erzeugungsleistung und Last erforderlich. Daher werden hier zunächst die für die Prognose der Erzeugungsleistung relevanten Eigenschaften von Kraftwerkstechnologien dargestellt.

Die Größenordnung der durch Störfälle oder geplante Revisionszeiten bedingten Nicht-Verfügbarkeit von Kraftwerken stellt weiteres Unterscheidungsmerkmal von Kraftwerkstechnologien. Die Betriebszuverlässigkeiten verschiedener Typen thermischer Großkraftwerke bewegen sich etwa in der gleichen Größenordnung. Nur vergleichsweise kleine Gasturbinenanlagen weisen deutlich schlechtere Zuverlässigkeitskennwerte auf.⁵²

Die Betriebszuverlässigkeit von EE lässt sich differenziert untersuchen. Zunächst können Ausfallzeiten betrachtet werden, die analog der Betrachtung konventioneller Kraftwerken durch den technischen Ausfall von Systemkomponenten anfallen. Bedeutender ist jedoch die Betrachtung des stochastischen Anteils des Lastganges von EE. Er kann ebenfalls unter dem Aspekt der Betriebszuverlässigkeit interpretiert werden. So sind Abweichungen der Last von der Maximalleistung als teilweiser Kraftwerksausfall interpretierbar und werden damit analog dem teilweisen Ausfalls eines konventionellen Kraftwerksblock behandelt, der zu einer zwangsweisen Reduzierung der Leistung führt⁵³.

Die Prognosegüte von EE ist für die Koordination der Erzeuger im Rahmen der täglichen Kraftwerkseinsatzplanung von wesentlicher Bedeutung. Sie hängt von den Eigenschaften des Lastganges ab. Dieser anhand von vier Kriterien beschrieben werden. Es handelt sich hier um: den stochastischen Anteil des Lastganges, die Autokorrelation der stochastischen Anteile, die Zyklizität des deterministischen Anteils sowie die räumliche Kohärenz der Lastverläufe.

⁵¹ Die Zahlenwerte für Investitionskosten sind stark vom gewählten Berechnungsmodell abhängig und können daher nur als Anhaltswerte gelten.

⁵² Vgl. für Deutschland Nitsch, D., Schmitz, H. und VGB-Arbeitsgruppe (1995).

Beispielsweise zeigt Windenergie, die den höchsten stochastischen Anteil aufweist, einen nur schwach ausgeprägten deterministischen Jahres-, Saison- und Tagesgang. Jedoch zeigt sich aufgrund der Dauerhaftigkeit von Wetterlagen eine hohe Autokorrelation des stochastischen Anteils. Dies bedingt, dass Windenergie mit einer Standardabweichung des Prognosefehlers im Bereich von etwa 10-15 % prognostiziert werden kann.⁵⁴ Dieser Wert legt einen Prognosevorlauf von 24 Stunden zugrunde. Bei abnehmendem Prognosevorlauf verringert sich der Prognosefehler deutlich, bis er etwa zwei Stunden vor dem Prognosezeitpunkt sein Minimum erreicht⁵⁵.

Verschiedene Ansätze zur Erzeugungsprognose werden gegenwärtig parallel weiterentwickelt und konkurrieren untereinander. So werden Erzeugungsprognosen teilweise auf Basis von Wetterdaten, teilweise auf der von aktuellen Messwerten der Erzeugungsleistung erstellt. Die Prognosegüte hängt von der Größe und räumlichen Ausdehnung der betrachteten Generatoren ab.⁵⁶ Die Verbesserung der Prognosegüte bei wachsender räumlicher Ausdehnung betrifft vor allem kurzfristige Prognosen (etwa weniger als 12 Stunden vor dem Prognosezeitpunkt)⁵⁷.

2.1.4.4 Investitionsflexibilität von Kraftwerken

Zur späteren Darstellung von langfristigen Koordinationsaufgaben ist eine Betrachtung der Investitionsflexibilität bzw. das Ausmaß der Irreversibilität der Investition erforderlich. Sie beschreibt das Ausmaß des Wertverlustes beim Transfer der bei der Investition eingesetzten Ressourcen in eine andere Nutzung.⁵⁸ Dies gilt für konventionelle Kraftwerke wie für EE. Jedoch weisen die Technologien auch einige Unterschiede auf.

Die Mehrzahl der in heutigen Elektrizitätsversorgungssystemen eingesetzten konventionellen Kraftwerke zeichnen sich durch hohe Inflexibilität der Investitionen aus: Die Anlagen sind praktisch zu keinen anderen Zwecken einsetzbar, haben meist eine hohe Nutzungsdauer (20 bis 30 Jahre), und sind, wenn überhaupt, nur mit großem Aufwand räumlich verlagerbar. Kraftwerke unterscheiden sich erheblich hinsichtlich ihrer Planungs- und Errichtungszeiten, die zwischen wenigen Monaten (sehr kleine Einheiten) bis zu mehreren Jahren und im Einzelfall Jahrzehnten (Großkraftwerke) liegen können. Bezüglich der Errichtungszeiten lässt sich bei EE kein systematischer Unterschied zu konventionellen Kraftwerken feststellen. Auch sie sind stark von der Einheitengröße abhängig. Daneben beeinflussen umweltrechtliche Genehmigungsverfahren (bei EE vor allem die Inanspruchnahme von Flächen sowie Wassernutzungsrechte) die Bauzeit maßgeblich. Eine zunehmende Modularisierung der Bauweise sowie der Trend zu kleineren Einheiten haben in den letzten Jahren die Bauzeiten jedoch kontinuierlich sinken lassen.

⁵³ In der englischsprachigen Literatur wird ein solcher Teilausfall auch als *derated state* bezeichnet.

⁵⁴ Der Vergleich der Leistung verschiedener Verfahren zur Leistungsprognose von EE wird dadurch erschwert, dass zur Evaluation der Leistungsfähigkeit keine einheitlichen Kriterien angelegt werden. Vgl. dazu ausführlich Meyer, T.-P. (2002).

⁵⁵ Vgl. Hoppe-Klipper, M. (2004).

⁵⁶ Vgl. ISET (1998).

⁵⁷ Lange, M., Focken, U., und Heinemann, U. (2002), S. 14-15.

⁵⁸ Vgl. Fritsch, M., Wein, T. und Ewers, H.-J. (2001), S. 211.

2.1.4.5 Betriebsflexibilität von Kraftwerken

Volle Flexibilität von Kraftwerken würde bedeuten, dass bei ihrem Betrieb keine vorausschauenden Entscheidungen notwendig wären. In der Praxis bedingen Inflexibilitäten des Betriebs kurzfristige Koordinationsaufgaben.

Inflexibilitäten beim Betrieb eines Kraftwerks äußern sich in begrenzten Laständerungsraten, Mindestbetriebszeiten, Mindeststillstandszeiten und Verschlechterungen des Kraftwerkswirkungsgrades bei Teillastbetrieb⁵⁹. Bei thermischen Kraftwerken wird das Leistungsänderungsverhalten von Stromerzeugungsanlagen im Wesentlichen durch die Begrenzung des Temperaturgradienten und die Größe der Speicherwirkung der dickwandigsten Bauteile sowie durch die Trägheit von bewegten Komponenten bestimmt.

Ständige Leistungsänderungen, die über die Veränderung der Brennstoffzufuhr über den gesamten Regelbereich des Kraftwerks funktionieren, lassen bei konventionellen Kohlekraftwerken Lastgradienten von 4 bis 8 % der Nennleistung pro Minute bei Verzugszeiten von 6 bis 8 Minuten zu. Zur Realisierung von schnelleren Lastgradienten (sprunghafte Leistungsänderungen) wird der Speichereffekt des Dampfes im Prozesskreislauf ausgenutzt und über eine Verstellung der vorher notwendigerweise erfolgten Androsselung der Turbineneinlassventile realisiert. Aufgrund der Begrenztheit der Dampfmenge ist die Bereitstellungszeit jedoch begrenzt⁶⁰. Die Flexibilität von thermischen Kraftwerken ist somit durch technische Vorentscheidungen und definierte Regelbereiche eingeschränkt.

Die beispielhaft genannten Zahlenwerte für Lastgradienten in allen Zeitebenen müssen im Kontext wirtschaftlicher Überlegungen gesehen werden und stellen keine absoluten technischen Restriktionen dar. Beispielsweise ist eine Erhöhung von der Lastgradienten (z. B. durch Übersteuerung der Feuerung) möglich, führt prinzipiell aber zu höheren Wartungskosten.⁶¹ Bislang wenig analysiert worden sind jene Zusatzkosten, die durch zyklische Laständerungen verursacht werden. Diese *cycling costs* bestehen aus schwer zurechenbaren erhöhten Wartungskosten durch schnellere Abnutzung und Alterung von Bauteilen sowie einem erhöhten Brennstoffverbrauch.⁶²

⁵⁹ Dazu überblicksartig Wood, A. J. und Wollenberg, B. F. (1996).

⁶⁰ Zur Unterstützung der Regeldynamik werden darüber hinaus Kondensat-Stopp über Zurückfahren der Niederdruck-Vorwärmerleistung, Kondensat-Stau mit vollständigem Dampfstop bei Teilen der Niederdruck-Vorwärmer sowie ein zusätzliches Turbinen-Lastreserve-Ventil mit Variation der eintretenden Dampfmassenströme in die einzelnen Turbinenstufen der Hochdruckturbine eingesetzt Baehr, R. (1985), S. 405f. In jedem Fall ist die Haltezeit auf dem veränderten Niveau jedoch begrenzt.

⁶¹ Besonders anschaulich ist das Beispiel von Gasturbinenanlagen, bei dem einer Verkürzung der Anfahrzeit bis auf Vollast von 20-25 Minuten auf 12 Minuten mit etwa einer Verachtfachung der das Wartungsintervall bestimmenden äquivalenten Betriebsstunden einhergeht („Husarenritt“).

⁶² Vgl. vertiefend zu *cycling costs* Lefton, S., Besuner, P., und Grimsrud, P. (1997); Malik, A. S. und Corby, B. J. (1999); Kosman, G. und Rusin, A. (2001); Fenton, F. H. (1982); Lefton, S. A., Besuner, P. M., und Grimsrud, G. P. (2002).

2.1.4.6 Besonderheiten von Speicherkraftwerken

Speicherkraftwerke werden im Zusammenhang mit EE oft als ideale Ergänzungstechnologie diskutiert, da sie kurzfristige Lastschwankungen der EE glätten. Sie weisen gegenüber den bisher diskutierten Kraftwerkstechnologien eine Reihe von Charakteristika auf, die bei den nachfolgend beschriebenen Koordinationsaufgaben zu berücksichtigen sind. Speicherkraftwerke

- haben eine hohe Variationsbreite hinsichtlich ihrer Leistung,
- sind hinsichtlich ihrer Leistungsbereitstellung auf wenige Stunden begrenzt,
- sind teilweise an besondere geographische Standorte gekoppelt,
- stellen kapitalintensive Investitionen dar und
- befinden sich zum Teil noch im Forschungsstadium.⁶³

2.1.4.7 Entwicklungstrend Dezentralisierung der Elektrizitätswirtschaft

Das Schlagwort „Dezentralisierung der Elektrizitätswirtschaft“ ist seit Mitte der 1980er Jahre im Umlauf. Es bezeichnet im Wesentlichen eine Zunahme der Bedeutung von kleinen, meist Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen zur Versorgung lokaler Wärmenetze⁶⁴. Der genannte Trend kann als Paradigmenwechsel verstanden werden, der an Gedanken E. F. Schumachers der siebziger Jahre anknüpft (Stichwort: „small is beautiful“) und für die Elektrizitätswirtschaft des 21. Jahrhunderts von Amory Lovins als „small ist profitable“ uminterpretiert wurde.⁶⁵ Andere Autoren bezeichnen dies als eine neue „elektrische Ära“ und diagnostizieren erhebliche Wachstumspotentiale für diese Technologiegröße.⁶⁶ Bereits angesprochen wurde die Bedeutung, welche die EU Enquete-Kommission der Dezentralität als Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung beimisst⁶⁷.

EE werden aufgrund ihrer geringen Leistungsgröße gegenüber konventionellen Kraftwerken hauptsächlich als dezentrale Technologie eingestuft. In Abgrenzung zum konventionellen Kraftwerkspark werden dezentrale Anlagen nach Schweer und Tzschoppe wie folgt definiert:

Dezentrale Anlagen sind

- nicht zentral geplant,
- gegenwärtig nicht in die Kraftwerkseinsatzplanung großer Systeme integriert,
- in der Regel an das Verteilungsnetz angeschlossen,

⁶³ Entnommen aus Fleischer, T. et al. (1995), S. 81, Tabelle 3-17. Fleischer gibt einen ausführlichen Überblick über die Eigenschaften von Speichertechnologien.

⁶⁴ Dies ist durch die Verwendung von Adsorptionskälteanlagen möglich, die statt eines durch mechanische Energie betriebenen Verdichters einen thermischen Verdichter nutzen.

⁶⁵ Vgl. Schumacher, E. F. (1973), Lovins, A. B. et al. (2002).

⁶⁶ Vgl. Habay, P. (1999), Dunn, S. (2000), Swanekamp, R. (2002), Langer, H. (2002), Verbong, G. und van der Vleuten, E. (2002).

- in der Regel kleiner als 50 bis 100 MW⁶⁸.

Dezentrale Anlagen, meist in Form von gas- oder ölbetriebenen Blockheizkraftwerken, zeichnen sich aufgrund ihrer geringen Einheitengröße durch eine vergleichsweise hohe Investitionsflexibilität aus. Bei einer gleichzeitigen Steuerung mehrerer Anlagen kann eine gegenüber konventionellen Großkraftwerken hohe Betriebsflexibilität erreicht werden, eine Strategie, die unter dem Schlagwort „virtuelles Kraftwerk“ bekannt ist.

Im Mittelpunkt der Aufmerksamkeit steht die künftige Rolle von Brennstoffzellenkraftwerken, die - teilweise in Kombination mit neu entwickelten Mikrogasturbinen - eine einfache Modularisierung, geringe Wartungsaufwendungen sowie aufgrund von hohen Umwandlungswirkungsgraden eine günstigere Ökobilanz versprechen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt (2004) scheint jedoch ungewiss, ob diese Technologie die in sie gesteckten hohen Erwartungen erfüllen wird⁶⁹.

2.2 Überblick über die Koordinationsaufgaben des Elektrizitätsversorgungssystems

Die bisher beschriebenen technischen Eigenschaften von Systemelementen des Elektrizitätsversorgungssystems können in ein Modell überführt werden, das die Koordinationsaufgaben innerhalb des Elektrizitätsversorgungssystems abbildet. Die bereits skizzierte Bedeutung der Versorgungszuverlässigkeit im Elektrizitätsversorgungssystem impliziert die Notwendigkeit einer engen Koordination der beteiligten Systemelemente⁷⁰.

Abbildung 2-1 gibt einen strukturierten Überblick über alle wichtigen Entscheidungen im Elektrizitätsversorgungssystem sowie über die notwendige Koordination zwischen ihnen. Sie stellt auf der Abszisse eine Zeitachse dar. Die Ordinate repräsentiert die Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft. Die erste Zeile der Abbildung zeigt die zeitliche Abfolge von Entscheidungen, die erforderlich sind, um Elektrizität zu einem bestimmten Zeitpunkt zu erzeugen, zu transportieren und einzusetzen: Investitionsentscheidungen und verschiedene Stufen der Einsatzplanung. Sie bildet somit den Planungsverlauf und die damit verbundenen kausalen Zusammenhänge ab: Eine Entscheidung bestimmt den Handlungsspielraum für die rechts davon stehende Entscheidung. So ist der Bau eines Kraftwerkes Voraussetzung für die Disposition seines jährlichen Einsatzes. Die Koordination dieser Zusammenhänge wird hier als „horizontal-zeitliche Koordination“ bezeichnet. Während die Mehrzahl der Koordinationsentscheidungen im Hinblick auf eine erwartete Lastsituation getroffen wird, dienen andere Entscheidungen zur Wiederherstellung einer Gleichgewichtssituation, die durch nicht antizipierte Ereignisse gestört wurde. Diese beiden Grundtypen von Entscheidungen überlagern sich zu jedem Zeitpunkt.

⁶⁷ Vgl. Deutscher Bundestag (2002) S. 65.

⁶⁸ Vgl. Schweer, A. und Tzschoppe, J. (1998), S. 46. Vgl. zu alternativen Definitionen für dezentrale Stromerzeugungstechnologien Jensch, W. (1987), Grawe, J. (1990), Kiefer, K. und Hoffmann, V. U. (1997), Wüstenhagen, R. (1999).

⁶⁹ Vgl. dazu überblicksartig VDEW-Projektgruppe (2000).

⁷⁰ Zu den Koordinationsaufgaben der Elektrizitätswirtschaft vgl. auch Kumkar, L. (2000), S. 34ff.

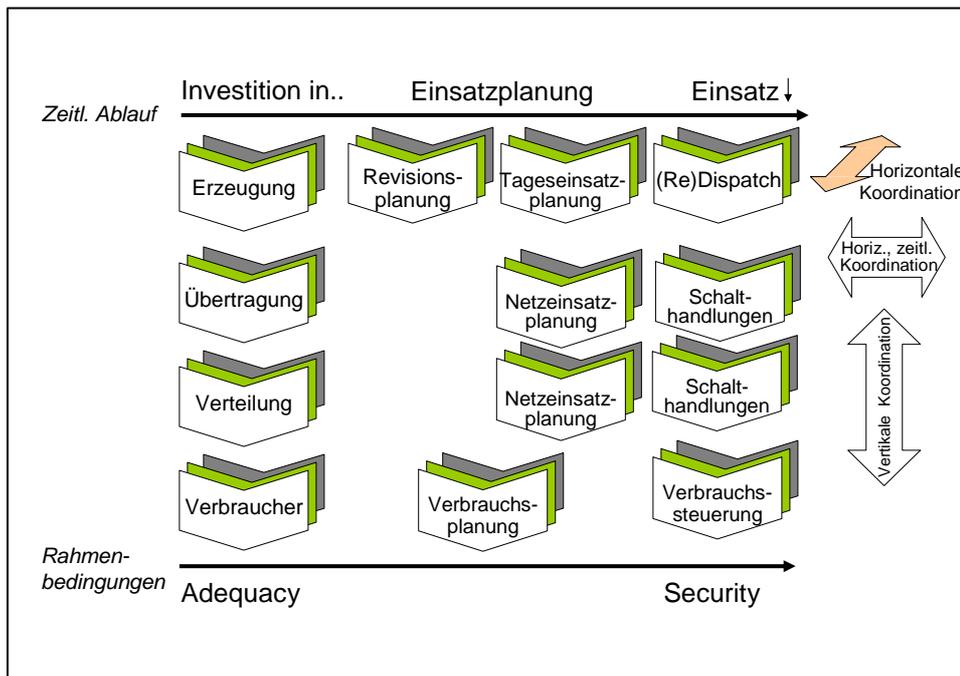


Abbildung 2-1: Koordinationsaufgaben in Elektrizitätsversorgungssystemen

Die in der Abbildung räumlich dahinter liegend dargestellten Entscheidungen stellen die zeitlich simultanen und gleichartigen Entscheidungen anderer Akteure dar. Auf diese Weise werden etwa die quasi simultanen Bauentscheidungen über verschiedene Kraftwerke abgebildet. Die Koordination der Entscheidungen, die im Planungsverlauf quasi zeitgleich liegen, wird hier als (simultane) „horizontale Koordination“ bezeichnet.

Die unteren Zeilen der Abbildung repräsentieren die Entscheidungen auf den weiteren Stufen der Wertschöpfungskette für Elektrizität, nämlich Übertragung, Verteilung und Verbrauch. Neben den Entscheidungen und Koordinationsaufgaben auf jeder Ebene der einzelnen Wertschöpfungsstufe, analog den oben beschrieben, werden die Koordination zwischen den Wertschöpfungsstufen als „vertikale Koordination“ bezeichnet.

Die Zusammenhänge lassen sich auch wie folgt darstellen: Von den Akteuren sind zu jedem Zeitpunkt auf Grundlage der zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Informationen über jetzige und zukünftige Zustände Entscheidungen mit lang- mittel- und kurzfristiger Dispositionswirkung zu fällen. Die zeitliche Abfolge von solchen Entscheidungstupeln ist durch eine zeitliche und kausale Abhängigkeit bestimmt, die hier als horizontale-zeitliche Koordination bezeichnet wird. Die Entscheidungen werden in gleichzeitiger Abstimmung mit anderen Akteuren der gleichen Wertschöpfungsstufe (horizontale Koordination) sowie der vor- beziehungsweise nachgelagerten Wertschöpfungsstufe getroffen.

Das Schema wird eingerahmt von den einzuhaltenden Rahmenbedingungen *System Adequacy* und *System Security*, zwischen denen, wie beschrieben, auch ein horizontal-zeitlicher Koordinationsbedarf besteht.

Im Folgenden werden die Spezifika der Entscheidungen und ihre Koordination genauer diskutiert und dabei mögliche Quellen des Marktversagens betrachtet. Hierbei wird zunächst von einer räumlichen Verteilung von Erzeugern und Verbrauchern abstrahiert, so dass sich die vertikale Koordination allein auf die

Übereinstimmung der Höhe von Last und Erzeugung beschränkt. Die Diskussion beginnt bei den kurzfristigen Koordinationsaufgaben und geht über zu den langfristigen Koordinationsaufgaben.

2.3 Kurzfristige Koordinationsaufgaben und -instrumente

Die Entscheidungen und ihre Koordination im Zeitbereich von bis etwa einer Stunde lassen sich analog der Eingriffszeiten der in konventionellen Kraftwerken verwendeten Regelmechanismen in drei Zeitbereiche weiter unterteilen.⁷¹ Dazu wird im Folgenden entsprechend der Definition der technischen Regelstufen durch den Systembetreiber als erster Zeitbereich ein sehr kurzfristiger Zeitbereich (bis etwa 30s) definiert. Der zweite Zeitbereich reicht bis 15 Minuten und schließlich der dritte Zeitbereich von 15 Minuten bis zu einer Stunde. Die in den ersten beiden Zeitbereichen anfallenden Koordinationsaufgaben werden automatisiert durchgeführt. Aufgrund des kurzfristigen Zeitbereiches gibt es nahezu keinen Gestaltungsspielraum hinsichtlich der Anwendung von Koordinationsinstrumenten. Sie werden daher ebenfalls in diesem Abschnitt beschrieben.

2.3.1 Koordinationsaufgaben und -instrumente im Sekunden- und Minutenbereich

Das kurzfristig stochastische Verhalten der Summenlast führt aufgrund der dadurch auftretenden Diskrepanz von Erzeugung und Verbrauch zu Frequenzschwankungen um die Nennfrequenz, die sofort auszuregeln ist. Dies erfolgt durch die automatisch wirkende Primärregelung bei Überschreitung eines Totbandes der Frequenzabweichung von 10 mHz. Sie erfolgt per Zugriff auf die Sekundenreserve, die der Möglichkeit der sprunghaften Laständerung entspricht. Die vertikale Koordination, die im Zeitbereich von bis zu 30 Sekunden wirksam ist, erfolgt somit ohne menschliches Eingreifen über die Netzfrequenz als Vermittlungsmedium. Dieses Regelverhalten kann als eine über die Netzfrequenz vermittelte automatisch wirksame, vertikale und horizontale Koordination angesehen werden.

Die Höhe der bei einer bestimmten Frequenzabweichung bereitgestellten Leistung wird durch die Einstellung der Regelkennlinie (Statik) jedes an der Primärregelung beteiligten Kraftwerks bestimmt. Über die Summe der Einstellungen der Statiken der Kraftwerke wird die horizontale Koordination, also das Zusammenwirken der Kraftwerke zur Wiederherstellung des Gleichgewichtszustandes, bewirkt. Die Einstellung der Statiken ist Resultat einer langfristigen Entscheidung⁷². Die kurzfristigste vertikale Koordination, also die Anpassung der Kraftwerksleistung an den Leistungsbedarf der Verbraucher, erfolgt automatisiert⁷³. Bei dieser Anpassung wird Regelenenergie eingesetzt. Um diesen kurzfristigen Einsatz von

⁷¹ Die im Folgenden diskutierten Regelungsarten orientieren sich an den Empfehlungen der UCTE (vgl. dazu UCPT (1998) In anderen Elektrizitätsversorgungssystemen finden sich ähnliche Regelungsstrukturen mit jedoch etwas unterschiedlichen Regelungsparametern. Zu Abgrenzungskriterien vgl. auch Doorman, G. L. und Nygreen, B. (2002), S. 170.

⁷² Aufgrund der direkten Frequenzkopplung beteiligen sich sämtliche im Synchrongebiet befindlichen Kraftwerke an der Primärregelung. Im europäischen Regelgebiet der UCTE wird ihre Bereitstellung gemäß der Anteile der installierten Kraftwerkskapazität der Länder aufgeteilt. Vgl. UCPT (1998).

⁷³ Darüber hinaus gibt es eine automatische Anpassung der Last. Der Frequenzabfall bei Ungleichgewichten (vgl. Fußnote 25) löst einen Selbstregelleffekt aus, der zu einer Leistungsreduzierung der netzsynchron gekoppelten

Regelenergie zu erreichen, muss Primärregelleistung in einem Dispositionsschritt bereitgestellt werden (vgl. Kapitel 2.1.4.5). Da die kurzfristig bei Kraftwerksausfällen zu aktivierende Sekundenreserve die gesamte Ausfalleistung abfangen muss, wird die Leistung im Synchrongebiet „solidarisch“ bereitgestellt. Ihre Höhe wird anhand der Leistung der größten Blöcke bemessen. Die bereitgestellte Leistung im UCTE Synchrongebiet beträgt 3000 MW.

Eine beispielhafte quantitative Analyse der Inanspruchnahme von Kraftwerksreserven durch Windenergie wurde von Dany durchgeführt.⁷⁴ Er untersuchte die Höhe der bereitzustellenden Reserveleistung in Modell-Kraftwerkssystemen, die hinsichtlich der Größe und Struktur den Regelgebieten in Deutschland etwa entsprachen, bei Steigerung des Leistungsanteils von Windenergie bis 100 %. Für die Sekundenreserve zur Primärregelung stellte er fest, dass allein die Standardabweichung der Leistungsfluktuation im Sekundenbereich ihre notwendige Höhe determiniert. Die Ausfallswahrscheinlichkeit von Windenergieanlagen selbst wurde aufgrund ihrer geringen Größe im Vergleich zu thermischen Erzeugungssystemen vernachlässigt.⁷⁵ Aufgrund der Auslegung auf den Störfall von Großkraftwerken liegt ihre Höhe zwei Größenordnungen oberhalb der durch Windenergie verursachten kurzfristigen Leistungsschwankungen. Somit ist auch langfristig keine Anpassung der Primärregelung notwendig, da Windenergie von allen EE die größten kurzfristigen stochastischen Schwankungen aufweist. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass für die Koordinationsaufgaben im Sekundenbereich durch den Einfluss von EE keine Veränderungen vorliegen.

Da die Nutzung der Sekundenreserve zeitlich begrenzt ist, muss sie durch die längerfristig zur Verfügung stehende Minutenreserve abgelöst werden, um die *Generation Security* zu gewährleisten. Die Koordination des Einsatzes der Minutenreserve erfolgt zum einen automatisch in Form der Sekundärregelung, zum anderen manuell in Form der Momentanoptimierung beziehungsweise Tertiärregelung⁷⁶. Der zeitliche Einsatz der kurzfristigen Koordinationsinstrumente ist in Abbildung 2-2 dargestellt. Die einzelnen Elemente werden nachfolgend besprochen.

Synchronmotoren führt und etwa 1-2 % ausmacht. Hierbei handelt sich hier also ebenfalls um eine Form der automatisierten vertikalen Koordination.

⁷⁴ Vgl. Dany, G. (2000).

⁷⁵ Dagegen wird häufig eingewendet, dass eine großflächige Abschaltung von Windparks zum Schutz vor herannahenden Sturmböen zu vergleichbaren Effekten wie dem bei Ausfall eines Großkraftwerks führen können. Eine solche Betrachtung vernachlässigt die Möglichkeit, die einzelnen Windgeneratoren in Windparks sukzessiv abzuschalten, um hohe Lastgradienten zu vermindern.

⁷⁶ Die Einstellung der Sekundärregelung als Proportional-Integralregler ermöglicht, dass die Regelabweichung auf Null heruntergefahren wird, was mit Hilfe der ausschließlich proportional wirkenden Primärregelung nicht möglich ist.

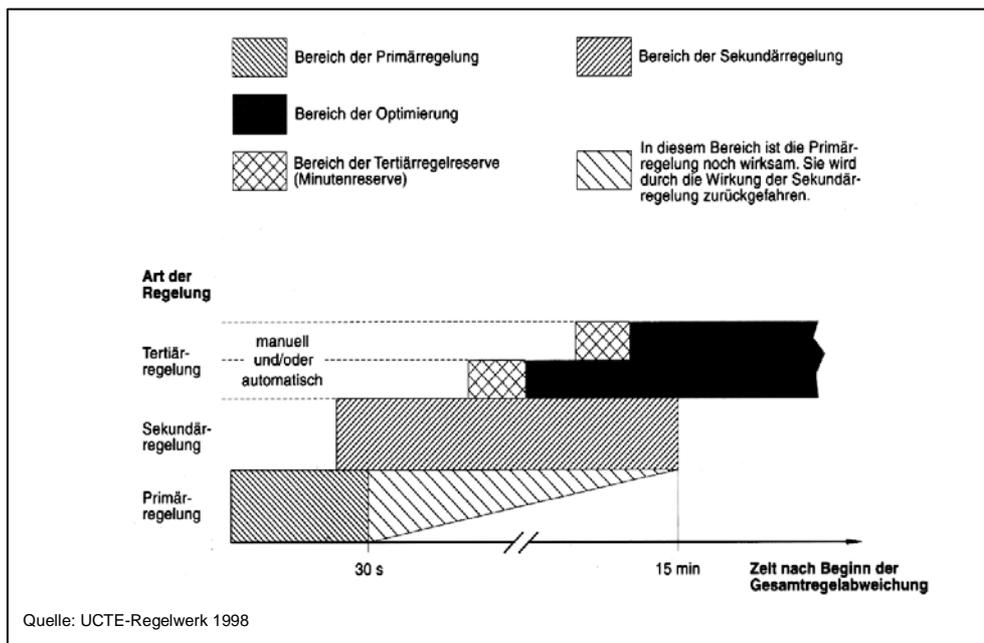


Abbildung 2-2: Zeitlicher Einsatz der kurzfristigen Koordinationsinstrumente⁷⁷

Sekundärregelung

Die Sekundärregelung steuert den Einsatz von der Minutenreserve, die thermischen Kraftwerken durch Veränderung der Brennstoffzufuhr innerhalb eines festgelegten Regelbandes bereitgestellt wird und damit langfristig verfügbar ist (ständige Leistungsänderung). Bei Leistungserhöhung spricht man von der Nutzung inkrementeller Reserve; die Reduzierung von Kraftwerksleistung bedeutet analog die Nutzung dekrementeller Reserve. Voraussetzung für den Einsatz von Minutenreserve zur Sekundärregelung ist, dass die dazu eingesetzten Kraftwerke bereits netzsynchron laufen; sie wird daher auch als *Spinning Reserve* bezeichnet. Bei größeren Abweichungen dient sie zur Ablösung der Primärregelung unter dem Gesichtspunkt der Wiederherstellung der *Generation Security*. Durch ihren Einsatz werden die Austauschleistungen auf planmäßige Werte zurückgeführt, die durch einen starken Einsatz von Primärregelung von ihren Sollwerten abweichen.

Die Minutenreserve kann außerdem vorausschauend eingesetzt werden, um große Lastgradienten der Summenlast zu bewältigen, wie sie morgens und abends auftreten. Das Nachfahren von größeren Laständerungen im Viertel- oder Halbstundenbereich wird auch als *Load Following* bezeichnet.⁷⁸

Die Ansteuerung der Sekundärregelungen der einzelnen Kraftwerke erfolgt über einen zentralen Netzregler, der sich in jedem Regelgebiet befindet⁷⁹. Bezüglich der Sekundärregelung übernimmt er alle angesprochenen Koordinationsaufgaben: Er steuert die Ablösung der Primärregelung (horizontal-zeitliche Koordination) und

⁷⁷ Vgl. UCPTTE (1998).

⁷⁸ Vgl. zur Abgrenzung Regelung vs. *Load Following* Hirst, E. und Kirby, B. (2000a), Hirst, E. und Kirby, B. (2000b).

⁷⁹ Im Regelfall bildet das Elektrizitätsversorgungssystem jedes Landes ein Regelgebiet. In Deutschland existieren dagegen vier Regelgebiete. Vgl. dazu ausführlich Kapitel 4.

die parallele Ansteuerung der unter Sekundärregelung laufenden Kraftwerke (horizontale Koordination); zudem stellt die vorausschauende Regelung eine Form der vertikalen Koordination dar.

Tertiärregelung

Da Kraftwerke aufgrund der Sekundärregelung in nicht optimale Betriebspunkte fahren und diese wegen begrenzter Regelbereiche nur eingeschränkt zur Verfügung steht, kann die Sekundärregelung im Störfall nach 15 Minuten durch die Tertiärregelung abgelöst werden, die auf die Minutenreserve zurückgreift. Für diesen Einsatzzweck kommen schnell startbare Gasturbinenkraftwerke als *non-spinning reserve* in Betracht.⁸⁰ Auch von der Lastseite kann in diesem Zeitbereich Koordination erfolgen. Werden auf Anfrage eines zentralen Reglers gezielt Verbraucherlasten ab- oder zugeschaltet, so spricht man von dem Einsatz verbrauchsseitiger Minutenreserve. Für diesen Einsatzzweck kommen vor allem große Verbraucher in Frage, die mit einem Speicher gekoppelt sind und daher ohne Folgekosten abschaltbar sind, zum Beispiel Wasserpumpen, Mühlen oder elektrische Heizungen.

Die horizontal-zeitliche sowie die horizontale Koordination des Einsatzes (Ablösung der Sekundärregelung) erfolgt auch hier durch einen Systembetreiber zentral, teils automatisiert, teils nach telefonischer Absprache manuell. Eine direkte vertikale Koordination der Erzeugung mit der Last findet im Rahmen der Tertiärregelung nicht statt. Dies würde ein Koordinationsinstrument erforderlich machen, dass bilaterale Vereinbarungen zwischen Erzeugern und Verbrauchern in sehr kurzer Zeit vermittelt und durchsetzt. Die Möglichkeit der direkten Koordination besteht erst in einem Zeitbereich von mehreren Stunden nach Auftreten der Abweichung.

Die Bereitstellung der Leistung für Sekundär- und Tertiärregelung stellt eine Koordinationsaufgabe dar, die im Rahmen der täglichen Kraftwerkseinsatzplanung durchgeführt wird (vgl. Kapitel 2.3.2). Die Höhe der bereitzustellenden Sekundärregelleistung ist von kurzfristigen Schwankungen der Last beziehungsweise der Restlast bestimmt. Ihre Höhe ist weitgehend unabhängig vom Umfang der Integration von EE.⁸¹ Die Höhe der bereitzustellenden Minutenreserve für die Tertiärregelung ist abhängig von dem gewünschten Zuverlässigkeitsniveau sowie der Varianz der Restlast, die wiederum durch die Prognosegüte und die absolute Höhe der erwarteten Erzeugung bestimmt wird. Die Integration von EE führt zu einer Steigerung und zu einer täglichen Veränderung des Bedarfs an bereitzustellender Minutenreserve. Dany ermittelt für den Reservebedarf im Falle einer prognostizierten Leistungsabgabe von 90 % der Nennleistung eine Leistung in Höhe der dreifachen Standardabweichung des Prognosefehlers. Der Minutenreservebedarf ist außerdem abhängig von dem jahreszeitabhängigen Windangebot sowie vom Standort der Anlage (Binnenland, Küste, Offshore). Die Untersuchungen Danys zeigen außerdem, dass neben der inkrementellen Minutenreserve (Option zur Leistungssteigerung) auch dekrementelle Minutenreserve (Option zur Leistungssenkung) benötigt wird. Diese muss in erheblichem Umfang zusätzlich bereitgestellt werden, wenn die installierte Windenergieleistung 20-40 % der insgesamt installierten Kraftwerksleistung erreicht. Da Prognosefehler

⁸⁰ UCPTE (1998), S. 30.

⁸¹ Vgl. Dany, G. (2000).

meist über einen längeren Zeitraum konstant sind, kann ein Teil der Minutenreserve durch längerfristige Stundenreserve ersetzt werden, die weiter unten diskutiert wird.⁸² Die Feststellung der Höhe der notwendigen Reserveleistung ist somit eine durch EE nachhaltig beeinflusste Koordinationsaufgabe

Zusammenfassend kann festgehalten werden dass die kurzfristigen Koordinationsaufgaben durch technische Koordinationsinstrumente Regelprozesse weitgehend automatisch ablaufen. Durch die Integration von EE ergeben sich im kurzfristigen Zeitbereich keine besonderen Koordinationsaufgaben. Lediglich die Bereitstellung von Reserveleistung, die jedoch in einem weiter vorgelagerten Zeitbereich erfolgt, wird durch EE beeinflusst.

2.3.2 Tägliche und untertägige Koordinationsaufgaben

Wesentliche Koordinationsaufgaben im Elektrizitätsversorgungssystem werden im Rahmen der Tageseinsatzplanung von Kraftwerken täglich und für einen Zeitraum von etwa 12 bis 36 Stunden im Voraus durchgeführt. Die Tageseinsatzplanung legt im Rahmen operativer Betriebsplanung die konkreten Einschaltzeitpunkten sowie die Auslastung der einzelnen Kraftwerksblöcke fest. Diese Planung wird auch als *economic dispatch* bezeichnet. Unter der Annahme eines geschlossenen Versorgungsgebietes erfolgt sie auf der Grundlage einer Prognose über den zu deckenden Lastverlauf im Planungszeitraum, die üblicherweise in einer Auflösung von Viertelstundenwerte Lieferleistungen festgelegt. Aufgrund der zahlreichen Inflexibilitäten der Kraftwerke sowie der diskutierten unterschiedlichen Kostenstruktur stellt die Tageseinsatzplanung eine hochkomplexe Optimierungsaufgabe dar.

Die Optimierung bedeutet die Minimierung der variablen Kosten durch Bestimmung der Lastaufteilung auf unterschiedliche Kraftwerke (horizontale Koordination) unter der Randbedingung der Lastdeckung (vertikale Koordination) sowie der Bereitstellung von Reserveleistung (horizontal-zeitliche Koordination). Unter der Annahme eines geschlossenen Versorgungsgebietes und eines gegebenen Kraftwerksparks stellen sich die Koordinationsaufgaben täglich in sehr ähnlicher Form. In der Vergangenheit wurden sie zumeist heuristisch gelöst, da sie aufgrund von Nichtlinearitäten der Wirkungsgradverläufe sowie der zeitlich koppelnden Bedingungen analytisch nicht mehr lösbar waren.⁸³

Die Einbeziehung der Nutzung von EE in die Tageseinsatzplanung kommt einer Optimierung des Einsatzes konventioneller Kraftwerke zur Deckung der Restlast gleich, die sich aus der Verminderung der Last um die Prognose der Einspeisung aus EE ergibt. Im Folgenden wird angenommen, dass aufgrund der variablen Kosten von quasi Null eine Einspeisung aus EE zu jedem Zeitpunkt erfolgt, in dem die Leistung zur Verfügung steht. Tatsächlich sind aber Situationen denkbar, in denen das Kostenminimum erreicht wird, in dem Energie aus EE nicht genutzt wird - beispielsweise ist es möglich, dass bei einer sehr niedrigen Last (zum Beispiel nachts) und hoher Einspeisung aus EE (z. B. durch hohe Windgeschwindigkeiten) Kraftwerke

⁸² Vgl. Dany, G. et al. (2003), S. 563.

⁸³ Vgl. zum Problem der Kraftwerkseinsatzoptimierung vertiefend Flechner, B. und Wolter, H. (2000), S. 30.

ihre Leistung unter ihre Minimallast fahren oder abgeschaltet werden müssen. Die hier notwendigen Startkosten könnten die durch die Nutzung von EE ersparten Brennstoffkosten überschreiten.

Die Restlast unterscheidet sich von der Gesamtlast durch die höheren stochastischen Anteile, die aus den Charakteristika von EE resultieren. Weiterhin können höhere Lastgradienten und weiter auseinander liegende Extremwerte auftreten.⁸⁴ Im Zusammenhang mit den Koordinationsaufgaben ergeben sich aus diesen Eigenschaften zwei Konsequenzen: Obwohl die Koordinationsaufgabe zur Deckung der Restlast sich nicht grundsätzlich von denen im Ausgangsfall unterscheidet, gestaltet sich ihre Lösung aufgrund der zunehmend stochastischen Charakteristik der Restlast sowie eines stärkeren Lastgradienten bei unveränderter Inflexibilität des Kraftwerksparks schwieriger.⁸⁵ Je geringer die Korrelation der EE-Erzeugungsleistung mit der Last ist, desto deutlicher wird eine entsprechend aufwändigere Koordination Kosten nach sich ziehen, die auf Inflexibilitäten zurückzuführen sind. Diese werden in dieser Arbeit als Inflexibilitätskosten bezeichnet. Sie bestehen aus Startkosten, cycling-costs und variablen Kosten, die über das Kostenniveau hinausgehen, das sich bei einem Einsatz der Kraftwerke nach der Reihenfolge ihrer variablen Kosten ergäbe. Ferner sind, wie bereits oben diskutiert, aufgrund der größeren Laststochastik die bereitzustellenden Reserveleistungen neu zu bemessen, um die Versorgungszuverlässigkeit auf einem definierten Niveau zu halten.

Um untertägig auf Abweichungen der Tageslastprognose von realen Lastwerten reagieren zu können (beispielsweise aufgrund falsch eingeschätzter Wetterparameter), erfolgt im Rahmen der Momentanoptimierung eine aktive Vorsteuerung der schnell einsetzbaren Kraftwerkleistung durch Einsatz von „manueller Minutenreserve“ nach den Kriterien kostengünstigen Kraftwerkseinsatzes und minimaler Stellbewegungen⁸⁶. Bei lang andauernden Abweichungen erfordert die Anfahrt von Blöcken eine Anfahrtszeit von mehreren Stunden. Diese Reserve wird auch als Stundenreserve bezeichnet,⁸⁷ der Begriff ist jedoch nicht fest definiert.

2.3.3 Wöchentliche bis jährliche Koordinationsaufgaben

Die Koordinationsaufgaben des Kraftwerksbetriebs jenseits der Tageseinsatzplanung lassen sich grob in eine etwa wöchentliche Einsatzplanung und in eine Revisionsplanung unterscheiden.

Eine tagesübergreifende Einsatzplanung ist notwendig, da größere Kraftwerksblöcke längere Anfahrzeiten haben und im Interesse einer verschleißarmen und langsamen Kraftwerksfahrweise einen Betrachtungszeitraum von mindestens einem Tag nötig ist⁸⁸. Diese tagesübergreifende Einsatzplanung wird auch als Blockeinsatz (*unit commitment*) bezeichnet und stellt eine Form der horizontal-zeitlichen Koordination dar. Die vertikale Koordination erfolgt in Form einer Anpassung an das Lastniveau an Werktagen und Wochenende.

⁸⁴ Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer Erhöhung der Fahrplanunruhe.

⁸⁵ Zur Lösung des Problems werden beispielsweise genetische Algorithmen vorgeschlagen, vgl. dazu Proenca, L. M., Pinto, J. L., und Matos, M. A. (1999).

⁸⁶ Vgl. Dany, G. (2000), S. 11.

⁸⁷ Vgl. Roggenbau, M. (1999), S. 13.

⁸⁸ Vgl. Nießen, S. (1998), S. 3.

In der saisonalen Zeitperspektive wird die zur Erzeugung zur Verfügung stehende Kraftwerksleistung außerdem durch die Planung von Revisionen sowie den deterministischen Temperaturschwankungen beeinflusst. So werden in Deutschland Kraftwerksrevisionen typischerweise im Sommer vorgenommen, weil die angeforderte Leistung dann am geringsten ist. Im der modellhaften Darstellung der Koordinationsaufgaben handelt es sich hierbei um eine Form der vertikalen Koordination. Gleichzeitig wird die sogenannte Revisionsreserve bereitgestellt, um das erhöhte Risiko zu kompensieren: Hierbei handelt es sich um eine horizontale Koordinationsaufgabe. Daneben steht die Temperaturreserve für Schwankungen im Temperaturverlauf zur Verfügung⁸⁹.

EE beeinflussen mit ihrem deterministischen Jahresgang auch die Koordination in dieser Zeitebene. Dies betrifft vor allem Versorgungsgebiete mit einem hohen Anteil von Laufwasserkraftwerken, deren Lastverlauf eine ausgeprägte Saisonalität aufweist. So ist der Einsatz von Speicherkraftwerken in der Alpenregion entscheidend von der Saisonalität des dortigen Laufwasserangebots geprägt. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von Wochen-, Monats-, sowie Saisonspeichern.

In dieser Zeitebene stellt die Integration von EE eine besondere Koordinationsaufgabe nur hinsichtlich der Einbeziehung des deterministischen Lastganges in die saisonale Koordination dar. Die Anforderungen bei der Planung von Revisionsterminen sind für EE die gleichen wie bei konventionellen Kraftwerken.

2.4 Langfristige Koordinationsaufgaben

Die langfristigen Koordinationsentscheidungen innerhalb der Elektrizitätswirtschaft sind Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen, die die Zusammensetzung des Kraftwerksparks und der Verbrauchsgeräte betreffen. Wie bereits im Kapitel 2.1.4.4 diskutiert, sind die Investitionsentscheidungen der Angebotsseite von starken Irreversibilitäten gekennzeichnet. Für die Verbraucher gilt: Eine Substitution des verwendeten Energieträgers ist nur in wenigen Fällen möglich, jedoch sind Investitionen in Verbrauchsgeräte meist weniger langfristig und somit reversibler.

Im Sinne der horizontal-zeitlichen Koordination sind Investitionsentscheidungen langfristig bindend für Dispositions- und Einsatzentscheidungen. Hinsichtlich der vertikalen Koordination müssen Investitionsentscheidungen in den Kraftwerkspark in Abhängigkeit von den erwarteten Elektrizitätsverbräuchen getroffen werden. Aufgrund der bereits erwähnten zeitlichen Diskrepanz der Investitionszeiträume sind sie nur aus Verbrauchsprognosen ableitbar. Die Unsicherheiten, die mit solchen Prognosen einhergehen, haben in der Vergangenheit zu erheblichen Fehlplanungen geführt, die nur zum Teil korrigiert werden konnten⁹⁰. Eine Form der langfristigen vertikalen Nachfrageanpassung an einen

⁸⁹ Vgl. zu den Reservedefinitionen auch Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG) (1997).

⁹⁰ Zu den Fehlprognosen des Elektrizitätsverbrauchs am Beispiel Deutschland vgl. Zängl, W. (1989), S. 300.

Kraftwerkspark mit Überkapazität besteht in der Förderung der Elektrizitätsanwendung durch Information, Subventionierung der Geräteanschaffung oder Gewährung besonderer Abnahmekonditionen⁹¹.

Die horizontale Koordination der Investitionsentscheidungen in Kraftwerke umfasst mehrere Teilentscheidungen. Die erste betrifft die Größe der Einheiten. Aufgrund von Skaleneffekten stieg die Größe der Kraftwerksblöcke bis in die 80er Jahre des 20. Jahrhunderts laufend an. Dass Skaleneffekte jedoch begrenzt sind, belegt die Tatsache, dass selbst Gesellschaften mit Monopolstellung innerhalb eines Versorgungsgebietes nicht nur ein einziges Kraftwerk betreiben.⁹² Selbst wenn (wie auch in diesem Kapitel) von Transportaspekten zunächst abstrahiert wird, lassen sich eine Reihe von Bündelungs- beziehungsweise Koordinationsvorteilen und damit Gründe für den Einsatz mehrerer Kraftwerke anführen:

Eine Vielzahl von Kraftwerken bedeutet zunächst eine Reduzierung der Ausfallwahrscheinlichkeit eines Großteils der Leistung und somit eine Erhöhung der *Generation Adequacy*.⁹³ Weiterhin ergeben sich Kostenvorteile durch die Anpassung der Kostenstruktur der Kraftwerkstechnologien an die Lastkurve⁹⁴. Schließlich ergeben sich hinsichtlich der geforderten Flexibilität der Last Vorteile im Verbundbetrieb. Lastgradienten der Gesamtlast werden durch den Parallelbetrieb von Kraftwerken für jedes Kraftwerk verkleinert. Allgemein kann gefolgert werden, dass mit der Anzahl der zur Verfügung stehender Kraftwerke ihre Flexibilität steigt und somit die Inflexibilitätskosten sinken⁹⁵.

Die Auswirkungen der Nutzung von EE auf die Koordination der Investitionsentscheidungen lässt sich mit guter Näherung als Anpassung der Kraftwerksstruktur an die Jahresdauerlinie einer Restlast beschreiben. Dies ist in Abbildung 2-3 verdeutlicht. Das obere Diagramm beschreibt schematisch die Verläufe der jährlichen Kosten die sich bei der Nutzung verschiedener Kraftwerkstypen in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer ergeben. Die Kurven beginnen jeweils an der Ordinate an dem Punkt, der die jährlichen Fixkosten repräsentiert. Ihre Steigung ist abhängig von den variablen Erzeugungskosten. Somit erklärt sich der Kostenverlauf für Grundlastkraftwerke, der von einem hohen Niveau ausgehend eine geringe Steigung aufweist. Entsprechend beginnt der Verlauf der Kurve für Spitzenlastkraftwerke bei einem niedrigeren Niveau und weist eine größere Steigung auf. Die mit A und B markierten Schnittpunkte der Kurvenverläufe zeigen somit Benutzungsdauern, bei dem ein Wechsel der Kraftwerkstechnologie zu niedrigeren Jahreskosten führt.

⁹¹ In der Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft bezog sich diese Anstrengung zunächst auf die Substitution von Gas für Beleuchtung, später zum Kochen und schließlich auf die Förderung des „allelektrischen Haushalts“, der mit elektrischen Nachtspeicherheizungen beheizt wurde. Vgl. dazu ausführlich Zängl, W. (1989).

⁹² Vgl. Joskow (1997) S. 122f.; Joskow, P. L. und Schmalensee, R. (1983), S. 48ff.

⁹³ Siehe Kapitel 2.1.2.1. Vgl. zur Ersparnis von Reserveleistung auch Siemes, B. und Reufkauf, T. (1998).

⁹⁴ Die Koordination bedeutet, dass kapitalintensive Kraftwerke mit niedrigen variablen Kosten besser ausgelastet werden und entsprechend Kraftwerkstechnologien mit niedrigen Investitionskosten und hohen variablen Kosten geringere Betriebszeiten haben.

⁹⁵ So liegen die Skalenerträge, die durch kurzfristigen Stromhandel auf Verbundebene erreicht werden können, zwischen 1,5 und 5,3 % der arbeitsabhängigen Erzeugungskosten Nießen, S. und Hormes, O. (1996).

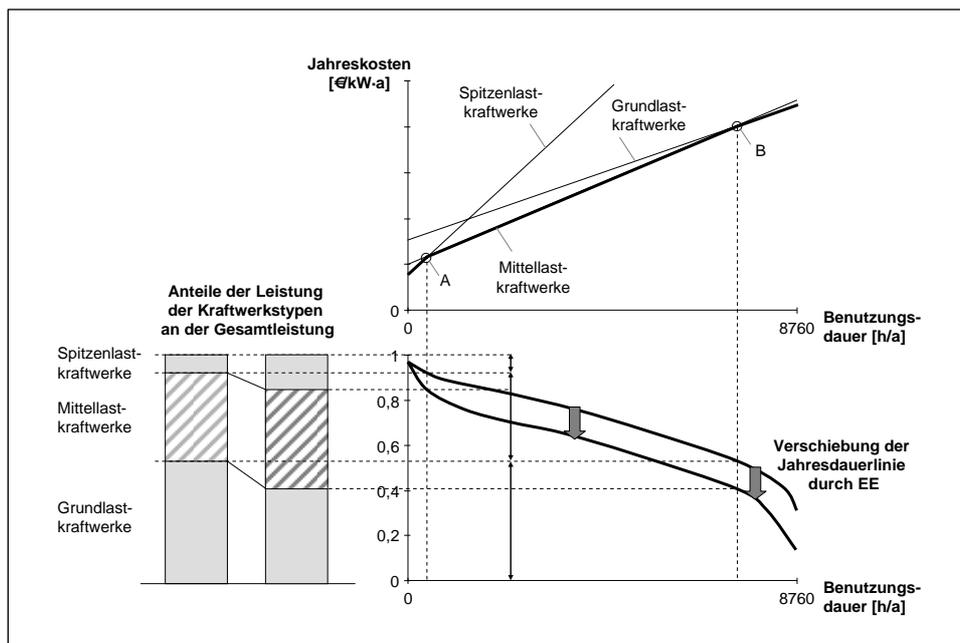


Abbildung 2-3: Notwendige Anpassung der Kostenstruktur konventioneller Kraftwerke bei der Nutzung von EE

Die Übertragung dieser Grenzbenutzungsdauern auf die Jahresdauerlinie der Last, ergibt den kostenoptimalen Anteil der Kraftwerkstechnologien an der installierten Gesamtleistung. Die Verschiebung der Lastkurve durch EE (als negative Last) ergibt eine Verschiebung der Anteile der Kraftwerkstechnologien. Die Säulengrafiken in Abbildung 2-3 zeigen einen Anstieg der Anteile der Spitzen- und Mittellastkraftwerke an der installierten Gesamtleistung als Resultat der Integration von EE. Dies ist das theoretisch optimale Ergebnis der langfristigen Koordination der Kostenstruktur (variable Kosten vs. Investitionskosten) der Kraftwerke.

Diese vereinfachende Betrachtung abstrahiert von der zeitlichen Variabilität der Last, über die die Jahresdauerlinie keine Aussage trifft. Der Kraftwerkspark muss daher noch hinsichtlich seiner kurzfristigen Flexibilitätsstruktur an die Nutzung von EE angepasst werden. Dies bedeutet, dass nicht nur das Verhältnis von variablen Kosten zu Fixkosten in die Optimierung einbezogen wird, sondern auch die Inflexibilitätskosten der Kraftwerke.⁹⁶ Da die Integration von EE zu einer Erhöhung des stochastischen Anteils der Restlast führt, wird die Koordinationsaufgabe der Minimierung der Inflexibilitätskosten daher schwieriger zu lösen. Im optimalen langfristigen Koordinationsergebnis bedeutet der Einfluss der Nutzung erneuerbarer Energien daher meist eine Zunahme des Anteils von kurzfristig flexiblen Kraftwerken sowie von Speicherkraftwerken.⁹⁷

⁹⁶ Vgl. DeCarolis, J. F. und Keith, D. W. (2005), S. 74.

⁹⁷ Diese Schlussfolgerung gilt streng genommen nur, wenn die Korrelation zwischen dem Lastgang aus EE und der Last gering ist und sich für die Restlast höhere und häufigere Lastgradienten ergeben. Dieses Verhalten ist aus der Übergangsfrequenzfunktion (Transition Frequency Function) der Restlast ersichtlich. die Übergangsfrequenzfunktion

Eine weitere langfristige Koordinationsaufgabe ist die Sicherstellung der *Generation adequacy* (vgl. Kapitel 2.1.2.1). Werden EE mit ausgeprägter stochastischer Erzeugungscharakteristik in das Elektrizitätsversorgungssystem integriert, wird diese Aufgabe erheblich erschwert, da die installierte Leistung von EE kein gutes Maß für die tatsächlich zur Lastdeckung zu Verfügung stehende Leistung ist. In Kapitel 1 wurde bereits auf den Begriff des Kapazitätseffekts eingegangen, der ein wichtiger Punkt in der öffentlichen Diskussion um die Integration von EE in das Elektrizitätsversorgungssystem ist. Er dient als ein Oberbegriff für weitere Begriffe, die den Leistungsbeitrag von EE in einem Elektrizitätsversorgungssystem beschreiben.⁹⁸ Der Zugewinn an gesicherter Leistung beschreibt die Leistung, um die die gesicherte Leistung eines Kraftwerkssystems durch die zusätzliche Installation von EE ansteigt. Die Berechnung erfolgt unter Berücksichtigung der Verteilungsfunktion eines konventionellen Ausgangssystems sowie der Verteilungsfunktion des Mischsystems bei Einbindung von EE. Der Leistungskredit (*capacity credit*) bezeichnet den Anteil installierter Leistung an EE, der unter der Bedingung konstanter Versorgungszuverlässigkeit konventionelle Kraftwerksleistung ersetzt. Er kann nun aus der Perspektive der langfristigen Koordinationsaufgaben betrachtet werden.⁹⁹ Der Leistungskredit hängt damit auch von der Zuverlässigkeit der ersetzten konventionellen Kraftwerke ab.

Zur Ermittlung von Kapazitätseffekten wird eine große Bandbreite von Verfahren eingesetzt.¹⁰⁰ Dies demonstriert die Komplexität des Koordinationsproblems selbst im Fall vollständiger Informationen (der meist angenommen wird). Einfache Verfahren zur Ermittlung des Kapazitätskredits legen der Berechnung einen historischen Last- sowie Erzeugungsverlauf der EE zugrunde und vernachlässigen die Möglichkeit, im Rahmen der jährlichen Revisionsplanung die Verfügbarkeit der Kraftwerke zu beeinflussen.¹⁰¹ Folglich reagieren die Ergebnisse dieser Verfahren sehr sensibel auf die Lastsituation der EE zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast¹⁰². Eine korrekte Ermittlung des Leistungskredits ist wesentlich aufwändiger. Selbst wenn Kraftwerkseinflexibilitäten vernachlässigt werden und somit allein auf die *Generation Adequacy* einer gegebenen Ausfallswahrscheinlichkeit abgestellt wird, ist die mathematische Faltung dreier Wahrscheinlichkeitsverteilungen notwendig, um eine zuverlässige Aussage über die Höhe der ersetzbaren Kraftwerkskapazität zu treffen: Die Wahrscheinlichkeitsverteilungen des stochastischen Lastanteils, der Ausfallswahrscheinlichkeiten konventioneller Kraftwerke sowie die Erzeugungsstochastik der EE. Werden die zeitlichen Interdependenzen des Kraftwerkseinsatzes (kurzfristige Inflexibilitäten oder

gibt die jährliche Anzahl der positiven Überschreitungen eines bestimmten Lastniveaus an. Vgl. dazu Grubb, M. J. (1987), S. 3.3 ff.

⁹⁸ Zu den Definitionen vgl. Lux, R., Sontow, J. und Voß, A. (1999), S. 104 f.

⁹⁹ In der Regel ist der Kapazitätseffekt im Kontext der Investitionsplanung für das Elektrizitätsversorgungssystem zu sehen. Dieser *planning capacity credit* wird daher auch von Milligan und Parsons von dem kurzfristigem *operational capacity credit* abgegrenzt. Vgl. Milligan, M. R. und Parsons, B. (1999), S. 160.

¹⁰⁰ Vgl. die in Fußnote 4 angegebene Literatur.

¹⁰¹ Vgl. Lux, R., Sontow, J. und Voß, A. (1999), S. 100f.

¹⁰² Vgl. Milligan, M. (1996).

Pfadabhängigkeiten) in die Betrachtung einbezogen, so wird eine chronologische Simulation des Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung der genannten Stochastiken notwendig.¹⁰³

Aufgrund der Unterschiedlichkeit der methodischen Ansätze und der in den Modellen verwendeten Strukturen konventioneller Kraftwerksleistung und EE sind Ergebnisse von Untersuchungen zu Kapazitätseffekten nur schwer vergleichbar. Abbildung 2-4 zeigt exemplarisch die Größenordnung und den Verlauf des Leistungskredites für Windenergie in einem Modell-Kraftwerkspark, der in etwa dem im Versorgungsgebiet des ehemaligen deutschen Verbundunternehmens PreussenElektra entspricht. Größenordnung und Kurvenverlauf sind ein typisches Ergebnis von Untersuchungen des Leistungskredites. Die Abnahme des Leistungskredites mit dem Erzeugungsanteil lässt sich mit der zunehmenden Ausnutzung auch windschwacher Standorte sowie mit der zunehmenden Korrelation der Leistungsverläufe durch Großwetterlagen erklären. Der insgesamt höhere Leistungskredit für die Küstenstandorte ist auf das höhere Windenergieangebot zurückzuführen.¹⁰⁴

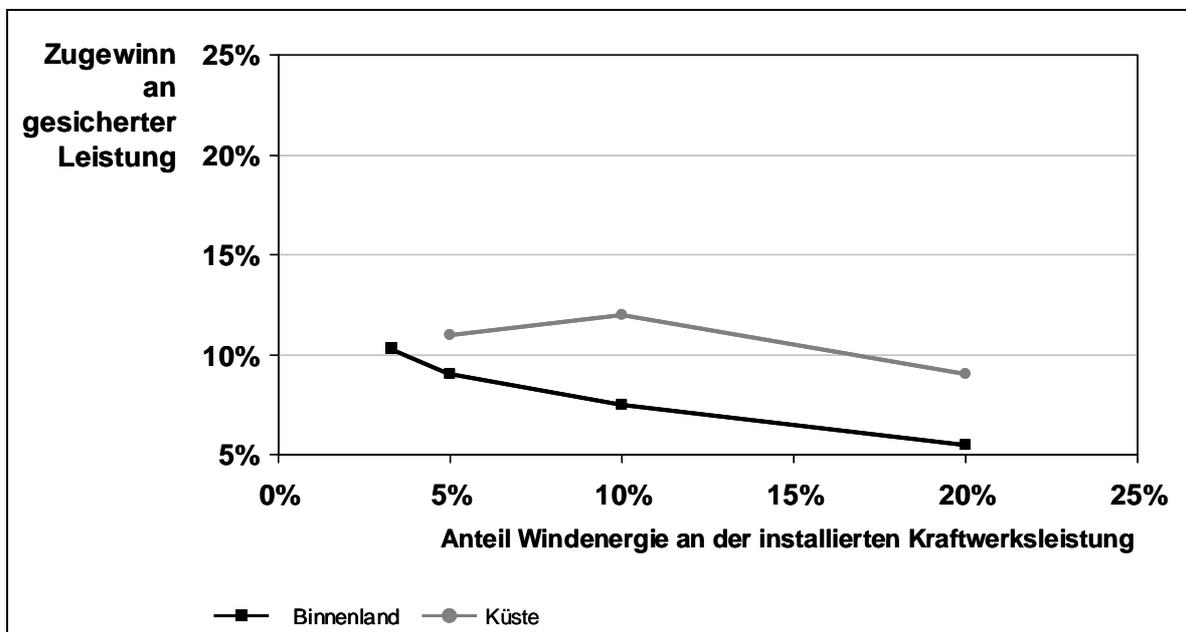


Abbildung 2-4: Beispielhafter Verlauf des Leistungskredites für Windenergie in einem Modellsystem¹⁰⁵

Die Stabilisierung des Leistungskredites auf einem konstanten Niveau bei wachsendem Anteil installierter Leistung könnte zu der Interpretation verleiten, der sinnvolle Ausbau des Anteils von EE in dem betroffenen Versorgungsgebiet unterläge prinzipiell oberen Schranken. Dieser Interpretation ist jedoch - zunächst im Hinblick auf die der Ermittlung zugrunde liegenden Annahmen - zu widersprechen. Folgende Gründe können dafür angeführt werden:

¹⁰³ Einen Vergleich zwischen den verschiedenen Verfahren der Ermittlung des Kapazitätseffektes findet sich bei Milligan, M. R. und Parsons, B. (1997), Milligan, M. R. (1996).

¹⁰⁴ Vgl. Lux, R., Sontow, J. und Voß, A. (1999), S. 126f.

- Steigende Handelsmengen von Strom über die Grenzen der bisherigen Versorgungsgebiete der Verbundunternehmen und Staaten Europas lassen die Ergebnisse, die von der Wahl des Versorgungsgebietes beeinflusst werden, zunehmend willkürlich erscheinen. Die Sichtweise eines für die Versorgung eines Gebietes verantwortlichen EVU hat mit der Liberalisierung der Strommärkte ihren Sinn verloren. Wie Giebel nachgewiesen hat, lassen sich durch eine sehr weiträumige Integration von Elektrizitätsversorgungssystemen Ausgleichseffekte nutzen, die durch die Zeitverschiebungen entstehen¹⁰⁶.
- Aus der Willkürlichkeit der Definition des Versorgungsgebietes folgt auch die Unmöglichkeit der Definition eines Höchstlastzeitpunktes.
- In den Untersuchungen wurden Zuverlässigkeitsniveaus als feste Randbedingung betrachtet; sie sind jedoch in Grenzen variierbar und durch abschaltbare Lasten (z. B. in Form von verbrauchsseitig bereitgestellter Minutenreserve) differenzierbar.

Insgesamt zeigt sich, dass die Quantifizierung von Kapazitätseffekten bislang unter eine Reihe von Annahmen erfolgte, die nach der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte nicht mehr zutreffen. Die ermittelten Größen sind somit mit Vorsicht zu interpretieren. Zudem handelt es sich um ein planerisches Koordinationsinstrument, das aus einer „Vogelperspektive“ den Leistungsbeitrag von EE analysiert. Das tatsächliche Koordinationsinstrument sind Preismechanismen, die im Kapitel 3 beschrieben werden.

2.5 Koordinationsaufgaben mit der Wertschöpfungsstufe Transport und Verteilung

In der bisherigen Diskussion der Koordinationsaufgaben eines Elektrizitätsversorgungssystems wurde von der räumlichen Ausdehnung des Systems, also von den Wertschöpfungsstufen Transport und Verteilung abstrahiert. Wenn man von Ausnahmefällen absieht, sind fest installierte Leitungen notwendig, um Elektrizität zum Verbraucher zu transportieren.¹⁰⁷ Bevor die Betrachtung der Koordinationsaufgaben auf ein räumliches Modell ausgeweitet wird, wird auf die wesentlichen Eigenschaften der Wertschöpfungsstufe Übertragung und Verteilung von Elektrizität eingegangen.

2.5.1 Charakteristika der Übertragung und Verteilung

Wesentliche Charakteristika der Übertragung und Verteilung von Strom sind Netzverluste, die Notwendigkeit der Bereitstellung von Blindleistung, die Kostenstruktur der Netzbetriebsmittel und die Effekte, die durch ein vermaschtes Netzes verursacht werden.

Übertragungsverluste sind von der verwendeten Spannungsebene abhängig und verhalten sich etwa wie der Kehrwert des Quadrats der Spannung. So betragen die Verluste auf im Hoch- und Höchstspannungsnetz (110 – 380 kV) etwa 1 % der übertragenen Energiemenge. Bei Abnahme auf der Niederspannungsebene betragen

¹⁰⁵ Nach Lux, R., Sontow, J. und Voß, A. (1999), S. 128.

¹⁰⁶ Vgl. Giebel, G. (2000).

die kumulierten Verluste von Höchst-, Mittel- und Niederspannungsnetz inklusive der Transformationsverluste etwa 5 %.¹⁰⁸ Für hohe Übertragungsleistungen werden daher hohe Netzspannungen gewählt.

Neben der Übertragung von elektrischer Leistung, die eingesetzt werden kann, um Arbeit zu verrichten, ist Blindleistung zu transportieren, die aus einer Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom resultiert. Sie beansprucht Netzkapazitäten, Netzbetriebsmittel und ist notwendig zur Erhaltung der Netzspannung. Ihre Bereitstellung, ihr Transport und Verbrauch stellt ein spezielles Koordinationsproblem dar, was in Verbindung mit dem hier dargestellten Koordinationsproblem zu lösen ist. Obwohl EE auch einen Einfluss auf Blindleistungsverbrauch- und Bereitstellung haben, wird diese Thematik hier nicht weiter behandelt, da sie keine grundsätzliche Bedeutung hat.¹⁰⁹

Ähnlich wie Kraftwerke sind Netze kapitalintensive Investitionen. Ihre variablen Kosten entstehen lediglich durch Netzverluste sowie der angesprochenen Blindleistungskompensation. Der Bau von Netzen hat aufgrund der notwendigen Genehmigungen einen langen Planungsvorlauf und ihre Abschreibungsdauer beträgt mehrere Jahrzehnte. Beim Bau von Übertragungsnetzen treten Skaleneffekte auf, da ein beachtlicher Teil der Kosten für die Bereitstellung der Trasse entsteht.¹¹⁰

Stromnetze sind Nettonetze, d.h. ein nicht identifizierbares homogenes Produkt wird transportiert. Sie zeichnen sich durch besondere Vernetzungsvorteile durch Abtausch (Clearing) aus.¹¹¹ Das Ringflussphänomen im vermaschten Netz ist aber auch für negative externen Effekten verantwortlich, die beispielsweise in der Form auftreten können, dass die Übertragung von Elektrizität zwischen zwei Handelspartnern die Übertragungskapazität zwischen Dritten beeinflusst.

2.5.2 Koordinationsaufgaben unter Einbeziehung des Stromnetzes

Die kurzfristigen vertikalen Koordinationsaufgaben, die das Netz betreffen, bestehen in der Koordination der erwarteten Lastflüsse im Netz mit den vorhandenen Übertragungskapazitäten. Die vorhandenen Übertragungskapazitäten werden durch Netzfreisaltungen beeinflusst, die Wartungsarbeiten an den Leitungen zulassen.

¹⁰⁷ Ausnahmen stellen transportable Kraftwerke wie Dieselgeneratoren dar, die insbesondere in Ländern mit häufigeren Kraftwerks- und Netzausfällen eingesetzt werden.

¹⁰⁸ Haubrich (1994) et al. zitiert in Kumkar, L. (2000), S. 30.

¹⁰⁹ Windenergieanlagen, die mit elektronischen Wechselrichtern betrieben werden, können Blindleistung bereitstellen, ebenso Pumpspeicherkraftwerke die im sog. Phasenschieberbetrieb arbeiten können und somit auch in Zeitabschnitten, in denen der Speicher weder be- noch entladen wird eine Dienstleistungen erbringen können. Vgl. vertiefend zum Koordinationsproblem im Elektrizitätsversorgungssystem unter Einbeziehung von Blindleistung Baughman, M. L. und Siddiqi, S. N. (1991); Saxena, A. und Ilic, M. D. (2000); Ranatunga, R. A. S. K., Annakkage, U. D., und Kumble, C. S. (2003).

¹¹⁰ Vgl. zu Skaleneffekten beim Bau von Übertragungsnetzen Baldick, Ross, und Kahn, E. (1993).

¹¹¹ Monopolkommission (2002), S. 389.

Die Koordinationsaufgabe betrifft die Kraftwerkseinsatzplanung in allen Zeitbereichen sowie die Planung der Wartungsarbeiten. Dabei ist auch der Einsatz von Reservekapazität zu berücksichtigen. Theoretisch denkbar wäre auch die kurzfristige Steuerung von Verbrauchern zur Steuerung der Lastflüsse.

Analog zur kurzfristigen Betrachtung besteht auch die langfristige vertikale Koordination aus zwei Komponenten. Sie beinhaltet die Entscheidungen über die Veränderungen der Netzstruktur selbst (Ausbau oder Rückbau) sowie über die Standorte von Erzeugern und Verbrauchern. Die Entscheidungen über die Netzstruktur ist im theoretischen Idealfall Resultat einer simultanen Gesamtkostenoptimierung der Standorte von Nachfragern und Erzeugern, die Aspekte wie die Kosten der Primärenergieanlieferung, Verfügbarkeit von Hilfsstoffen (Kühlwasser), die gesellschaftlichen Akzeptanz und schließlich die die Investitionskosten der Netze und die Netzverluste mit einbezieht. Der wichtigste Unterschied der Bedeutung dieser Entscheidungskriterien für ein von hohen Anteilen von EE geprägtes Netz ist ihre große ökonomischen Abhängigkeit der langfristigen Höhe von Windgeschwindigkeiten, Sonnenstunden oder dem Laufwasserangebot, das die räumliche Verteilung entscheidend bestimmt.

Beim Anstieg des Elektrizitätsverbrauchs über die Transportleistung von Netzen hinaus stellt sich die Frage, ob Netzausbau oder eine verbrauchsnahe Kraftwerksbau die günstigere Lösung darstellt. Da die Größe der Einheiten von Kraftwerken die von Verbrauchern jedoch um Größenordnungen übersteigt werden nur in Ausnahmefällen Standortentscheidungen von Verbrauchern mit Investitionsentscheidungen von Kraftwerken koordiniert.

Netzausbau und Kraftwerksbau sind aus dieser Sicht fast äquivalente Substitute. Aufgrund des Ringflussphänomens ist bei jedem Eingriff in die Netztopologie eine Betrachtung der Auswirkungen auf die Beeinflussung des Kraftwerkseinsatzes nötig: So kann die scheinbar paradoxe Situation entstehen, dass im vermaschten Netz der Ausbau eines Netzabschnitts die Übertragungskapazität in einem anderen Netzabschnitt senkt.

Ein hoher Anteil von EE an der Stromerzeugungskapazität kann aufgrund ihrer weitgehenden Standortabhängigkeit zu einer starken Beeinflussung der Lastflüssen und Netzengpässen führen. Dies gilt vor allem, wenn die EE räumlich konzentriert werden, wie dies bei der Nutzung von Offshore-Windenergie der Fall ist. Aufgrund der Laststochastik müssen somit auch die Reserveleistungen räumlich differenziert bereitgestellt beziehungsweise ein entsprechendes kurzfristiges Engpassmanagement steuernd auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite einwirken, um Leitungsüberlastungen zu vermeiden. Langfristig ist abzuwägen, ob entsprechende Netzreserven vorgesehen werden müssen. Die Nutzung von EE hat somit Einfluss auf kurz- und die langfristigen vertikalen Koordinationsaufgaben.¹¹²

Die beschriebene Abhängigkeit eines Lastgangs der EE von der räumlichen Verteilung der Anlagen führt zu einer weiteren Begründungsdimension für die räumliche Koordination von EE. Durch eine gezielte räumliche Anordnung der Anlagen kann die Korrelation des deterministischen Lastgangs von EE mit der

¹¹² So war in der Geschichte der deutschen Elektrizitätsversorgung die angestrebte Nutzung der Wasserkraft der Alpen Motivation für den Aufbau eines Höchstspannungsnetzes.

Last maximiert werden. Weiterhin kann aufgrund der Nutzung von Ausgleichseffekten die räumliche Koordination zur Kostenersparnissen bei der Netzanbindung führen. Schließlich kann durch den Einsatz von Energiespeichern die Spitzenbelastung der Netze reduziert werden. Hierbei muss allerdings die Mengenbegrenzung des Speichers beachtet werden. Die Koordinationsanforderungen steigen für den Fall der Substitution „Netz“ durch „Speicher“ erheblich an.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Integration von EE die Koordinationsaufgaben, die das Netz betreffen, vergrößert. Dies gilt insbesondere aufgrund der Standortgebundenheit von EE und betrifft die kurz- und langfristige Koordination.

2.6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Ausgehend von den Besonderheiten des Gutes Strom wurden in diesem Kapitel die Koordinationsaufgaben in Elektrizitätsversorgungssystemen unter besonderer Berücksichtigung der Integration von EE betrachtet. Zur Beschreibung der Koordinationsaufgaben wurde ein Modell entwickelt, das eine Systematisierung der Koordinationsaufgaben ermöglicht.

Die Koordinationsaufgaben innerhalb von Elektrizitätsversorgungssystemen sind Konsequenz der Besonderheiten des Gutes Strom und von Inflexibilitäten, vor allem auf Seiten der Erzeugung. Sie lassen sich in drei Kategorien unterteilen. Diese sind die horizontalen Koordinationsaufgaben (innerhalb einer der drei wesentlichen Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung/Verteilung und Verbrauch), die vertikalen Koordinationsaufgaben (zwischen den Wertschöpfungsstufen) und die horizontal-zeitlichen Koordinationsaufgaben (z.B. zwischen der Baumentscheidung, Entscheidungen über die Einsatzvorbereitung und der Einsatzentscheidung). Die Koordinationsaufgaben können weiter anhand des Zeitraumes der Koordination bis zum Lieferzeitpunkt differenziert werden.

Wesentliches Ergebnis der Untersuchung ist, dass die Integration von EE in ein Elektrizitätsversorgungssystem zwar die Koordinationsaufgaben erschwert, jedoch keine grundsätzlich neuen Koordinationsaufgaben stellt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die Charakteristika von EE teils mit den Charakteristika der Last, teils mit den Charakteristika konventioneller Kraftwerke beschreiben lassen.

Die Koordinationsaufgaben werden durch die Integration von EE wie folgt beeinflusst:

- Die kurzfristigsten Koordinationsaufgaben werden durch automatisch wirkende Koordinationsinstrumente durchgeführt. Eine direkte Beeinflussung dieser Mechanismen durch die Integration von EE findet nicht statt. Die Funktionsfähigkeit der Mechanismen setzt jedoch eine Disposition der Reservedienstleistungen voraus. EE bewirken, dass im kurzfristigen Zeitbereich Anpassungen der Höhe der bereitzustellenden Reservedienstleistungen (von Erzeugungs- und/oder Verbrauchsseite) in Abhängigkeit der von Prognosen vorzunehmen ist. Die Anpassungen betreffen speziell bei der Integration von Windenergie vor allem die Höhe der bereitzustellenden Minutenreserve zur Sekundärregelung, Tertiärregelung und Momentanoptimierung im Sinne einer horizontal-zeitlichen Koordination.

- Im saisonalen Zeitbereich sind in Gebieten mit großen Laufwasseranteil sind Dispositionsentscheidungen über Langzeitspeicher und Wartungsperioden (vor allem konventioneller Kraftwerke) von der mittelfristigen Erzeugungsprognose abhängig zu machen.
- Langfristig ist eine Anpassung der Struktur des Kraftwerksparks an den geänderten Restlastverlauf hinsichtlich des Anteils von Spitzen-, Mittel- und Grundlastkraftwerken und der Flexibilitätsstruktur der Kraftwerksparks notwendig (horizontal zeitliche, und horizontale Koordinationsaufgaben).
- Der Trend zur Dezentralisierung des Elektrizitätsversorgungssystems führt zu einer erhöhten Investitions- und Betriebsflexibilität des Kraftwerksparks. Aufgrund der höheren Anzahl der Einheiten erhöht sich allerdings der Koordinationsaufwand zwischen den Einheiten

Wird die Wertschöpfungsstufe Übertragung/Verteilung in die Betrachtung mit einbezogen, zeigen sich folgende Auswirkungen auf die Koordinationsaufgaben:

- Kurzfristig treten bei knapper Netzkapazität und räumlich konzentrierter Erzeugung erhöhte Koordinationsanforderungen in Form des Netzengpassmanagements auf.
- Langfristig muss die veränderte räumliche Struktur der Kraftwerke mit den Netzinvestitionen koordiniert werden.

Die Durchführung der Koordinationsaufgaben durch wirtschaftliche Steuerungsmechanismen wird bereits im konventionellen Elektrizitätsversorgungssystem durch Marktversagen in Form von Inflexibilitäten, externen Effekten bei der Netznutzung sowie Informationsproblemen erschwert. Da die Nutzung von EE die Koordinationsaufgaben vergrößert und bei schnellem Ausbau der Erzeugungsleistung wenig Erfahrungswissen umsetzbar ist, ergeben sich besondere Anforderungen an die Koordination.

Im folgenden Kapitel werden die Faktoren untersucht, die bestimmen, in welcher Form die erwähnten Koordinationsaufgaben trotz des Marktversagens über Marktmechanismen gelöst werden können und welchen Einfluss die erhöhten Koordinationsanforderungen auf die Gestaltung der Marktmechanismen haben.

3 Gestaltungsmöglichkeiten der Marktstruktur zur Integration von Erneuerbaren Energien

Im Fokus dieser Arbeit stehen EE, die über das Stromnetz physikalisch mit allen Abnehmern und Verbrauchern verbunden sind. Aus der physikalischen Verbindung und der Unmöglichkeit, bei der Abnahme die physikalische Herkunft des Stroms zu identifizieren folgt, dass Strom aus EE in die Koordinationsmechanismen des konventionellen Strommarktes einbezogen ist. Dies gilt für die im vorherigen Kapitel bereits gezeigten automatisch wirksamen Koordinationsinstrumente (wie Primär- und Sekundärregelung) ebenso wie für wirtschaftliche Koordinationsinstrumente. So ist Strom aus EE ein untrennbarer Teil der auf Strommärkten handelbaren Strommenge.

In diesem Kapitel werden daher die Gestaltungsmöglichkeiten für Märkte untersucht, die zur Durchführung der im vorigen Kapitel dargestellten Koordinationsaufgaben dienen. Ziel der Untersuchung ist die Identifikation der Abhängigkeiten der Marktergebnisse von den Ausgestaltungsformen der Marktstruktur unter Berücksichtigung der in Kapitel 2 besprochenen besonderen Koordinationsanforderungen von EE.

In der Literatur ist die Frage der Vorteilhaftigkeit von Marktgestaltungen oder *Market Designs* in Abhängigkeit von bestimmten grundlegenden Bedingungen bislang nicht beantwortet worden. Cramton (2003) stellt fest: „There are many possibilities [of market design], but little is known about their relative merits“.¹¹³ Prinzipielle Fragen der Marktgestaltung werden hingegen in der Literatur unter der Überschrift „bilaterales Modell versus Poolmodell“ diskutiert, in der integrierte und zentralisierte Koordinationsansätze den desintegrierten und dezentralisierten Ansätzen gegenübergestellt werden. Diese Diskussion knüpft an die unterschiedlichen, in der Praxis implementierten Marktgestaltungen an, abstrahiert aber von den gegebenen grundlegenden Bedingungen und leuchtet nicht systematisch die Gestaltungsspielräume aus. Dies ist jedoch erforderlich, um auf der Grundlage einer gegebenen Marktgestaltung Optionen für graduelle Veränderungen beurteilen zu können, die der effizienteren Integration von EE dienen.

Die Struktur der Vorgehensweise in diesem Kapitel zeigt Abbildung 3-1. Zunächst werden die prinzipiellen Gestaltungsparameter der Marktstruktur dargestellt. Die Ausprägungen der Gestaltungsparameter der Marktstruktur, wie Marktarchitekturen und Marktformen sowie Durchführungsregeln, spannen den theoretisch möglichen Gestaltungsraum auf. Anschließend wird anhand konkreter Koordinationsaufgaben dargestellt, welche Kombinationen von Gestaltungsparametern realisierbar sind und welche Gestaltungsspielräume somit verbleiben. Gemäß dem SVE-Ansatz wird nach der Darstellung der Strukturelemente einer Koordinationsinstitution das daraus resultierende wahrscheinliche Verhalten der Marktteilnehmer beschrieben und schließlich daraus das zu erwartende Marktergebnis abgeleitet. Abschließend erfolgt eine Bewertung der Gestaltungsspielräume unter Berücksichtigung der Koordinationsanforderungen, die durch die Integration von EE verursacht werden. Das Kriterium für die

¹¹³ Vgl. Cramton (2003).

Vorteilhaftigkeit eines Modells ist der möglichen Grad der Annäherung an den *least cost dispatch* unter Berücksichtigung vertikaler Koordinationsaufgaben und der Verhinderung der Ausnutzung von Marktmacht. Entscheidend ist also die erreichbare Effizienz der kurzfristigen horizontalen und vertikalen Koordination. Die Frage der langfristigen Anreizwirkungen (langfristige Koordination und dynamische Effizienz) ist bei der Entscheidung für eine Marktarchitektur ebenfalls von Bedeutung, wird jedoch in dieser Arbeit an anderer Stelle (in Kapitel 3.3 und 3.4) behandelt.

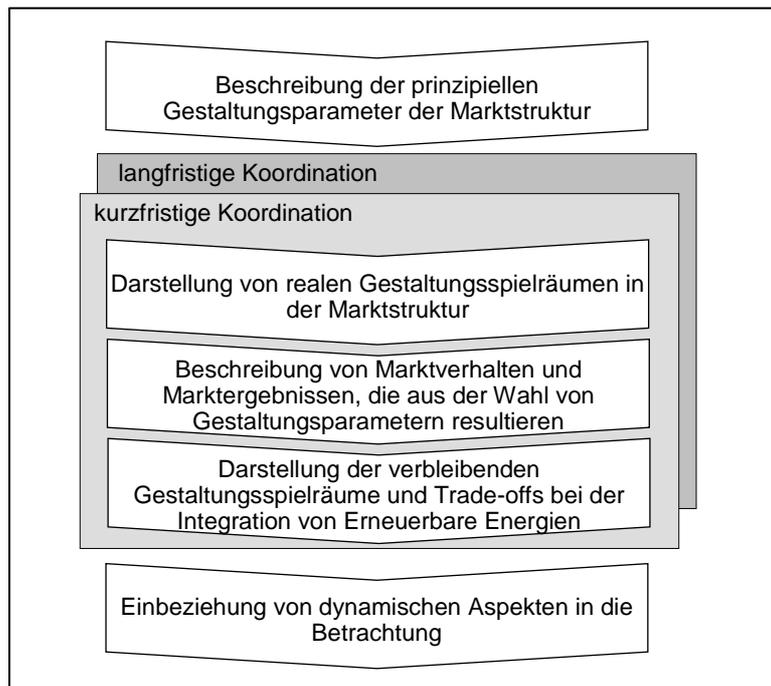


Abbildung 3-1: Struktur der Untersuchung von Elementen der Marktstruktur

Den Ausgangspunkt der Diskussion bilden Märkte, die kurzfristige Koordinationsaufgaben wahrnehmen. Es folgen Überlegungen zu Märkten mit dem Ziel der langfristigen Koordination. Schließlich wird die Betrachtung um dynamische Aspekte erweitert. Abschließend werden spezielle Aspekte diskutiert, die sich aus dem Einfluss von Förderregelungen für EE auf die Koordinationsleistungen von Märkten ergeben.

Die in dieser Arbeit verwendete Definition der Marktstruktur wurde in Kapitel 1 bereits erwähnt. Es handelt sich um eine breite Definition und beinhaltet die Unternehmensstruktur, die Marktintegrationsform von EE, die Regulierung der Versorgungszuverlässigkeit sowie die Marktarchitektur. Die Marktarchitektur steht im Mittelpunkt der Analyse in diesem Kapitel. Unter Marktarchitektur wird die Struktur von einzelnen Märkten verstanden, die Koordinationsfunktionen wahrnehmen. Die einzelnen Märkte wiederum können unterschiedliche Ausgestaltungsformen (Marktformen) besitzen. Abbildung 3-2 verdeutlicht diese Zusammenhänge.

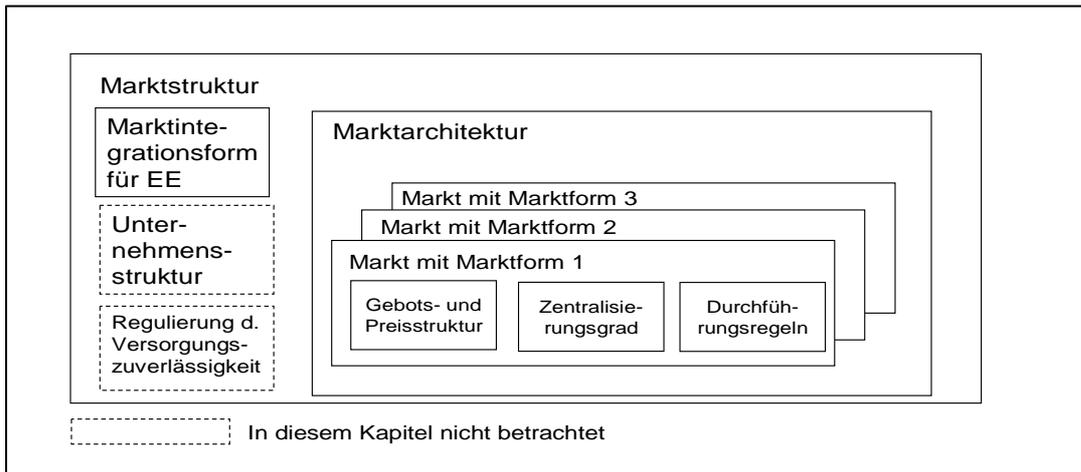


Abbildung 3-2: Analyzierte Elemente der Marktstruktur von Strommärkten

3.1 Grundsätzliche Gestaltungsparameter von Strommärkten

In diesem Abschnitt werden die Parameter der Ausgestaltungsmöglichkeiten von Marktarchitekturen dargestellt, um in den darauf folgenden Abschnitten die Gestaltungsspielräume aufzeigen zu können. Eine derartige systematische Vorgehensweise ist notwendig, da sich einerseits in der Literatur abweichende Definitionen des Begriffs finden und andererseits in der Praxis eine Vielfalt von Umsetzungsvarianten existiert, die unterschiedlich benannt werden.

Den im Folgenden untersuchten Marktarchitekturen ist gemeinsam, dass durch eine umfassende Strukturregulierung eine zumindest gesellschaftsrechtliche Separierung (*unbundling*) von Erzeugungs- und Übertragungsaufgaben stattfindet. Teilweise wird die Separierung durch Verbote gegenseitiger Beteiligung auch eigentumsrechtlich durchgeführt. Nicht näher betrachtet werden Marktarchitekturen, wie das Modell spezifischer Durchleitungsrechte, oder (*wholesale*) *wheeling model*, die unter Beibehaltung vertikaler Integration Wettbewerb ermöglichen und teilweise als Übergangslösungen dienen.¹¹⁴ Sind die Wertschöpfungsstufen vollständig vertikal desintegriert, müssen Märkte Koordinationsaufgaben wahrnehmen und treten damit an die Stelle der unternehmensinternen Koordination.

In einem ersten Schritt werden in diesem Abschnitt zunächst die Marktformen der Märkte analysiert, aus denen Marktarchitekturen bestehen. Die Marktformen dieser Märkte lassen sich hinsichtlich zweier Dimensionen unterscheiden:

1. nach ihrer Zentralität (z.B. rein bilaterale Märkte vs. Börsen)
2. nach der in den Märkten verwendeten Gebots- und Preisstruktur

¹¹⁴ Das Modell spezifischer Durchleitungsrechte überlässt die Koordinationsleistungen zum Großteil einem weiterhin integrierten, also nur funktional separierten Unternehmen, das nach Maßgabe verfügbarer Durchleitungskapazität unabhängigen Akteuren bilaterale, meist langfristige Geschäfte gestattet. In diesem Modell werden die

Bei der Zuordnung von Marktformen zu Koordinationsaufgaben kann wiederum unterteilt werden in:

1. die Zuordnung zu horizontalen oder vertikalen Koordinationsaufgaben
2. die Zuordnung zu einem Koordinations-Zeitbereich

In einem zweiten Schritt können Marktarchitekturen danach unterschieden werden, in welchem Umfang Märkte integriert sind, um simultane Koordinationsaufgaben wahrzunehmen: Integrierte Märkte können beispielsweise vertikale und horizontale Koordinationsaufgaben simultan durchführen. Marktarchitekturen definieren auch die Beziehungen zwischen Märkten, d.h. inwieweit Transaktionen in Märkten parallel oder sequentiell durchgeführt werden.¹¹⁵

Schließlich sind verschiedene Ausgestaltungen der Durchführungsregeln möglich. Sie beziehen sich auf die Regeln zur Evaluation und zum Settlement von Geboten. Diese Gestaltungsmöglichkeiten werden im Abschnitt 3.2.5 diskutiert. Abbildung 3-3 zeigt zusammenfassend die Strukturelemente von Marktarchitekturen.

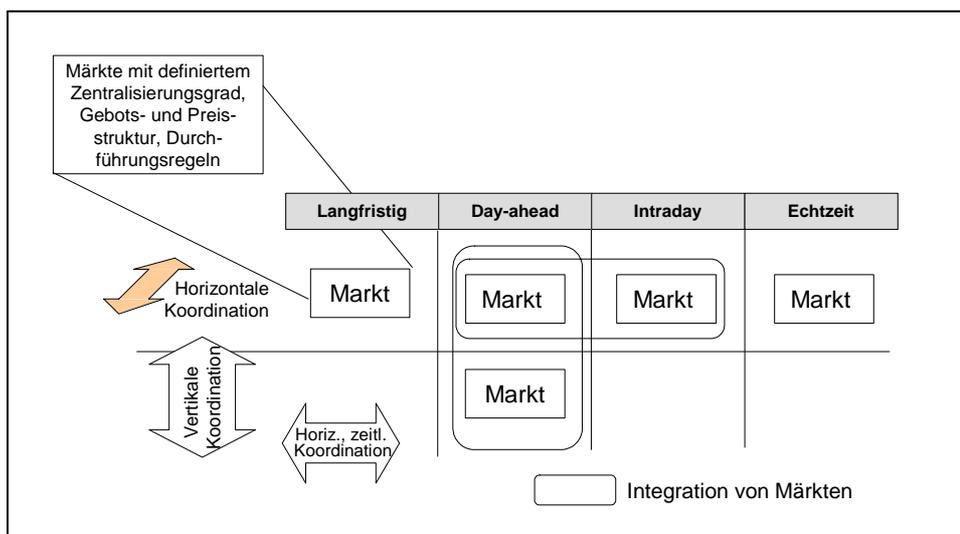


Abbildung 3-3: Märkte als Bausteine von Marktarchitekturen

Im Folgenden werden verschiedene Zentralisierungsgrade und Gebots- und Preisstrukturen von Marktformen dargestellt. Zentralisierte Märkte weisen einer Koordinationsinstitution größere Kompetenzen zu als dezentralisierte Märkte. Zur systematischen Darstellung möglicher Ausprägungen von Marktformen wird eine tabellarische Darstellung möglicher Kombinationen von Zentralisierungsgraden und Markt- und

Netznutzungspreise sowie die Endverkaufspreise des integrierten Unternehmens reguliert. Vgl. Hunt, S. (2002), S. 143 ff.

¹¹⁵ Vgl. Stoff, S. (2002), S. 89.

Preisstrukturen (vgl. Tabelle 3-1) gewählt. Die Tabelle zeigt in der zweiten Spalte Marktinstitutionen mit von oben nach unten steigendem Zentralisierungsgrad: Da für die Abwicklung von rein bilateralen Geschäften - abgesehen von dem rechtlichen Rahmen - keine zentrale Institution bestehen muss, haben diese den geringsten Zentralisierungsgrad. Eine freiwillige Börse ist dagegen eine Institution zur Senkung von Transaktionskosten durch Standardisierung der Produkte und des Preisfindungsprozesses und zur Nutzung von Bündelungseffekten zur Optimierung von Angeboten und Nachfragen. Damit ist sie als zentralere Marktform einzustufen.

Tabelle 3-1: Zentralisierungsgrade und Gebots- und Preisstrukturen verschiedener Marktformen

Steigende Zentralisierung ←	Gebots- und Preisstrukturen Zentralisierungsgrad	Einteilige Gebote	Mehrteilige Gebote (<i>multipart bids</i>)	
			Einteilige Preise	Mehrteilige Preise (<i>side payments</i>)
	Bilaterale Verträge	A ₁	A ₂	A ₃
	Freiwillige Börse	B ₁	B ₂	B ₃
	Monopolstellung des Anbieters/ Nachfragers	C ₁	C ₂	C ₃
	Unternehmensinterne Koordination	Keine Gebote, nur interne Verrechnungspreise „D ₄ “		

Legende: A, B, C: Zentralisierungsgrad; Index 1, 2, 3: Gebots- und Preisstruktur

Die nächste Stufe der Zentralisierung ist die Schaffung eines Nachfrage- beziehungsweise Angebotsmonopols. Dadurch wird es möglich, eine simultane Optimierung der Gebote **aller** Marktteilnehmer durchzuführen. Zur Vervollständigung, nicht aber zur weiteren Diskussion, ist schließlich in der letzten Zeile die unternehmensinterne Hierarchie als denkbar zentralste Koordinationsform angeführt.

In der ersten Zeile in Tabelle 3-1 sind Gebots- und Preisstrukturen dargestellt, die in den verschiedenen Märkten genutzt werden können. Mehrteilige Gebote können helfen, die Marktkoordination zu optimieren. In ihrer ersten Ausprägung mit mehrteiligen Geboten und einteiligen Preisen besteht das Gebot aus zwei Teilen: dem Energiegebot zum einen und den Nebenbedingungen zum anderen. In diesen Nebenbedingungen kann z.B. der Einsatzbereich des Kraftwerks definiert werden. Die Nebenbedingungen werden bei der Marktpreisbildung berücksichtigt, jedoch wird entsprechend der Preisbildungsregel nur **ein** Energiepreis gezahlt (einteiliger Preis).

In einer zweiten Variante wird neben dem Energiegebot ein zweiter Gebotsteil eingereicht, der eine zu vergütende Leistung repräsentiert und es werden mehrteilige Preise gezahlt. Solche mehrteiligen Preise können beispielsweise aus Kapazitäts- und Energievergütung bestehen oder andere *side payments* enthalten. Die Grundidee dieses Ansatzes ist, dass Bieter möglichst vollständig ihre Kostenstruktur offen legen, um

einen möglichst optimalen Kraftwerkseinsatz zu erzielen. Der Unterschied zur Koordination einer unternehmensinternen Hierarchie liegt lediglich darin, dass die Eingangsinformationen in Form von Geboten unabhängiger Marktteilnehmer vorliegen, anstatt unternehmensintern zur Verfügung zu stehen.¹¹⁶

3.2 Gestaltung von Strommärkten für kurzfristige Koordinationsaufgaben

Nach der erfolgten Definition von Marktformen werden diesen Marktformen nun Koordinationsaufgaben zugeordnet. Die Diskussion beginnt bei der Echtzeitkoordination, gefolgt von der Analyse der vorgelagerten, kurzfristigen Koordinationsstufen (Koordination durch kurzfristige Zukunftsmärkte).

Über den Wert kurzfristiger Energielieferungen in einer Branche, in der vor der Re-Regulierung langfristige Vertragsbeziehungen üblich und die Spezifikation eines exakten zeitlichen Verlaufs der Elektrizitätslieferung in Verträgen nicht gebräuchlich waren, herrscht bis heute große Verunsicherung. Dies gilt insbesondere in Verbindung mit der Diskussion um den Marktwert von EE.¹¹⁷ Auf der anderen Seite basieren in desintegrierten Marktstrukturen alle Strompreise und somit alle Allokationssignale letztlich auf den Preisen für kurzfristige Lieferungen, die wiederum von der Marktform derjenigen Märkte abhängen, die kurzfristige Koordinationsaufgaben wahrnehmen. Hogan drückt die Bedeutung der kurzfristigen Strompreise wie folgt aus: „Surprisingly for an industry as capital intensive as electricity production and distribution, the essential elements are found in a consistent organization of short-run operations and the associated pricing.“¹¹⁸

3.2.1 Gestaltung von Echtzeitmärkten

In Kapitel 2 wurde bereits deutlich gemacht, dass Koordinationsleistungen in einem Elektrizitätsversorgungssystem in Echtzeit aufgrund der Randbedingung der Versorgungszuverlässigkeit im gemeinsamen Interesse der Marktteilnehmer liegen. Ebenfalls wurde gezeigt, dass eine zentrale Institution den kurzfristigen Leistungsausgleich koordinieren muss: Sie muss die Bereitstellung der Reserveleistungen organisieren und den Einsatz steuern. Dies ist notwendig, da eine zum Zeitpunkt A gelieferte Strommenge nicht durch eine zum Zeitpunkt B gelieferte substituierbar ist. Wirtschaftlich bedeutet dies, dass der Lieferzeitpunkt unterschiedliche Stromprodukte definiert: Da die Entscheidung über die Angebots- und Nachfragemenge eines Produkts durch unmittelbare physische Einspeisung beziehungsweise Entnahme aus dem Netz erfolgt, muss eine Verhandlung über die Produktpreise vorher stattgefunden haben. Dies gilt, da aufgrund fehlender Möglichkeiten der „Rückgabe“ des Stromproduktes eine Nachverhandlung nicht möglich ist und bilaterale oder zentrale Preisverhandlungen können auch in Echtzeit nicht stattfinden. Im Echtzeitmarkt gelten also besondere Settlement-Regeln. Unter Settlement-Regeln werden die Regeln verstanden, die auf die Gebotspreise angewendet die Abrechnungspreise der erfolgreichen Gebote festlegen. Somit erfolgt das Settlement auf der Grundlage von ex-ante in Zukunftsmärkten definierten Angebots- und Nachfragefunktionen.

¹¹⁶ In der Terminologie von Stoff handelt es sich bei den Modellen A3, B3 und C3 um Pools, die er anhand des Vorliegens von *side payments* definiert. A2 und B2 bezeichnet er als *Exchanges*. Vgl. Stoff, S. (2002).

¹¹⁷ Vgl. Böhmer, T. (2003), Uphoff, V. (2004).

Ein Markt mit physischem Echtzeit-Settlement wird auch als Echtzeitmarkt oder Spotmarkt bezeichnet. Die Verwendung des Begriffes Spotmarkt ist im Zusammenhang mit Elektrizitätsmärkten jedoch nicht einheitlich. Im deutschen Sprachgebrauch steht er oft für einen Zukunftsmarkt mit Lieferzeitraum von einem Tag, welcher allerdings in der vorliegenden Arbeit als day-ahead-Markt bezeichnet wird. Um Begriffsverwirrungen zu vermeiden, wird in dieser Arbeit durchgängig der Begriff „Echtzeitmarkt“ benutzt und auf die Verwendung des Begriffes „Spotmarkt“ verzichtet.

Die beschriebenen Eigenschaften von Echtzeitmärkten sind nicht veränderbar. Der Zentralisierungsgrad ist auf Typ C festgelegt (vgl. Tabelle 3-1). Gestaltungsspielräume bestehen hinsichtlich der Gebots- und Preisstrukturen. Da sich die Festlegung der Gebote in vorgelagerten Märkten vollzieht, werden Gebots- und Preisstrukturen in Kapitel 3.2.3.1 der vorliegenden Arbeit diskutiert.

3.2.2 Gestaltung von Zukunftsmärkten

Neben dem Echtzeitmarkt mit physischem *settlement*, existieren in den Marktarchitekturen Zukunfts- oder Forwardmärkte. Sie zeichnen sich dadurch aus, dass das *settlement* bereits vor der physischen Lieferung stattfindet und somit nur ein finanzielles *settlement* sein kann. Nach dem Zeitraum bis zur Stromlieferung können intra-day-, day-ahead-, Wochen- und Monatsmärkte unterschieden werden. Sie tragen dazu bei, das Preisrisiko des Echtzeitmarktes zu vermindern. In Märkten der Formen A und B erfolgt der Abschluss von Verträgen unmittelbar zwischen Anbietern und Nachfragern. Die Information über die Energielieferung, die in dem Vertrag vereinbart wurde, erhält der Systembetreiber in einem festgelegten Zeitraum vor der physikalischen Lieferung in Form eines Lieferfahrplanes. Dieser enthält entsprechend dem festgelegten Abrechnungsintervall eine Zeitreihe von Leistungswerten. Er enthält jedoch keine Preisinformationen. Ohne diese Fahrplananmeldung würden Energielieferungen beziehungsweise -entnahmen zum Echtzeitpreis abgerechnet.

Stimmen die Liefermengen dieses Zukunftsgeschäfts und die Echtzeitlieferung überein, so stellt das Zukunftsgeschäft einen *perfect hedge* des Preisrisikos des Echtzeitpreises dar. Treten Mengenabweichungen zwischen der Fahrplananmeldung und der physischen Lieferung auf, so sind diese Mengen dem Preisrisiko des Echtzeitmarktes ausgesetzt. Existiert nur ein einziger Zukunftsmarkt, spricht man auch von einem *two-Settlement-System*, oder bei einer weiteren zeitlichen Stufung von Märkten, von einem *Multi settlement System*. Die Bedeutung der Risikomanagementfunktion von Zukunftsmärkten führt dazu, dass ein Großteil der gehandelten Strommengen über Zukunftsmärkte gehandelt wird.¹¹⁹ Das Volumen der umgesetzten Strommengen in Marktformen mit freiwilliger Börse im day-ahead-Markt beträgt in der Regel 10 bis 15 % des Gesamtvolumens. Weniger als 5 % werden über den Echtzeitmarkt umgesetzt.¹²⁰

¹¹⁸ Vgl. Hogan, W. (2002), S. 112f.

¹¹⁹ Dies führt bisweilen zu der Ansicht, der Day-ahead-Markt (wie er beispielsweise an Strombörsen implementiert ist), sei ein „physischer“ Markt, während längerfristige Forwardmärkte finanzielle Märkte seien. In Wirklichkeit gibt es keine schlüssige und absolute Begründung dafür, warum ein Zukunftsgeschäft mit einer Laufzeit von einem Tag „physischer“ sei als eines mit der Laufzeit von einer Woche.

¹²⁰ Brattle Group (2000), S. 31.

Zentralität der Zukunftsmärkte bei einteiligen Geboten

Grundsätzlich ist für Zukunftsmärkte die Anwendung aller in Tabelle 3-1 genannten Marktformen möglich. Zur Diskussion der Vorteilhaftigkeit der Marktformen soll zunächst angenommen werden, dass nur die Abgabe einteiliger Gebote möglich ist und die Preise ebenfalls einteilig sind, also eine reine Energiemengenvergütung stattfindet (Marktformen mit Index 1). In diesem Fall müssen Marktteilnehmer ihre Inflexibilitätskosten in den Geboten mit berücksichtigen.

Je größer die Anzahl von Zukunftsmärkten ist, desto besser können die Inflexibilitätskosten aus den besprochenen intertemporalen Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes und des Verbrauches in den Geboten berücksichtigt werden. So liegt beispielsweise die Bedeutung von day-ahead-Märkten in der Notwendigkeit des *unit commitment* begründet. Der Betreiber eines Grundlastblockes mit Startkosten und mit einer Mindesteinsatzzeit wird zur Absicherung versuchen, vor dem Start des Blocks den Verkauf der Energiemenge über die Mindesteinsatzzeit durch ein Geschäft im day-ahead-Markt durchzuführen. In sein einteiliges Gebot kann er die Startkosten mit einbeziehen und trägt somit nicht das Risiko, die Startkosten aufzuwenden, ohne die Energie verkaufen zu können.

Im noch kürzeren Zeitbereich des *economic dispatch* sind ebenfalls Inflexibilitäten für die Koordinationsaufgaben und damit für die Marktkoordination bedeutsam. Intraday-Märkte (z. B. hour-ahead Märkte, die auch als *balancing markets* bezeichnet werden) können in diesem Zeitbereich Koordinationsaufgaben durchführen. Je kürzer der Zeitraum bis zur Lieferung, desto bedeutender wird der Gebotsaufschlag, der durch die Inflexibilitätskosten verursacht wird, da das Verhältnis zwischen Inflexibilitätskosten und der Energiemenge, auf die diese Kosten umgelegt werden müssen, größer wird.

Mit steigender Kurzfristigkeit der Märkte steigen auch die Suchkosten nach geeigneten Geschäftspartnern für die Transaktion. Dies bedeutet, dass die Anzahl der Zukunftsmärkte durch die notwendige Liquidität der Märkte beschränkt wird. Eine geringe Liquidität drückt sich insbesondere für (kleine) Akteure ohne eigene Kraftwerksleistung in einem deutlichen Anstieg von Transaktionskosten aus.¹²¹ Illiquide Märkte bringen außerdem die Gefahr der Ausübung von Marktmacht einzelner Anbieter mit sich. Dies heißt, dass eine gezielte Verknappung oder ein Überangebot zu extremen Preisen führt, die die tatsächliche Knappheitssituation nicht widerspiegeln.

Fehlender Liquidität von Elektrizitätsmärkten kann durch eine Erhöhung des Zentralisierungsgrades der Märkte begegnet werden. So kann z.B. eine verpflichtende Teilnahme an einem zentralen Markt eingeführt werden (Marktform C₁). Die damit verbundene Standardisierung der Produktdefinition und anderer Rahmenbedingungen verhindert aber möglicherweise effiziente bilaterale Transaktionen. Andererseits ist in zentralisierten Marktformen aufgrund der höheren Anzahl an Geboten effizienterer Dispatch möglich.¹²²

Vorläufig ist also festzuhalten, dass bei einteiligen Geboten

¹²¹ Vgl. Klopfer, T. und Schulz, W. (1993), S. 101 f.

¹²² Vgl. Cameron, L. und Cramton, P. (1999), S. 81.

- mehrere Settlements von Zukunftsmärkten Risikoaufschläge von Marktteilnehmern auf ihre Gebote aufgrund ihrer Inflexibilitäten vermindern helfen,
- mit der Anzahl von Settlements die Liquidität der Märkte sinkt und somit das Risiko des Ausübens von Marktmacht steigt,
- bei steigender Kurzfristigkeit von Transaktionen eine Zentralisierung der Marktform dazu beiträgt, die Liquidität zu steigern und effiziente bilaterale Transaktionen immer weniger verhindert werden.

Zentralität von Zukunftsmärkten bei mehrteiligen Geboten

Die Möglichkeit der Abgabe von Geboten mit Nebenbedingungen bei einteiligen Preisen (Marktformen mit dem Index 2) verringert die Höhe von Risikoaufschlägen auf die Gebote, die in einem zentralisierten Preisbildungsverfahren (Typ B oder C) abgegeben werden. Diese Risikoaufschläge werden von Bietern auf Gebote aufgeschlagen, wenn das Preisfindungsverfahren keine explizite Berücksichtigung von Inflexibilitätskosten (in Form von Nebenbedingungen) vorsieht. Typische Nebenbedingungen von Geboten sind beispielsweise:

- Energiemengenbegrenzungen (z.B. bei Speicherkraftwerken),
- Maximale Laständerungsraten,
- Definierte monetäre Mindesterträge pro Gebot.

Für bilaterale Verträge (Typ A_2) ergeben sich aus der Möglichkeit der Definition von Nebenbedingungen keine Besonderheiten, da, anders als in zentralisierteren Märkten, bilaterale Verträge an keine Produktdefinitionen gebunden sind. Nebenbedingungen erhöhen allerdings die Suchkosten nach Geschäftspartnern.

Da in einem zentralisierten Markt Nebenbedingungen die Findung eines Marktgleichgewichts erschweren, ist auch hier die Liquidität der Märkte wichtig. Bei einer freiwilligen Börse stellt die Möglichkeit der Definition von Nebenbedingungen gleichzeitig auch einen Anreiz dar, sie als Koordinationsinstitution zu nutzen, da sie die Suchkosten bilateraler Märkte verringern.

Die Verwendung mehrteiliger Gebotsstrukturen in Zukunftsmärkten bringt das Problem mit sich, dass die Evaluation von komplexen, mehrteiligen Geboten bislang wenig erforscht ist. In der Literatur wird gezeigt, dass das Design einer anreizkompatiblen Evaluation von Geboten und der Preisfeststellung mit großen Schwierigkeiten behaftet ist und daher Marktmanipulationen nicht verhindert werden können.¹²³ So besteht die Möglichkeit, die komplizierte Gebotsstruktur auszunutzen und durch von den realen Werten abweichende Angaben höhere Erlöse zu erzielen, also ein ineffizientes Scheduling zu erzwingen.¹²⁴ Dies geschieht umso leichter, je größer die Konzentration auf dem Erzeugungsmarkt ist. Ein weiterer Kritikpunkt an zentralisierten Systemen ist, dass es auch mehrteilige Gebote nicht erlauben, dem Systembetreiber alle

¹²³ Wilson, R. (1998), S. 174, Kamat, R und Oren, S. S. (2002), S. 253.

¹²⁴ Vgl. Cameron, L. und Cramton, P. (1999), S. 81.

notwendigen Informationen zukommen zu lassen, um einen effizienten Dispatch durchzuführen – der dezentralisierte Self-Dispatch sei dem zentralen daher überlegen.¹²⁵

Die gleichen Überlegungen gelten für die Marktformen, in denen mehrteilige Preise gezahlt werden (Marktformen mit Index 3). Neben einem Bestandteil für Energiekosten erhalten die Bieter im Falle eines Zuschlages Zahlungen in Höhe der gebotenen Inflexibilitätskosten. Somit kann es zu einer Preisbildung auf Grundlage marginaler Erzeugungskosten kommen, in denen keine Risikozuschläge enthalten sind.

Liquiditätsprobleme werden in diesen Märkten nicht entstehen, denn aufgrund der separaten Zahlungen haben sie eine erhöhte Attraktivität gegenüber bilateralen Verträgen. Falls die Gebote reale Kostenstrukturen reflektieren, ist es theoretisch möglich, die optimale Informationslage zu erreichen, die ein vertikal integriertes Unternehmen zur Durchführung einer Kraftwerkseinsatzoptimierung zur Verfügung hat.

Allerdings stellt sich in diesen Marktformen die Frage nach der Ausgestaltung eines Modells für die Umlage der zusätzlichen Zahlungen auf die Marktteilnehmer. In Kombination mit der Schwierigkeit einer anreizkompatiblen Evaluation der Gebote entstehen Möglichkeiten des Missbrauchs der Gebotsstruktur bei Vorliegen von Marktmacht. Diese muss im Rahmen der Betrachtung einer konkreten Implementierung dieser Marktform genauer untersucht werden.

Hinsichtlich der Marktformen von Zukunftsmärkten mit mehrteiligen Gebots- und Preisstrukturen kann somit festgehalten werden:

- Mehrteilige Gebotsstrukturen in Zukunftsmärkten ermöglichen eine Reduzierung der Risikoaufschläge auf die Marktgebote,
- Die anreizkompatible Evaluation von mehrteiligen Geboten ist noch nicht ausreichend geklärt, und somit eröffnen diese Gebotsstrukturen die Möglichkeit des Missbrauchs von Marktmacht,
- Unter der Voraussetzung, dass Marktteilnehmer in ihrer Gebotsstruktur ihre Kostensituation reflektieren, bietet diese Marktform das Potential zur Erreichung der Effizienz eines Dispatch wie im vertikal integrierten Unternehmen.

3.2.3 Gestaltung von Regenergiemärkten

Als Verantwortlicher für die Systemsicherheit benötigt der Systembetreiber im Zukunftsmarkt eine zur Sicherung der *Generation Security* ausreichende Menge kurzfristig einsetzbarer inkrementeller und dekrementeller physischer Erzeugungsleistung (Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve), die Regelleistung. Er muss sie in einer dezentralen Marktarchitektur am Markt kontrahieren. Diese Kontrahierung bezieht sich zwar auf die Bereitstellung physischer Erzeugungsleistung, ist aber, wie jedes Zukunftsgeschäft mit Elektrizität finanzieller Natur, da die tatsächliche Leistungserbringung erst zum Lieferzeitpunkt überprüft werden kann. Daher ist es notwendig, dem Systembetreiber über hohe Pönalen, ein aufwändiges Präqualifikationsverfahren und teilweise direkter Steuerung der Kraftwerke einen physischen

¹²⁵ Vgl. Cameron, L. und Cramton, P. (1999), S. 80, Shuttleworth, G. (2002), S. 31.

Durchgriff auf die Erzeugungsleistung zu gewährleisten. Der Zukunftsmarkt, in dem der Systembetreiber Leistung mit physischem Durchgriff kontrahiert, wird als Regelenenergiemarkt bezeichnet. Der Begriff „Regelenenergiemarkt“ ist insofern verwirrend, als auf diesem Markt keine Energie, sondern zunächst nur Leistung gehandelt wird. Die Regelenenergie ist vielmehr die Energie, die beim Einsatz der Regelleistung umgewandelt wird.

Für den Regelenenergiemarkt können verschiedene Gebots- und Preisstrukturen verwendet werden. Da diese Ausgestaltungsmöglichkeiten wesentlichen Einfluss auf den Echtzeitpreis haben und somit die am Markt erzielbare Vergütung von EE entscheidend bestimmen, werden sie im Folgenden genauer analysiert.

3.2.3.1 Gebots- und Preisstrukturen in Regelenenergiemärkten

Marktformen von Regelenenergiemärkten unterscheiden sich im Wesentlichen bezüglich ihrer Gebots- und Preisstruktur. Ist eine einteilige Gebotsstruktur (Marktform mit Index 1) für den Regelenenergiemarkt vorgegeben (i. d. R. wird nur der Arbeitspreis für die Lieferung im Echtzeitmarkt geboten), wird also die Bereitstellung von Reserveleistung nicht separat vergütet, müssen sowohl Brennstoffkosten als auch Inflexibilitätskosten wie Opportunitäts- und Startkosten in das Gebot mit eingerechnet werden. Da das im Echtzeitmarkt stattfindende Settlement sowohl von den Geboten anderer Bietern als auch von dem aktuellen Regelenenergiebedarf des Systembetreibers abhängt, insgesamt also sehr schwer zu prognostizieren ist, sind Risikoaufschläge auf die Gebote zu erwarten.

Die einteilige Gebotsstruktur hat sich in der Praxis nicht durchgesetzt. Innerhalb der niederländischen Marktarchitektur ist sie zwar vorgeschrieben, gleichzeitig sind aber alle Kraftwerksbetreiber mit einer Blockgröße von mehr als 60 MW zur Abgabe von Geboten verpflichtet.¹²⁶ In Deutschland wurde diese Gebotsstruktur nie implementiert, obwohl es in der Auflage zur Fusion von RWE und VEW des Bundeskartellamtes ab dem 1.8.2001 enthalten ist. Nach Angaben von der RWE Net AG waren nicht genügend Bieter bereit, zu diesen Konditionen überhaupt Gebote abzugeben.¹²⁷ Auf der anderen Seite stellt die Notwendigkeit der Übernahme von Risiken die aus der Inflexibilität der Kraftwerke rühren, einen starken dynamischen Anreiz zur Investition in flexiblere Kraftwerkstechnologien dar.

Die mehrteilige Gebotsstruktur bei einteiligen Preisen (Index 2) kann im Regelenenergiemarkt keine Anwendung finden, da sie Nebenbedingungen für den Kraftwerkeinsatz enthält. Diese kann der Systembetreiber beim *Settlement* (in Form des Regelenenergieeinsatzes) nur schwierig berücksichtigen, da die Frequenz- oder Regelzonenabweichung als Eingangsgröße seiner Optimierung stochastischen Charakter hat.

Mehrteilige Gebote und mehrteilige Preise (Gebots- und Preisstruktur mit Index 3 mit einer Komponente für die Vergütung der Kapazitätsbereitstellung sowie einem Energiegebot) sind für den Regelenmarkt üblich. Opportunitäts- und Startkosten können hier im Kapazitätsgebot berücksichtigt werden. Im Falle des Zuschlages erhält der Anbieter den Leistungspreis (entspricht einem Optionspreis für die Vorhaltung) und,

¹²⁶ Beune, R. J. L. und Nobel, F. (2001), S. 2.

¹²⁷ Vgl. Bundeskartellamt (2000), persönliches Gespräch mit Dr. Albers, RWE net AG.

im Falle des Einsatzes, den Arbeitspreis. Der Regelenergiemarkt hat in diesem Modell ein gesplittetes Settlement. Die Kontrahierung der Regelleistung wird meist day-ahead gesettelt, während die gelieferte oder bezogene Regelenergiemenge im Echtzeitmarkt physikalisch gesettelt wird.

Eine mehrteilige Gebots- und Preisstruktur verringert die Risiken für die Bieter und erhöht auf diese Weise die Liquidität im Regelenergiemarkt. Auf der anderen Seite hat sie nicht die langfristige Effizienzwirkung der einteiligen Preise. Die Frage langfristiger Anreizwirkungen der Preise ist von der Finanzierung der *side payments*, in diesem Fall also der Kapazitätszahlungen, abhängig. Wird eine pauschale Umlage der Kapazitätszahlungen auf die Netznutzer vorgenommen und das Niveau der Echtzeitpreise abgesenkt, werden Kosteninformationen vom Markt „versteckt“. Wird in den Zukunftsmärkten ein anderes Marktmodell (z. B. einteilige Gebote und Preise) verwendet, so wird dies dazu führen, dass die Risikoabsicherungsfunktion des Zukunftsmarktes an Bedeutung verliert.

Zusammenfassend kann somit festgehalten werden, dass für den Regelenergiemarkt primär die Marktform C_3 mit gesplittetem Settlement Bedeutung hat.

Der Einsatz der Regelenergie durch den Systembetreiber dient aber nicht nur dem Ausgleich von „fehlenden“ oder „überschüssigen“ Energiemengen der Marktteilnehmer. Er dient ebenso zur Behebung von Netzengpässen durch gegenläufigen Einsatz von Kraftwerken beziehungsweise Verbrauchern. In diesem Fall ergeben sich räumlich differenzierte Echtzeitpreise. Dies bedeutet aber auch, dass der Systembetreiber bei der Kontrahierung der Leistung ihre räumliche Verteilung berücksichtigen muss.

3.2.3.2 Gebotsevaluation und Bietkalküle in Regelenergiemärkten

Bei der Anwendung von mehrteiligen Gebots- und Preisstrukturen auf Regelenergiemärkten stellt sich die Frage nach den Bietkalkülen der Anbieter von Regelleistung. Ihre Bietstrategie hängt von ihrer Kostensituation sowie den Marktregeln für die Gebotsevaluation ab.

Fallen keine Opportunitätskosten aus dem day-ahead-Markt an, muss ein Leistungspreis nur die Transaktionskosten decken. Mit dem Arbeitspreis müssen jedoch mindestens Brennstoff- und Startkosten gedeckt werden. Durch das day-ahead-Settlement der Bereitstellungsleistung wird das Risiko des Bieters gegenüber dem Modell mit einteiligen Preisen reduziert, da bei Ablehnung des Gebotes ein erneutes Bieten in den noch kurzfristigeren Märkten (intraday, Echtzeit) möglich ist. Für negative Regelenergie fallen ebenfalls keine Opportunitätskosten an. Hier müssen sich im Arbeitspreisgebot die vermiedenen Brennstoffkosten widerspiegeln. Abhängig von dem verwendeten Verfahren für die Evaluation der Gebote sowie den Erwartungen über das Verhalten der Mitbieter kann das Bietkalkül von dem oben beschriebenen abweichen, d. h. ausgehend von einer Erwartung über die Einsatzwahrscheinlichkeit können auch fixe Kostenbestandteile in das Arbeitspreisgebot verlagert werden und umgekehrt.

Chao und Wilson haben Verfahren für die Evaluation mehrteiliger Gebote in Regelenergiemärkten untersucht. Das Ergebnis ihrer Untersuchung ist, dass eine effiziente Evaluationsregel für mehrteilige Gebote

eine Evaluation der Gebote anhand des Leistungspreises vorsehen muss. Der Einsatz der Regelleistung erfolgt dann in der Reihenfolge der aus den Arbeitspreisgebieten gebildeten Merit Order.¹²⁸

3.2.4 Gestaltung von Marktarchitekturen

Im Folgenden werden Marktarchitekturen nach der Beziehung zwischen Zentralisierung und Integration, nach ihrer vertikalen Integration sowie nach den zwischen ihnen bestehenden Arbitragebeziehungen untersucht.

3.2.4.1 Zentralisierung und Integration von Strommärkten

Die Marktarchitektur von Strommärkten kann in Analogie zur Architektur eines Gebäudes gesehen werden, dessen einzelne Konstruktionselemente genau aufeinander abgestimmt sein müssen, um seinen Zweck erfüllen zu können.¹²⁹ Entsprechend werden in einer Marktarchitektur Marktinstitutionen definiert, die Koordinationsaufgaben wahrnehmen; auch die Form des Zusammenwirkens von Marktinstitutionen wird in der Marktarchitektur festgelegt.

Der Grad der Zentralisierung von einzelnen Märkten und die Integration von Märkten innerhalb einer Marktarchitektur stehen in einem Zusammenhang. Die Marktintegration ermöglicht die Ermittlung eines gemeinsamen Optimums für verschiedene Koordinationsaufgaben, das bei desintegrierten Märkten über Markttransaktionen gefunden werden muss. In desintegrierten Marktarchitekturen stehen die einzelnen Märkte in Arbitragebeziehungen zueinander. Sie werden im Kapitel 3.2.4.3 diskutiert. Integration von Märkten bewirkt somit eine Reduzierung von Transaktionskosten. Da die Ermittlung von Optima in zentralisierten Marktformen auf der Grundlage einer höheren Anzahl von Geboten erfolgen kann, ist die Kombination einer Marktintegration mit zentralisierten Marktformen sinnvoll. Auf der anderen Seite ist ein Nachteil von Marktintegrationen, dass ineffiziente Preise (z. B. durch das Ausnutzen von Marktmacht) sich in allen Märkten wieder finden. Im Rahmen der Gestaltung einer konkreten Marktarchitektur muss dieser Aspekt mit berücksichtigt werden.

Marktformen mit unterschiedlichem Zentralisierungsgrad können parallel existieren und simultan Koordinationsaufgaben durchführen. Beispielsweise können eine oder mehrere Strombörsen parallel zu bilateralen Märkten oder durch elektronische Brokersysteme vermittelte Märkten existieren. Diese Märkte stehen untereinander ebenfalls in Arbitragebeziehungen.¹³⁰

Beim Poolmodell handelt es sich um die denkbar höchste Zentralisierung und Integration einer Marktarchitektur. Forward- und Regelleistungsmärkte sowie Märkte für Übertragungsrechte sind in einem zentralisierten Markt integriert. Koordinations- und Optimierungsfunktionen werden durch den Systembetreiber vorgenommen. Es wird daher auch als „Maximum-ISO“-Modell bezeichnet. Die Güte der

¹²⁸ Vgl. Chao, H. und Wilson, R. (2002)

¹²⁹ Die Definition folgt hier der von Stoff. Vgl. Stoff, S. (2002), S. 84.

¹³⁰ Für eine Darstellung von Beziehungen von Day-ahead Märkten unterschiedlichen Zentralisierungsgrades vgl. Borchert, J. (2004), S. 14 ff.

Koordinationsleistung entspräche der eines integrierten Unternehmens, sofern die Gebote der Marktteilnehmer den tatsächlichen Kosten entsprechen.¹³¹

Auf der anderen Seite ist das mögliche Minimum der Aktivität des Systembetreibers der Einsatz von in einem zentralen Regelenergiemarkt bezogener Energie und die Abrechnung von Umsätzen des Echtzeitmarktes. Eine Marktarchitektur mit minimaler Aktivität des Systembetreibers und einer weitgehenden Koordination mit Hilfe von dezentralen Marktformen, wird als „dezentrales Modell“, „Minimum-ISO“ oder „bilaterales Modell“ bezeichnet.¹³² Die horizontale Koordination der Kraftwerke im day-ahead-Zeitraum wird im bilateralen Modell auf der Grundlage verteilter Informationen vorgenommen. Strombörsen, Broker oder andere Vermarktungsinstitutionen sind hilfreich, aber nicht zwingend notwendig, um diese Aufgabe zu erfüllen. Somit stellen die wesentlichen Unterschiede zwischen den Marktarchitekturen die Zentralität von day-ahead-Märkten, den Märkten für Übertragungsrechte sowie intraday-Märkten dar, die als separate Märkte existieren.

3.2.4.2 Vertikale Integration von Strommärkten

Aufgrund seiner Systemverantwortung ist der Systembetreiber zur Durchführung der vertikalen Koordination (vgl. Kapitel 2.5.2) auch als unbundeltes Unternehmen auf Informationen über mittel- und kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung angewiesen. Die dazu mindestens erforderlichen Informationen sind die aus Handelsgeschäften day-ahead resultierenden Fahrpläne, die den Energieaustausch zwischen Erzeugern und Abnehmern für jedes Settlement-Intervall zeigen. Auf Grundlage dieser Informationen kann der Systembetreiber die zu erwartende Netzbelastung prüfen. In integrierten Systemen liegen zudem die Preisinformationen vor, auf deren Grundlage ein Dispatch unter Berücksichtigung von Netzengpässen durchgeführt wird und der zu örtlich differenzierten Preisen in jedem Netzknoten führt. Die örtlichen Preisdifferenzen können im Vorfeld des Settlements durch finanzielle Übertragungsrechte (Transmission Congestion Contracts – TCC) gehedgt werden, die dem Inhaber die Preisdifferenz zwischen in dem Kontrakt spezifizierten Netzknoten garantieren.¹³³ In desintegrierten und dezentralisierten Marktarchitekturen werden üblicherweise bilaterale Verträge auf Grundlage eines simplifizierten Netzmodells abgeschlossen. In diesem sind Netzknoten in Zonen zusammengefasst, innerhalb derer keine Netzrestriktionen auftreten. Zwischen den Zonen bestehende signifikante Übertragungsrestriktionen (*Commercial significant interzonal transmission constraints*) werden beim Dispatch berücksichtigt.¹³⁴ Für diese Engpässe können physische oder finanzielle Übertragungsrechte gehandelt werden. Da in einem vermaschten Netz Netzengpässe voneinander abhängig sind, sind Märkte für Übertragungsrechte zentralisiert (Marktform Typ C).

Im theoretischen Idealfall (Wettbewerbsbedingungen, vollständige Information) führen desintegrierte, dezentrale Systeme, bei denen Übertragungsrechte vom Systembetreiber erworben werden müssen, zum

¹³¹ Hogan, W. W. (2002), S. 115.

¹³² Andere Bezeichnungen sind integrated vs. unbundled, vgl. Wilson, R. (2001), S. 5. Das rein dezentrale (bilaterale) Modell ohne zentrale Elemente ist ein rein theoretisches Konstrukt ohne praktische Relevanz.

¹³³ Das Konzept der TCC geht auf Hogan zurück (vgl. Hogan, W. W. (1992)).

¹³⁴ Vgl. Kamat, R. und Oren, S. S. (2002), S. 2.

gleichen Ergebnis wie der zentralisierte, integrierte Ansatz.¹³⁵ Im realen Fall fallen die Märkte für Energie und Übertragung zeitlich auseinander. Unsicherheiten können durch das mögliche Eintreffen von Ereignissen zwischen dem Settlement des Marktes für Übertragungsrechte und dem Energiemarkt eintreten. Weiterhin können sich die Netzengpasssituationen im Zeitraum zwischen day-ahead- und Echtzeit-Settlements entsprechend der Prognosegenauigkeit für Energielieferungen aus EE ändern. In diesen realen Fällen nicht vollständiger Informationen oder dem Vorliegen von Unsicherheiten ist der zentralisierte Ansatz dem dezentralen überlegen, da die neu eintreffenden Informationen von zentraler Stelle in Dispatchentscheidungen berücksichtigt werden können, ohne dass es einer direkten Beteiligung von Marktakteuren bedarf. Beim kurzfristigen Auftreten von Engpässen müssen diese vom Systembetreiber behoben werden. Da in dezentralen Marktformen keine Kosteninformationen zentral vorliegen, muss die Engpassbehebung unter Einsatz von Regelernergie erfolgen und die anfallenden Kosten müssen auf die Marktteilnehmer verteilt werden. Neuhoff hat gezeigt, dass bei Vorliegen von Netzengpässen in zentralisierten Marktformen die Marktmacht von Erzeugern zu geringeren Effizienzverlusten führt als bei dezentralisierten.¹³⁶

In der Literatur kann die Überlegenheit eines der Modelle nur unter sehr engen Annahmen hergeleitet werden.¹³⁷ In Summe zeigt sich zwar, dass bei Anstieg der Koordinationsaufgaben und Unsicherheiten durch EE eine stärkere Zentralisierung des Marktes geboten ist. Die Argumente gegen eine stärkere Zentralisierung zielen eher auf die Gefahr des Marktmissbrauchs sowie auf dynamische, langfristige Aspekte ab, die in den folgenden Kapiteln näher untersucht werden. Eine Aussage über die Vorteilhaftigkeit konkreter Marktarchitekturen können jedoch nur unter Berücksichtigung der Unternehmensstruktur und der bestehenden Netztopologie getroffen werden.

Einen Indikator für die relative Überlegenheit von Marktarchitekturen könnten praktische Erfahrungen darstellen. Zunächst ist ein Zusammenhang zwischen der Implementierung eines Designs und der Ausprägung der Koordinationsaufgaben des jeweiligen Elektrizitätsversorgungssystems denkbar. Geht man davon aus, dass die relative Überlegenheit eines Systems abstrakt nicht herleitbar ist, könnte die Richtung von Modifikationen einer Architektur Hinweise darauf geben, welche Marktarchitekturen überlegen sind.

Integrierte und zentralisierte Marktarchitekturen, in denen Netzknotenpreise implizit bestimmt werden und in denen im day-ahead-Markt mehrteilige Gebote und Preise zugelassen sind, finden sich vor allem im Nordosten der USA. Beispielsweise wird im day-ahead-Markt von Pennsylvania, New Jersey, Maryland (PJM) garantiert, dass kein Erzeuger, der vom Systembetreiber eingeplant wird im Laufe eines Tages Geld verliert. Wenn Start- und Leerkosten nicht gedeckt werden können, wird ein uplift charge gezahlt, das von allen Endkunden gleichmäßig zu tragen ist.¹³⁸ Weitere zentralisierte Märkte sind in New England, New York, Neuseeland sowie in Spanien und Skandinavien anzutreffen. Eher dezentralisierte Märkte sind in

¹³⁵ Vgl. Chao, H. und Peck, S. C. (1997).

¹³⁶ Vgl. Neuhoff, K. (2003).

¹³⁷ Vgl. dazu beispielsweise Ehrenmann, A. und Neuhoff, K. (2003), Smeers, Y. (2001), Joskow, P. L. und Tirole, J. (2000).

Deutschland, in den Niederlanden, Österreich und Kalifornien (bis 2001) implementiert. Da im Nordosten der USA ein aktives Engpassmanagement nötig ist, dagegen in Deutschland, Niederlanden und Österreich kaum Engpässe innerhalb der Elektrizitätsversorgungssysteme auftreten, ist dies ein Hinweis auf die Überlegenheit integrierter und zentralisierter Marktarchitekturen bei erhöhten vertikalen Koordinationsaufgaben.

Bereits erwähnt wurde das von der US-amerikanischen Regulierungsbehörde 2002 vorgeschlagene Standard Market Design, das nach einer Diskussionsphase der dokumentierten Marktregeln als einheitliche Grundlage für die Marktgestaltung in den USA dienen soll.¹³⁹ Es lehnt sich an die zentralisierten Marktmodelle des Nordostens an. Hauptcharakteristikum ist ein nicht-obligatorischer day-ahead-Markt, über den auch bilaterale Handelsgeschäfte abgewickelt werden können und wo der auf Grundlage von mehrteiligen Preisgeboten Knotenpreise ermittelt werden. In England und Wales hat im März 2001 ein Übergang von einem Poolmodell zu einem dezentralem System stattgefunden. In Kalifornien wird über die Implementierung eines zentraleren Systems nachgedacht. Insgesamt zeichnet sich also eine Abkehr von Extremformen der Marktgestaltung und eine Tendenz hin zu Marktarchitekturen ab, die auf Marktformen vom Typ B beruhen. Ein direkter Zusammenhang zu den Koordinationsaufgaben kann daraus jedoch nicht abgeleitet werden.

3.2.4.3 Beziehungen zwischen kurzfristigen Strommärkten

In desintegrierten Marktarchitekturen mit mehreren Settlements ergeben sich im Echtzeitmarkt, im day-ahead-Markt sowie im Regelenergiemarkt Strompreise, die über Arbitragebeziehungen oder Settlement-Regeln miteinander gekoppelt sind. Diese Kopplungen sind in integrierten Marktarchitekturen internalisiert. In Abbildung 3-4 sind die nachfolgend beschriebenen Beziehungen überblicksartig grafisch dargestellt. Sie werden nachfolgend näher erläutert.

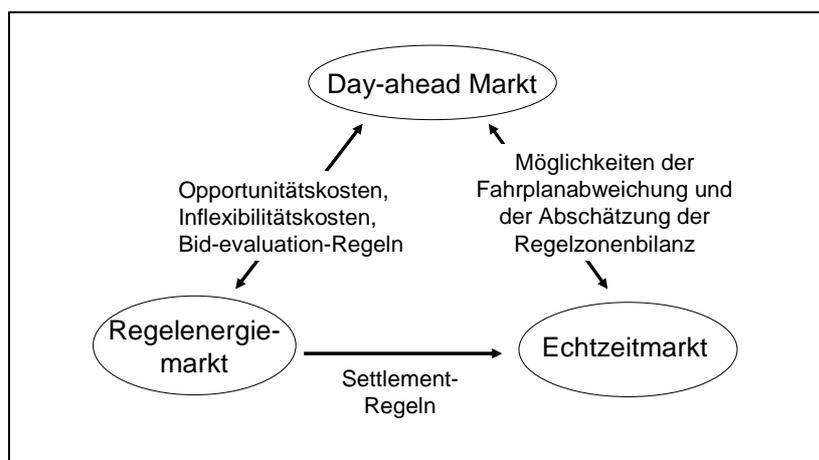


Abbildung 3-4: Beziehungen zwischen kurzfristigen Strommärkten

¹³⁸ Vgl. Hirst, E. (2001), S. 13.

¹³⁹ Vgl. FERC (2002).

Day-ahead-Markt – Regelenenergiemarkt

Die Kopplung der Angebotspreise auf dem Regelmarkt mit day-ahead-Marktpreisen ergibt sich aus der Forderung der Anbieter, im Regelmarkt mindestens gleich hohe Erlöse zu erzielen.¹⁴⁰ Für die Anbieter auf den Regelenenergiemarkt fallen beim Angebot positiver Reserve (zur kurzfristigen Lieferung von Elektrizität) Opportunitätskosten immer dann an, wenn Kraftwerke mit marginalen Kosten die kleiner sind als der im day-ahead-Markt realisierte Preis, im Regelenenergiemarkt bieten. Diese so genannten inframarginalen Kraftwerke sind oft die einzigen Kraftwerke, die den technischen Anforderungen an die Bereitstellung von Regelleistung genügen. Da die technischen Anforderungen an die Minutenreserveleistung geringer sind, bieten in diesem Bereich verstärkt Kraftwerke mit marginalen Kosten, die höher sind, als der im day-ahead-Markt realisierte Preis (z.B. Gasturbinenkraftwerke). Bei ihnen fallen für die Bereitstellung der Leistung keine Opportunitätskosten an.

Im Falle negativer Reserve (kurzfristige Reduzierung der gelieferten Leistung beziehungsweise Erhöhung des Verbrauchs) gelten umgekehrte Überlegungen. Die Bieter am Markt für negative Regelenenergie bieten einen Preis, den sie für die Leistungsreduzierung (die Brennstoffersparnis mit sich führt) beziehungsweise für die bezogene Elektrizität zu zahlen bereit sind. Unter der Annahme voller Flexibilität bieten demnach Kraftwerke in umgekehrter Reihenfolge ihrer marginalen Kosten. Opportunitätskosten fallen hier nicht an.¹⁴¹

Day-ahead-Markt - Echtzeitmarkt

Im theoretischen Fall voll flexibler Kraftwerke ohne das Eintreffen besonderer Ereignisse bis zur Lieferung und bei einteiligen Preisen ist der Preisverlauf im Echtzeitmarkt mit dem in den Zukunftsmärkten identisch. Durch das im Zukunftsmarkt in der Regel größere Abrechnungsintervall tritt lediglich eine Mittlung des oft in einem kürzeren Zeitbereich festgelegten Echtzeitpreises auf. Ein unterschiedliches Niveau und eine größere Volatilität der Echtzeitpreise gegenüber den day-ahead-Preisen kann durch kurzfristige Inflexibilitäten im Kraftwerkspark und die Verwendung mehrteiliger Preise verursacht werden:

Treten in Zukunftsmärkten Preise auf, die nicht den Preiserwartungen auf dem Echtzeitmarkt entsprechen, eröffnen sich Arbitragemöglichkeiten. Das Ausnutzen von Arbitragemöglichkeiten zwischen day-ahead- und dem Echtzeitmarkt hat im US-amerikanischen Sprachgebrauch bereits einen Ausdruck geprägt: Geschäfte, die durch „Überspeisung“ Erlöse für Überschussenergie im Echtzeitmarkt erzielen, werden als „fat boy trades“ bezeichnet. Bei antizipierbaren Preisdifferenzen zwischen Echtzeit- und day-ahead-Markt sind daher systematische Fahrplanabweichungen ein Indikator für Arbitragegeschäfte. Sie treten so lange auf, bis durch die Veränderung der Wahrscheinlichkeit des Auftretens der Regelzonenabweichungen in positive

¹⁴⁰ Theoretische Modellrechnungen ergeben eine sehr hohe Korrelation zwischen dem Regelmarkt und dem day-ahead-Markt. Vgl. dazu Hirst, E. und Kirby, B. (1998).

¹⁴¹ Bei Aufhebung der Annahme voller Flexibilität könnte es theoretisch möglich sein, dass Opportunitätskosten ebenfalls in die Gebote einbezogen werden müssen. Dies wäre beispielsweise dann der Fall, wenn Kraftwerke mit marginalen Kosten unterhalb des MCP keine genügend schnelle Leistungsänderung liefern können oder unterhalb ihrer Mindestlast fahren müssten. In diesem Fall müssten Kraftwerke einen erhöhten Output liefern.

beziehungsweise negative Richtung der Erwartungswert des Echtzeitpreises dem day-ahead-Preis (unter Berücksichtigung eines Risikozuschlages) entspricht.

Bei Verwendung unterschiedlicher Preisstrukturen in Zukunftsmärkten und dem Regelmarkt funktionieren Arbitragebeziehungen nicht mehr. Werden beispielsweise Leistungspreise, Zuschläge für Rampenfahrten oder andere *side payments* pauschal umgelegt, werden durch diesen zweiten Preisbestandteil nicht mehr die vollständigen Kosten abgebildet. Bestehen unterschiedliche Gebotsstrukturen im Regel- oder Echtzeitmarkt so führt Arbitrage zu Preisverzerrungen.

Regelenergiemarkt - Echtzeitmarkt

Die Beziehungen zwischen dem Regelenergie- und dem Echtzeitmarkt ergeben sich in dezentralen Marktarchitekturen aus den Settlement-Regeln des Regelenergiemarktes, der teilweise im Echtzeitmarkt gesettlet wird. Sie werden im Zusammenhang mit den Durchführungsregeln im Kapitel 3.2.5.1 diskutiert.

Märkte für Übertragungsrechte – Strommärkte

Der Wert eines Übertragungsrechtes für einen Netzengpass entspricht (bei Vernachlässigung von Netzverlusten) der Differenz der Marktpreise in den durch den Engpass getrennten Netzknoten oder Zonen. Insofern besteht eine direkte Kopplung zwischen den Preisen für die Übertragungsrechte und dem Forward-beziehungsweise Echtzeitpreisen zu jedem Zeitpunkt.

3.2.4.4 Ausprägungen von Marktintegration

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass in desintegrierten Marktarchitekturen zwischen dem day-ahead-Markt und dem Regelenergiemarkt sowie zwischen den Märkten für Übertragungsrechte und den Strommärkten Beziehungen bestehen. Eine Integration der Märkte könnte folgende Ausprägungen haben:

- institutionelle Kopplung der Märkte
- Einführung von Mechanismen zur Übertragung von (z. B. nicht berücksichtigten) Geboten in andere Märkte
- Abgabe von Geboten mit Nebenbedingungen, die an Ergebnisse eines anderen Marktes geknüpft sind
- im Extremfall vollständige Integration der Märkte (einheitliche Preisermittlung über alle Märkte).

Die erhöhten kurzfristigen Koordinationsanforderungen durch regenerative Energie in einem inflexiblen, thermisch geprägten System können daher durch zentralisierte Marktformen einfacher gelöst werden. Um das Optimierungsergebnis durch bilaterale Verträge zu reproduzieren, bedarf es einer Reihe liquider Forwardmärkte, die über Arbitragerelationen gekoppelt sind und eine konsistente Preisstellung in allen

Märkten liefern. Die Transaktionskosten können in solchen Märkten durch Konzentration auf wenige elektronische Handelsplätze abgesenkt werden.

3.2.5 Durchführungsregeln in Strommärkten

Eine noch feinere Differenzierung von Marktformen lässt sich durch die Betrachtung ihrer Durchführungsregeln vornehmen: Diese Regeln betreffen die u. a. die Wahl des Settlement-Intervalls, das Verfahren für die Evaluation der Gebote und das Settlement sowie die Präqualifikation von Marktteilnehmern. Daneben existieren (insbesondere in zentralisierten Marktformen wie Strombörsen) zahlreiche weitere Regelungen zur Festlegung von Handelsabläufen.¹⁴²

3.2.5.1 Settlement-Regeln

Bei der Abrechnung der Gebote in Strommärkten, lassen sich in Märkten mit einteiligen Gebotsstrukturen zwei Verfahren unterscheiden. Wenn alle Gebote zum Marktpreis abgerechnet werden und der Marktpreis entsprechend der Höhe des marginalen Gebotes festgesetzt wird, das die bestehende Nachfrage deckt, spricht man vom *Marginal Cost Pricing* (MCP). Alternativ wird das *Pay as Bid* (PaB) Verfahren eingesetzt. Bei diesem Verfahren erhalten erfolgreiche Bieter ihren individuellen Gebotspreis.

In der Literatur wird der Einsatz des PaB-Verfahren als Instrument zur Verhinderung von Marktmanipulationen in Strommärkten durch überhöhte Gebote diskutiert. Die Anwendung des PaB-Verfahrens verhindere die Anhebung des gesamten Preisniveaus durch einen einzelnen Anbieter, da, anders als beim MCP ein einzelnes (das marginale) Gebot nicht die Höhe der Zahlung an alle anderen Marktteilnehmer beeinflusst.¹⁴³

Das Marktergebnis ist bei beiden Verfahren unter der Voraussetzung vollständiger Information gleich, da beim PaB-Verfahren die Bieter ihre Gebote entsprechend dem erwarteten marginalen Gebot abgeben. Sie erhöhen somit ihre Gebote über ihre marginalen Kosten hinaus bis zum erwarteten Marktpreis. Als Vorzug des MCP wird die leichtere Kontrollierbarkeit beim Missbrauch von Marktmacht angeführt da die Abweichungen zu den (meist bekannten) marginalen Erzeugungskosten leicht identifiziert werden können. Schließlich bedeutet ein PaB System insbesondere für kleinere Anbieter einen verhältnismäßig höheren Aufwand zur Ermittlung des wahrscheinlichen Marktpreises. In Summe muss die Entscheidung für ein Verfahren in Abhängigkeit von der Liquidität des Marktes und der Gefahr des Ausübens von Marktmacht gefällt werden.¹⁴⁴

In Märkten mit mehrteiligen Gebots- und Preisstrukturen sind im Hinblick auf das Settlement noch weitere Ausgestaltungsoptionen relevant. Die Ausgestaltung des Settlements ist für die Preisbildung auf dem

¹⁴² Darunter fallen z.B. die sog. *activity rules*, die Marktunterbrechungen bei der Überschreitung von bestimmter Preisgrenzen vorsehen.

¹⁴³ Vgl. Krishna, V. und Perry, M. (1998), Vázquez, C., Rivier, M., und Pérez-Arriaga, I. J. (2001), Putnam, Hayes und Bartlett (1998).

¹⁴⁴ Vgl. Shuttleworth, G. (2002), S.34.

Echtzeitmarkt relevant, da in Regelmärkten oft mehrteilige Gebots- und Preisstrukturen verwendet werden und das physikalische Settlement auf dem Echtzeitmarkt stattfindet. Somit überführt die Settlement-Regel des Regelenergiemarktes die dort vorliegenden Gebote in Echtzeitpreise. Neben den Geboten des Regelenergiemarktes sind für die Festlegung des Echtzeitpreises die Mengen entscheidend, die sich aus dem Saldo der Fahrplanabweichungen ergeben.¹⁴⁵ Wenn beispielsweise auf dem Regelenergiemarkt eine zweiteilige Gebots- und Preisstruktur verwendet wird, in der ein Arbeits- und ein Leistungspreis geboten werden, muss in einer Settlement-Regel festgelegt werden, wie die beiden Preisbestandteile auf welche Nutzer der kurzfristigen Energielieferungen umgelegt werden. Diese Settlement-Regel kann daher auch als Kostenwälzungsregel vom Regelenergiemarkt zum Echtzeitmarkt betrachtet werden.

Soll die Settlement- oder Kostenwälzungsregel zu einer kurzfristigen und langfristigen Gesamtkostenminimierung führen, müssen die Kosten der Bereitstellung von kurzfristig verfügbarer Kraftwerksleistung in einer Weise an die Nutzer gewälzt werden, dass die marginalen Kosten dem Nutzen der Bereitstellung entsprechen können. Die durch die Kurzfristigkeit von Energielieferungen verursachten Kosten sind Kosten der Option kurzfristiger Leistungsbereitstellung und entsprechen damit den Inflexibilitätskosten der zur kurzfristigen Lieferung bereitgestellten Kraftwerke. Der Nutzen besteht in der Erhaltung eines definierten Levels der Systemsicherheit auch bei stochastischen Schwankungen von Last und der Erzeugungsleistung. Dieser Nutzen kann als eine Versicherung gegen Fehler bei der Einsatzplanung interpretiert werden, die allen Erzeugern und Verbrauchern zugute kommt. Dieser Interpretation zufolge sind die Kosten der kurzfristigen Leistungsbereitstellung auf alle Netznutzer umzulegen. Andererseits ist aber die Inanspruchnahme der Versicherungsleistung durch Erzeuger und Verbraucher steuerbar (vgl. *fat-boy trades*, Kapitel 3.2.4.3). Da eine gezielte Ausnutzung der Versicherungsleistung durch einige Akteure die durch alle Akteure finanzierte, insgesamt notwendige Leistungsbereitstellung beeinflusst, liegt ein externer Effekt vor.

Zur Internalisierung des externen Effektes existieren zwei Möglichkeiten: Zum einen können Maßnahmen ergriffen werden, die gezielte Inanspruchnahme von Reserveleistung verhindern. So können z. B. Regelungen eingeführt werden, die bei Inanspruchnahme eine inhaltliche Begründung fordern und nur unvorhergesehene Ereignisse akzeptiert werden. Die andere Möglichkeit besteht darin, die Kostenwälzungsregel so anzupassen, dass bei Inanspruchnahme der Reserveleistung auch Anteile an ihren Bereitstellungskosten berechnet werden. Der Echtzeitpreis würde somit aus zwei Komponenten bestehen: Zum einen würde die eingesetzte Regelenergie gemäß der Energiegebote des Regelenergiemarktes berechnet werden. Zum anderen würde für jede im Echtzeitmarkt umgesetzte Energiemenge die angefallenen Bereitstellungskosten berechnet werden. Bei vollständiger Weiterwälzung der Bereitstellungskosten in dem typischen kurzem Abrechnungsintervall (5 Minuten bis 1 Stunde) entsteht das Problem, dass bei einer sehr geringen Inanspruchnahme der Reserveleistung (etwa durch sehr gut prognostizierbare Rahmenbedingungen der Lastprognose) die gesamten Bereitstellungskosten auf die geringe Energiemenge weitergewälzt wird, die

¹⁴⁵ In einigen praktisch implementierten Marktformen können Marktteilnehmer, unabhängig vom Regelenergiemarkt, Preisgebote für die Variation ihrer Erzeugungsleistung abgeben, die der Systembetreiber in Echtzeit abrufen kann. Die

im Echtzeitmarkt gehandelt wird. Dies würde zu extremen Preisspitzen und damit wiederum zu größerer Überspeisung führen.

Das Problem der Preisspitzen kann durch eine Kostenwälzungsregel gemildert werden, bei der die Bereitstellungskosten für die Leistung über einen längeren Zeitraum aufaddiert und anschließend auf die in diesem Zeitraum im Echtzeitmarkt umgesetzte Energiemenge aufgeteilt wird. Eine Kostenwälzungsfunktion, die bei anwachsenden umgesetzten Mengen im Echtzeitmarkt einen überproportional größeren Anteil der Leistungsbereitstellungskosten umgewälzt werden, betont den Aspekt der Versicherung gegen kleinere, ungewollte Leistungsabweichung.

Die Festlegung der Kostenmodus hat große Auswirkungen auf die Erlössituation von EE. So führte die Einführung der Überwälzung von Leistungskosten im Echtzeitmarkt in England/Wales im Rahmen des Marktsystems NETA zu negativen Erträgen großer Teile britischer Anlagenbetreiber von EE.¹⁴⁶ Die quantitative Festlegung der Kostenwälzungsfunktion muss daher auf Grundlage eines Modells vorgenommen werden, in dem die Auswirkungen der Anreizwirkungen modelliert werden.

3.2.5.2 Wahl des Settlement-Intervalls

Das Settlement-Intervall ist der minimale Abrechnungszeitraum, der ein Stromprodukt bildet. Seine Festlegung nach ökonomischen Kriterien stellt ein Kompromiss zwischen Minimierung von Transaktionskosten (die ein größeres Intervall nach sich zieht) und Effizienz (die ein kleineres Intervall ermöglicht) dar. Ein kleineres Intervall ermöglicht Marktteilnehmern eine genauere Anpassung ihrer Erzeugungsleistung und verringert so die Restgröße, die durch den Systembetreiber unter Einsatz von teurer, kurzfristiger Reserve ausgeglichen werden muss. Größere Intervalle wiederum ermöglichen Kraftwerksbetreibern die Verteilung ihrer Inflexibilitätskosten auf eine größere Energiemenge. Das Intervall, das den Übergang zwischen deterministischem und stochastischem Verhalten der Lastfunktion darstellt, ist die Untergrenze für ein wirtschaftlich sinnvolles Zeitintervall.

In implementierten Durchführungsregeln differiert das Zeitintervall, und es unterscheidet sich auch in den verschiedenen Märkten. In den hydraulisch geprägten Elektrizitätsversorgungssystemen Nordeuropas genügt aufgrund der niedrigen Inflexibilitätskosten von Wasserkraftwerken ein einstündiges Intervall für alle Märkte. In Deutschland werden im Echtzeitmarkt Viertelstundenintervalle verwendet, im day-ahead-Markt Stundenintervalle und im Regelenergiemarkt für die Kapazitätsbereitstellung Zeitintervalle, die mehrere Stunden umfassen. Das Hedgen des Risikos des Echtzeitmarktes durch einen day-ahead-Kontrakt ist somit nur unvollständig möglich, und der Erzeuger ist eventuell dem um die Inflexibilitätskosten erhöhten Preisniveau des Echtzeitmarktes ausgesetzt. Dies trifft vor allem EE mit hohen Lastgradienten und entsprechend großer Varianz der Einspeisung. In einer effizienten Marktarchitektur müssen die Intervalle in allen Märkten daher gleich sein.

Höhe dieser Gebote ist dann maßgeblich für die Feststellung des Echtzeitpreises. Diese Form der Regelenergie wird parallel zu der vom Systembetreiber fest kontrahierten Erzeugungsleistung eingesetzt.

3.2.5.3 Präqualifikation von Marktteilnehmern

Die Zahl der Marktteilnehmer im den Strommärkten wird durch formale Anforderungen beeinflusst, die vom Systembetreiber oder einer Regulierungsbehörde definiert werden. Im Rahmen einer Präqualifikation wird neben technischen Anforderungen an die Abwicklung der Stromlieferung auch die finanzielle Situation potentieller Anbieter geprüft. Präqualifikationsbestimmungen können auch als Markteintrittsbarriere missbraucht werden. Dies gilt insbesondere für technische Anforderungen an die Marktteilnehmer, die aus Schnittstellenproblemen herrühren. Betroffen sind hier vor allem Marktteilnehmer für kurzfristige Forward-Märkte, für die niedrige Transaktionskosten und eine hohe Marktliquidität bedeutsam sind. Zwischen den notwendigen Maßnahmen zur Überwindung technischer Barrieren und den positiven Effekten einer höheren Anzahl von Marktteilnehmern ist von neutraler Stelle abzuwägen.

Für die Effizienz der Märkte bedeutsam ist neben der formalen Präqualifikation von direkten Marktteilnehmern die indirekte Teilnahme von Akteuren. In Kapitel zwei wurde bereits die Preiselastizität der Elektrizitätsnachfrage im Rahmen von Real-time-pricing Programmen diskutiert. Die (indirekte) Partizipation von Nachfragern in den Strommärkten kann die Effizienz der Märkte erhöhen, indem Verbrauchsentscheidungen in Abhängigkeit vom aktuellen Preisniveau getroffen werden können. Darüber hinaus wird Real-time-pricing als eine wirksame Methode zur Verringerung der Auswirkungen der Marktmacht angesehen, die Erzeuger in Zeiten knapper Kapazität haben.¹⁴⁷

3.3 Gestaltung von Strommärkten für langfristige Koordinationsaufgaben

In diesem Kapitel wird geprüft, inwieweit durch Marktmechanismen auch langfristige Koordinationsleistungen erbracht werden können. Dabei handelt es sich um die horizontal-zeitliche Koordination des Einsatzes von Erzeugungsleistung sowie die langfristige vertikale Koordination zwischen der Veränderung der räumlichen Anordnung der Erzeugungsleistung, der Verbraucherleistung sowie der Struktur des Transportnetzes, die durch EE hervorgerufen wird. Die horizontal-zeitliche Koordination der Investition in Erzeugungsleistung umfasst zum einen die Sicherstellung der *Generation Adequacy* (vgl. Kapitel 2.1) und zum anderen die Bereitstellung von Erzeugungsleistung mit der optimalen Kosten- und Flexibilitätsstruktur (vgl. Kapitel 2.4).

3.3.1 Koordination der Investition in Erzeugungsleistung

Die Sicherstellung der *Generation Adequacy* kann durch den beschriebenen kurzfristigen Marktmechanismus geleistet werden, wenn die Marktpreise in Zeiten knapper Erzeugungsleistung über die marginalen Erzeugungskosten der Spitzenlasteinheiten hinaus steigen. Werden nur eindimensionale Preise (reine Energiepreise) gezahlt und existiert ein price-cap in Höhe des mittleren *Value of Lost Load*¹⁴⁸, bei dem

¹⁴⁶ Vgl. Bauknecht, D. und Collela, W. (2002) oder Bathurst, G. und Strbac, G. (2001).

¹⁴⁷ Vgl. zu einem Überblick über die Rolle von Real-time Pricing beim Design von Elektrizitätsmärkten Ford, A. (2001) oder auch Littlechild, S. C. (2003).

¹⁴⁸ Vgl. Fußnote 37 auf Seite 20 dieser Arbeit.

Verbraucher im Mittel indifferent zwischen Elektrizitätsbezug und Deckung der Ausfallkosten sind, so lassen sich im theoretischen Fall mit den Strommarkterlösen genau die Investitionen in Erzeugungskapazität finanzieren, die zu einem ökonomisch optimalen Level der *Generation Adequacy* führen.¹⁴⁹ Für EE bedeutet der Einsatz eines Marktmechanismus zur Koordination, dass ihre Verfügbarkeit zu Zeitpunkten knapper Kapazität bei einer vollständigen Integration in den Strommarkt ebenso mit hohen Preisen gewürdigt wird wie die der konventionellen Erzeuger.

Aufgrund mehrerer Faktoren führt die Marktlösung jedoch nicht zu einem optimalen Ergebnis: Die Risikoaversion von Investoren beim Fehlen von langfristigen Verträgen, Informationsprobleme über die stochastischen Eigenschaften der Nachfragefunktion und die erwartete Entwicklung der gesamten Kapazität, Unsicherheit über die Entwicklung des regulatorischen Umfeldes sowie Genehmigungsverfahren beim Kraftwerksbau führen zu Investitionsentscheidungen für Kraftwerke mit höherer Investitionsflexibilität und / oder zu Verzögerungen beim Bau von Großkraftwerken. Geht höhere Investitionsflexibilität mit höheren Stromgestehungskosten einher, so führt dies zu einem ineffizienten Marktergebnis. Im anderen Fall führt eine Bauverzögerung zu einer Verschärfung der Situation, bis die neue Erzeugungsleistung einsatzbereit ist.¹⁵⁰

In Zeiten knapper Kapazität führt die Ausnutzung von Marktmacht durch bewusstes Zurückhalten von Erzeugungsleistung zu provozierten Preisspitzen und damit zu einem Wohlfahrtstransfer von Konsumenten zu Produzenten. Wird ein derartiges Verhalten von allen Marktteilnehmern antizipiert, verlieren Preisspitzen ihre Funktion als Indikator physisch knapper Kapazität.¹⁵¹ Für EE gelten diese Einwände insbesondere, da ihre Verfügbarkeit zu Hochlastzeiten probabilistisch bestimmt und bewertet werden muss. Damit besteht für EE eine zusätzliche Risikokomponente, die Investitionen in Erzeugungsleistung im Hinblick auf notwendige Kapazitäten behindert.

Um trotz der genannten Effekte zeitgerechte Investitionen in Ersatzkapazität zu initiieren, werden in der Marktarchitektur liberalisierter Strommärkte zusätzliche Mechanismen eingesetzt, die dies ermöglichen sollen. Dabei handelt es sich um Kapazitätzahlungen, die Bildung strategischer Reservekapazität oder die Bildung eines Kapazitätsmarktes.¹⁵²

Kapazitätzahlungen (*capacity charges*) sind Zahlungen, die den Erzeugern für installierte Kapazitäten gezahlt werden. Sie werden entweder unabhängig vom Elektrizitätspreis für installierte Kapazität gezahlt, oder dem Elektrizitätspreis in Abhängigkeit von der aktuellen Kapazitätsmarge aufgeschlagen werden. Letzteres System wurde beispielsweise in der ersten Marktarchitektur des Pools von England und Wales in

¹⁴⁹ Vgl. Stoff, S. (2002), S. 154 ff.

¹⁵⁰ Vgl. zu einer Analyse von Investitionszyklen für auf dem Elektrizitätsmarkt Ford, A. (1999).

¹⁵¹ Vgl. De Vries, L. und Neuhoff, K. (2003).

¹⁵² Ein Überblick findet sich in De Vries, L. und Neuhoff, K. (2003).

Form von *uplift payments* auf den Poolpreis verwendet.¹⁵³ In der spanischen Marktarchitektur findet sich die erstgenannte Variante in Formen von Zahlungen für die „Garantie der Kapazität“ (*Garantía de potencia*).¹⁵⁴

Eine weitere Möglichkeit ist die Bildung von **strategischer Reservekapazität** in Form stillgelegter Kapazität oder die Kontrahierung von Minuten- oder Stundenreservekapazität durch den Systembetreiber. Hier entsteht das Problem der Entscheidung über einen angemessenen Ankaufspreis für die Kapazität und der richtigen Rahmenbedingungen für den Einsatz der Kapazitäten am Markt.

Ein weiterer Weg zur Sicherstellung der *Generation Adequacy* ist die Etablierung eines **Kapazitätsmarktes**. Das im Nordosten der USA installierte ICAP-Systeme (*Installed Capacity*) basiert auf der Definition der notwendigen Leistung durch den Systembetreiber. Die notwendige Menge muss von den Verteilunternehmen (*Load Serving Entities – LSE*) in Form von handelbaren Kapazitätsrechten nachgewiesen werden. Spezielle Märkte für den täglichen und monatlichen Handel der Kapazitätsrechte werden vom Systembetreiber bereitgestellt. Bei Nichteinhaltung der Kapazitätsverpflichtung wird eine Pönale fällig.¹⁵⁵

Unabhängig von der bislang noch nicht eindeutig feststellbaren Vorteilhaftigkeit einzelner Systeme stellt sich unter dem Aspekt der Einbeziehung von EE in den Vergütungsmechanismus die Frage, welcher Leistungsanteil der installierten Leistung vergütet werden soll. An diesem Punkt wird die Diskussion des Leistungskredits von EE im deregulierten Elektrizitätsversorgungssystem relevant, da es auch hier darum geht, die Leistung konventioneller Kraftwerke mit der von EE in Bezug auf Zuverlässigkeitsaspekte vergleichbar zu machen.¹⁵⁶ Da der Leistungskredit bei Aggregation von Erzeugern mit unkorreliertem Lastverlauf ansteigt (erzielbar durch räumliche Verteilung oder Kombination verschiedener erneuerbarer Primärenergien) ist ein Vergleich mit konventioneller Kraftwerkskapazität nur bei möglichst hoher Aggregation der Einzelleistungen von EE möglich. Bei anschließender Aufteilung der Kapazitätzahlungen würde der Systembetreiber durch dieses Verfahren Risiken tragen, die bei Anwendung des „natürlichen Marktmechanismus“ von den einzelnen Erzeugern getragen werden müssten. Daher muss die Berechnung des Leistungskredites durch eine unabhängige Institution durchgeführt werden.

¹⁵³ Vgl. Wolak, F. A. (1997), S. 15.

¹⁵⁴ Berechtig zum Erhalt dieser Zahlungen sind alle Produzenten die den Strom im Pool anbieten. Allerdings muss eine Mindestbetriebszeit von 480 h/a für den Erhalt der Zahlung nachgewiesen werden. Die Angabe einer Mindestbetriebszeit soll verhindern, dass Betreiber von Kraftwerken, die nicht in ausreichendem Maße verfügbar sind und somit auch nicht zur Versorgungssicherheit beitragen, Zuschüsse erhalten. Vom Nachweis dieser Voraussetzung ausgenommen sind neu in Betrieb genommene Anlagen. Diese erhalten die Zahlungen mit dem Beginn des Handels ihres erzeugten Stromes. Außerdem erhalten die Zahlungen alle anderen Anlagen, die verpflichtet sind, Verkaufsgebote auf dem Marktplatz anzubieten. Dies betrifft die Anlagen erneuerbarer Energieträger mit einer installierten Leistung größer als 50 MW. Keine Vergütung erhalten EE, deren Strommengen über die Verteilunternehmen weitergewälzt werden Vgl. Comisión Nacional de Energía (CNE) (2001).

¹⁵⁵ Vgl. Hobbs, B. F., Inón, J. und Kahal, M. (2001), S. 10. ICAP Märkte existieren in New England, im PJM-Gebiet und sind Bestandteil des Entwurfs für das Standard Market Design der FERC. Vgl. FERC (2002).

¹⁵⁶ Vgl. dazu die Ausführungen in Kapitel 2.4.

3.3.2 Langfristige Koordination der Kostenstruktur und Betriebsflexibilität der Erzeugungsleistung

Wenn sich Preise entsprechend marginaler Erzeugungskosten bilden, wird durch die Struktur der Marktpreise langfristig eine optimale Kostenstruktur des Kraftwerksmix generiert. So sinken beispielsweise bei einem zu hohem Anteil von Grundlastkraftwerken die Strompreise auf ein Niveau, das ihnen die Refinanzierung der Fixkosten nicht ermöglicht. Ein zu hoher Anteil Spitzenlastkraftwerke (mit hohen variablen Erzeugungskosten) lässt die Spotpreise systematisch steigen, so dass Anreize zur Investition in Mittellast- und Grundlastkraftwerke bestehen. Starke Schwankungen von Preisen bieten einen Anreiz zur Investition in Speicherkraftwerke. So wird die oft beschriebene Kombination von Windkraftwerken mit Speicherkraftwerken über den Marktpreis initiiert, da starke Windstromeinspeisungen Strompreisschwankungen hervorrufen.

Die Koordination der Betriebsflexibilität kann ebenfalls durch die beschriebenen kurzfristigen Marktmechanismen geleistet werden. Marktteilnehmer mit inflexibler Erzeugungsleistung wie z. B. thermische Kraftwerke nutzen day-ahead oder langfristige Forward-Märkte zur Absicherung ihrer Inflexibilitätskosten (Startkosten). Je geringer die Inflexibilität der Kraftwerke ist, desto bessere Möglichkeiten bestehen, an kurzfristigeren Strommärkten teilzunehmen und Preisentwicklungen dort auszunutzen. Eine größere Betriebsflexibilität hat somit den Charakter einer Realoption in kurzfristigen Strommärkten. Der Wert dieser Option wird idealerweise bei der Investitionsentscheidung berücksichtigt und führt zu einer angemessenen Flexibilität der Erzeugung. Falls Inflexibilitätskosten durch side-payments aufgefangen werden (Marktformen mit Index 3) wirkt dieser Mechanismus nicht.

Die mit dem Einsatz von EE steigenden Koordinationsanforderungen im kurzfristigen Bereich (insbesondere intraday) führen zu einem Anstieg des Wertes der kurzfristigen Realoption. Aus Sicht einer optimalen Marktintegration führen die Marktarchitekturen ohne *side-payments* (Marktformen mit Index 2) daher zu effizienteren Marktergebnissen.

3.3.3 Langfristige vertikale Koordination mit der Übertragung und Verteilung

In einer vertikal integrierten Marktstruktur können räumliche Koordinationsprobleme problemlos internalisiert werden. Nach einer Entflechtung stehen sich jedoch der Übertragungsnetzbetreiber beziehungsweise der Netzeigentümer mit ihrer Monopolstellung den konkurrierenden Marktakteuren auf der Erzeugungsseite gegenüber. Somit stellt sich zunächst die Frage, inwieweit eine Markgestaltung privatwirtschaftliche Investitionen in Netze ermöglicht, die das natürliche Monopol limitieren. Wenn dies nicht möglich ist, stellt sich die Frage nach marktkonformen Regulierungsregeln für den monopolistischen Netzbetreiber. Schließlich stellt sich die Frage, welche Besonderheiten der Netzausbauregulierung aufgrund eines verstärkten Zubaus von EE existieren.

Die Frage nach der Möglichkeit einer der Steuerung des Netzausbaus mit privatwirtschaftlicher Investitionen in den Netzbetrieb wird in der Literatur unter dem Stichwort *merchant transmission investment* diskutiert.¹⁵⁷ Wie die Analysen zeigen, ist die Realisierung einer Marktgestaltung, in dem effiziente Netzinvestitionen über erwartete Einkünfte aus Netznutzungsentgelten finanziert werden können und ineffiziente Investitionen keine ausreichende Refinanzierungsmöglichkeit erhalten nur unter strengen Annahmen möglich. Insbesondere können Investitionen, die der Verstärkung bestehender Netze dienen, über einen derartigen Mechanismus nicht finanziert werden. Eine effiziente Allokation des Leitungsneubaus wird durch Marktmacht, imperfekte Forward-Märkte sowie große Skaleneffekte beim Leitungsbau erschwert.

Als zweite Alternative bleibt die Koordination des Netzausbaus mit dem Kraftwerksausbau durch eine konkrete Ausgestaltung einer Regulierungsvorschrift. Die theoretische Diskussion dieser Frage hat bislang noch keine zufrieden stellende Antwort hervorgebracht, sondern endet mit der Forderung, dass Regulator und Systembetreiber in einer zentralen Planungsinstanz anhand von stabilen und nachvollziehbaren Kriterien gemeinsam Entscheidungen über den Netzausbau treffen müssen.¹⁵⁸

Wie erwähnt, führt die Nutzung von EE mit großer zeitlicher Variabilität auch zu einer großen Variabilität der Netzengpasssituationen und somit zu einer Erschwerung der horizontalen Koordinationsaufgaben. Das Koordinationsoptimum liegt damit zwischen den Extremen der Beibehaltung des Status quo mit dem Management von Netzengpässen durch den Systembetreiber unter Einsatz von Reserveleistung und des Netzausbaus bis zur völligen Beseitigung jeglicher Engpässe. Zur Ermittlung des Koordinationsoptimums ist Voraussetzung, dass

- die Ermittlung durch eine neutrale Institution vorgenommen wird, die einen Interessenausgleich von Netzbetreiber, Erzeugungsunternehmen sowie Verbrauchern vornimmt,
- aufgrund der langen Vorlaufplanung und der Interdependenz der Entscheidungen die Ergebnisse verpflichtend sind und dementsprechend ihre Durchsetzung mit Pönalen forciert wird,
- die Ermittlung kurzfristiger räumlicher Koordinationskosten (Engpassbeseitigung) auf den Marktergebnissen eines liquiden, räumlich differenzierten Regelenergiemarktes aufbaut, in dem die verbraucherseitigen Lastmanagementpotentiale einbezogen werden.

Somit muss die koordinierende Institution nicht nur Informationen über die Spezifika des Transportnetzes, und der Kraftwerke, sondern auch über die bestehenden und zu erwartenden stochastischen Lastcharakteristika von EE haben. Dies zieht die Notwendigkeit der Schaffung einer gegenüber dem Status quo erweiterten Informationsinfrastruktur für die Regulierungsinstitution nach sich.

¹⁵⁷ Vgl. dazu beispielsweise Joskow, P. und Tirole, J. (2003), Kristiansen, T. und Rosellón, J. (2003).

¹⁵⁸ Vgl. Hunt, S. (2002), S. 205.

3.4 Dynamische Aspekte der Koordination im Elektrizitätsmärkten

Die Einbeziehung dynamischer Aspekte in die Diskussion von Marktarchitekturen kann hinsichtlich zweier Dimensionen erfolgen. Einerseits ist zu fragen, inwieweit bestimmte Elemente einer Marktarchitektur zu Marktergebnissen führen, die im Sinne einer Produkt- und Prozessinnovation des Elektrizitätsversorgungssystems zu Veränderungen der grundlegenden Merkmale (z. B. technologische Entwicklungen) in Richtung Effizienzsteigerung nach sich ziehen. Andererseits ergibt sich wiederum ein Anpassungsbedarf der Regulierung der Marktarchitektur an diese Veränderungen der grundlegenden Merkmale oder an sonstige wirtschaftliche oder rechtliche Rahmenbedingungen. So können technische Innovationen bewirken, dass Monopoleigenschaften und somit der Grad des Marktversagens in Netzwerkstrukturen nicht dauerhaft bestehen.¹⁵⁹ Abbildung 3-5 verdeutlicht die beschriebenen Zusammenhänge.

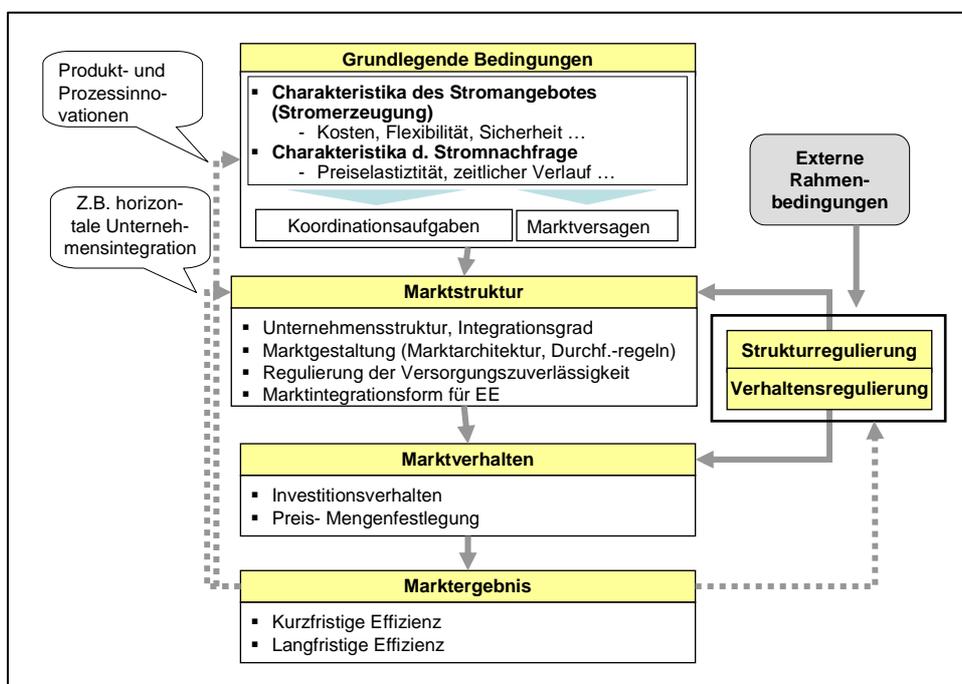


Abbildung 3-5: Dynamische Beziehungen im SVE-Ansatz für den Elektrizitätsmarkt

3.4.1 Innovationsförderung durch Marktarchitekturen

Die „dynamische Wettbewerbsfunktion“ des Wettbewerbs ist sein Anreiz zur Produktinnovation durch Forschung und Entwicklung und zu Investitionen in innovative Prozesse mit dem Ziel der Kostensenkung.¹⁶⁰ Diese Aspekte müssen ineinander greifen: Auf die Widmung von Ressourcen zur Forschung und Entwicklung muss eine weitere Widmung von Ressourcen zur Investition in die Technologie erfolgen, um

¹⁵⁹ Vgl. Streit, M. E. (1991), S. 88f.

¹⁶⁰ Zu Produkt- und Prozessinnovationen vgl. Fritsch, M., Wein, T. und Ewers, H.-J. (2001), S. 82f.

die Kostensenkungseffekte zu realisieren. Letztere beinhalten eventuelle zusätzliche Markt- und technologische Risiken, die mit dem Einsatz der neuen Technologie verbunden sind.

Innovationsprozesse in der Elektrizitätswirtschaft sind für die Industrie von großer Bedeutung. Ihre Untersuchung wird durch die unvollständige Durchdringung des Themas durch die ökonomische Theorie behindert. Joskow und Schmalensee stellen dazu fest:

The determinants of innovation effort (research and development activities) and the output and utilization of new product and process innovations are poorly understood by economists. Yet we know that technological change has played an extremely important role [...] and, in particular, has resulted in enormous increases in total factor productivity in electricity supply and the availability of new products that use electricity.¹⁶¹

Aufgrund des starken Staatseingriffes in die Elektrizitätswirtschaft der Vergangenheit wurde das Innovationsverhalten der Kraftwerksindustrie durch direkte Staatsinteressen getrieben, die auf gesamtwirtschaftliche Aspekte wie Versorgungssicherheit, Industrieexportförderung oder Umweltschutzbelange abzielten. Dominante gesamtwirtschaftliche Interessen prägten daher die technologische Grundausrichtung der Innovationstätigkeit. Dass sich Technikentwicklung nicht in einem wertneutralen Raum abspielt, sondern sich an technischen Leitbildern – *technological guideposts* oder Paradigmen orientiert und entlang von abgrenzbaren Entwicklungspfaden, den *technological trajectories* verläuft, ist gemeinsame Grundrichtung der *innovation studies*, die seit Beginn der 70er Jahre durchgeführt wurden.¹⁶² Dosi trifft eine Unterscheidung zwischen „normalem“ technischem Fortschritt, der sich aus gewöhnlichen ökonomischen Anreizen entlang eines Entwicklungspfades verläuft und „außergewöhnlichem Fortschritt“, der zur Etablierung oder Durchsetzung neuer Paradigma führt. Letztgenannter wird von starken Marktanreizen bestimmt. Wenn sich jedoch ein bestimmtes Paradigma etabliert hat, ist es relativ unempfindlich gegenüber Markteinflüssen.¹⁶³ Solche starken Innovationsanreize für das Elektrizitätsversorgungssystem können aus Schocks wie Versorgungszusammenbrüchen oder Preisschocks resultieren, die Folge von unausgereiften Marktarchitekturen sind. Ein Beispiel dafür sind die Innovationen, die Preisschocks auf dem kalifornischen Elektrizitätsmarkt im Sommer des Jahres 2000 auslösten und das Lastmanagementpotential der Verbraucherseite nutzbar machten. Dieser Zusammenhang kann somit als Argument für eine Marktarchitektur gelten, in der extreme Preisentwicklungen möglich sind.

Ingesamt stellt sich die empirische Isolierung von Determinanten der marktgetriebenen Innovationstätigkeit als schwierig dar. Es lassen sich daher nur theoretische Überlegungen zu Innovationsrichtung und -ausmaß in Elektrizitätsversorgungssystemen anstellen: Jedes technologische Paradigma ist durch bestimmte trade-offs zwischen Flexibilität und Skaleneffekten gekennzeichnet.¹⁶⁴ Die aufgrund der Deregulierung zunehmenden Unsicherheiten über die Entwicklung der Märkte und Rahmenbedingungen führt dazu, dass die

¹⁶¹ Joskow, P. L. und Schmalensee, R. (1983). S. 80.

¹⁶² Vgl. dazu die umfangreichen Literaturangaben in Dosi, G. (1988).

¹⁶³ Eine Analyse der historischen Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems aus europäischer Perspektive nach technologischen Paradigmen bietet Verbong, G. und van der Vleuten, E. (2002).

¹⁶⁴ Vgl. Dosi, G. (1988), S. 1153

Investitionsflexibilität von Kraftwerken eine wachsende Rolle als *technological guidepost* im Rahmen der Technikentwicklung der Elektrizitätswirtschaft einnimmt.

Zwischen statischer und dynamischer Effizienz einer Marktarchitektur existiert ein Spannungsverhältnis.¹⁶⁵ Die Diskussion der Wirkung von unterschiedlichen Gebotsstrukturen einzelner Marktarchitekturen hat dies bereits deutlich gemacht: Die erreichbare statische Effizienz bei der Einbeziehung von Inflexibilitätskosten in den Dispatch führt zu geringeren Innovationsanreizen, die zu einer erhöhten Betriebsflexibilität der Erzeugungsleistung und damit zu einer Senkung der Inflexibilitätskosten führt.

3.4.2 Dynamische Entwicklung der Marktarchitektur

Eine dynamische Weiterentwicklung der Marktarchitektur kann einerseits von veränderten Rahmenbedingungen motiviert sein.¹⁶⁶ Andererseits ist die Marktarchitektur auch anzupassen, wenn offensichtliche Designfehler vorliegen.

Die in liberalisierten Strommärkten implementierten Marktarchitekturen weisen eine große Vielfalt der Ausgestaltung auf. Diese Vielfalt könnte in durch die Netztopologie und Erzeugungsstruktur bedingten unterschiedlichen Koordinationserfordernissen begründet liegen. Wählt man den Zentralisierungsgrad von Marktarchitekturen als Hauptunterscheidungsmerkmal, so lässt sich kein eindeutiger Zusammenhang zwischen Ausmaß der Koordinationsaufgaben und Zentralisierungsgrad feststellen.¹⁶⁷ Betrachtet man gleichzeitig die hohe Frequenz der Veränderung der Marktarchitekturen, so lässt diese Dynamik eher auf einen Suchprozess hin zu einer optimalen Marktarchitektur schließen als auf einen Anpassungsprozess an veränderte Rahmenbedingungen. Die Entwicklung in den USA unterstützt diese Hypothese: Nach Bushnell war die Delegation der US-amerikanischen FERC von Entscheidungen über die Marktarchitektur hin zu lokalen Institutionen teilweise durch den Wunsch motiviert, mit verschiedenen Formen zu experimentieren.¹⁶⁸ Nach der Realisierung von Lerneffekten (beispielsweise durch das Versagen des kalifornischen Marktgestaltung in Zeiten knapper Kapazität) diagnostiziert Cramton: „FERC’s ‚let a thousand flowers bloom‘ approach to market design had failed.“ Stattdessen hat FERC ein *Standard Market Design (SMD)* für die durchgehende Anwendung in den USA vorgeschlagen.¹⁶⁹

Damit stellt sich die Frage, ob die Annäherung an ein optimales Marktmodell nicht durch die Marktakteure selber vorgenommen werden kann, wenn regulatorische Vorgaben die nötige Offenheit aufweisen. So

¹⁶⁵ Fritsch et al. zeigen die Widersprüche zwischen statischer und dynamischer Wettbewerbsfunktion auf: Aufgrund der Annahme unendlicher Reaktionsgeschwindigkeit entsteht im Modell vollständiger Konkurrenz kein Anreiz zur Innovation, da kein Wettbewerbsvorteil entwickelt werden kann. Weiterhin stehen den Unternehmern aufgrund fehlender Gewinne keine Eigenmittel zur Verfügung, die sie für F&E Aktivitäten investieren könnten (vgl. Fritsch, M., Wein, T. und Ewers, H.-J. (2001), S. 74). Marktunvollkommenheiten sind damit Voraussetzung für die Wirksamkeit der dynamischen Marktfunktionen. So kann, gemäß der Schumpeter-Hypothese erst Marktmacht Investitionen in F&E Aktivitäten ermöglichen (vgl. Knieps, G. (2001), S. 244 und die dort angegebene Literatur)

¹⁶⁶ Vgl. Knieps, G. (2001), S. 97.

¹⁶⁷ Beispielsweise ist die bis zum Jahr 2001 in England und Wales gültige Marktarchitektur als stark zentralisiertes Modell und die dezentrale deutsche Marktarchitektur nicht mit grundlegend verschiedenen horizontalen oder vertikalen Koordinationsaufgaben erklärbar.

¹⁶⁸ Vgl. Bushnell, J. und Saravia, C. (2002), S. 4.

unterscheidet Menger zwei Möglichkeiten der Entstehung von Institutionen: Auf der einen Seite entwickeln sich Institutionen natürlich, „organisch“, auf der anderen Seite können sie „pragmatisch“ geschaffen werden.¹⁷⁰ Aus der Sichtweise der Neuen Institutionenökonomik setzen sich langfristig die effizientesten, also die im größten Ausmaß Transaktionskosten senkenden Institutionen, durch. Voraussetzung ist die Schaffung „evolutionärer Effizienz“, also von Rahmenbedingungen, die den Erwerb von Wissen und Bildung begünstigen, Innovationen bewirken (unter Übernahme von Risiken) sowie kreatives Handeln der Menschen ermutigen. Da evolutionäre Prozesse irreversibel und offen sind, scheint eine präzisere Definition einer evolutionären Effizienz nicht möglich.¹⁷¹

Angewendet auf die Marktarchitektur von Elektrizitätsversorgungssystemen ist aufgrund der Bedeutung der monopolistischen Strukturen die Voraussetzung für die Erzielung evolutionärer Effizienz, dass eine ausgeglichene Machtverteilung zwischen entgegenstehenden Interessengruppen besteht. Dies gilt auch für die „pragmatische“ Entwicklung von Institutionen durch den Regulator, denn sektorspezifische Regulierungsinstitutionen sind besonders der Gefahr der „regulatory capture“ durch Unternehmen ausgesetzt, da der Kreis der betroffenen Unternehmen homogen ist und sich leicht als Lobby organisieren kann. Auch sind die Mitarbeiter der Behörde langjährig an einen Bereich gebunden.¹⁷² Mitchell et al. fordern ein „level playing field“ für die Akteure. Cramton formuliert dieses Problem plastisch:

„Electricity market design is complex and not well understood. But perhaps the biggest impediment to good design is the fact that the designs were created by committees of stakeholders. Just as one should be hesitant to fly on airplane designed by a committee of stakeholders, one should be hesitant to trust electricity designs that are built from consensus among interested parties.“¹⁷³

Neben der Wahrung einer neutralen Positionen muss die Regulierungsbehörde einen Kompromiss schaffen, der Regulierungsdynamik einerseits und Kontinuität andererseits miteinander vereinbart. Dies kann durch Reputationseffekte, die Abgabe öffentlicher Erklärungen oder aber auch durch ein formalisiertes Verfahren zur Implementierung der laufenden Änderungen geschehen.¹⁷⁴ Zudem muss gewährleistet werden, dass Auswirkungen von Produktinnovationen (z.B. im Bereich von EE) in dem Prozess berücksichtigt werden.

3.5 Marktintegrationsformen der Stromlieferungen aus Erneuerbaren Energien

In der bisherigen Darstellung von Ausgestaltungsmöglichkeiten für Strommärkte wurden zunächst nur die **technischen** Besonderheiten von EE in Form erhöhter Koordinationsaufgaben berücksichtigt. Es wurde gezeigt, welche Marktgestaltungen das Potential besitzen, bei erhöhten Koordinationsaufgaben effizientere Marktergebnisse zu erbringen.

¹⁶⁹ Vgl. Cramton, P. (2003), S. 7.

¹⁷⁰ Diese Unterscheidung wurde von Menger u.a. im Zuge des Methodenstreites mit der Historischen Schule getroffen. Er befasst sich mit dem Problem der Erklärung der Entstehung von Institutionen ohne eine explizite Intention, einen Gemeinwillen, und steht damit in der Tradition der Smithschen evolutionären Institutionentheorie. Vgl. dazu Geue, H. (1997), S. 172.

¹⁷¹ Die Definition geht auf North zurück, vgl. Geue, H. (1997), S. 217 und 232.

¹⁷² Bundeskartellamt (2002), S. 34.

¹⁷³ Vgl. Cramton, P. (2003).

Bisher nicht analysiert wurde der Einfluss von Fördermodellen für EE auf die Marktstruktur. Fördermodelle für EE sind gesetzliche Regelungen, die die Subventionszahlungen für Strom aus EE betreffen. Sie werden eingesetzt, um die Rentabilität einiger EE sicherzustellen. Innerhalb der Fördermodelle werden organisatorische Festlegungen getroffen, die die Wechselwirkungen von Strom aus EE mit Strommärkten in vertikal desintegrierten Marktstrukturen bestimmen. Somit handelt es sich dabei um Spezialregelungen, die zur Umsetzung des Subventionsmechanismus für EE dienen. Diese organisatorischen Festlegungen werden im Folgenden als „Marktintegrationsform der EE“ bezeichnet. Ebenso wie die bisher besprochenen Elemente der Markgestaltung beeinflusst die Marktintegrationsform die Effizienz der Durchführung der Koordinationsleistungen durch den Strommarkt.

Drei Charakteristika der Marktintegrationsform beeinflussen die Effizienz der Koordinationsleistungen des Marktes. Diese sind:

1. der Integrationsgrad von Prozessschritten der Stromvermarktung von EE,
2. der Grundtyp der Vermarktung (indirekte Vermarktung vs. direkte Vermarktung),
3. die Struktur der Vergütungen für die EE-Anlagenbetreiber.

Im Folgenden werden diese Charakteristika weiter ausgeführt. Eine Bewertung der Vorteilhaftigkeit verschiedener Ausgestaltungsvarianten hinsichtlich der definierten Effizienzziele ist nur bei Kenntnis der Marktformen am konkreten Beispiel möglich. Als Vorbereitung auf die Analyse und Evaluation von Varianten der Marktintegrationsform in Kapitel 4 werden in diesem Unterkapitel daher Kriterien zur Bewertung im konkreten Fall definiert.

3.5.1 Integrationsgrad von Prozessschritten der Stromvermarktung von Erneuerbaren Energien

Der Integrationsgrad von Prozessschritten der Stromvermarktung gibt an, in welchem Umfang aufeinander folgende Prozessschritte zur Vermarktung des Stroms aus EE von einer einzigen Institution abgewickelt werden (vertikale Integration) bzw. wie viele Unternehmen parallel die Prozessschritte durchführen (horizontale Integration).

Um die verschiedenen Integrationsgrade von Prozessschritten beurteilen zu können, wird jeder Schritt daraufhin untersucht, welche Kompetenzen zu seiner Durchführung notwendig sind und welche Skaleneffekte auftreten. Schließlich wird das Zusammenwirken der Prozessschritte daraufhin untersucht, welche Effekte die vertikale Integration der Prozessschritte bewirkt.

Abbildung 3-6 gibt einen Überblick über die Prozessschritte der Vermarktung von Energie aus EE für indirekte und direkte Vermarktung. Nach der Durchführung einer Prognose der zum Lieferzeitpunkt erzeugten Leistung werden (abhängig von der Vermarktungsform) Transaktionen auf dem Strommarkt durchgeführt. Es folgt die Verhandlung eines bilateralen Geschäfts oder das Angebot an einem

¹⁷⁴ Vgl. Kumkar, L. (2000), S. 382 und Pardina, M. R. (2002), der eine Übersicht über die Anpassungsregeln liefert.

zentralisierten Markt. Nach der Preisfeststellung muss die Fahrplananmeldung bei dem Systembetreiber erfolgen, falls dies nicht automatisch über eine Börse geschieht. Nach dem Geschäftsabschluss kann eine aktualisierte Erzeugungprognose oder die Volatilität der Marktpreise ein erneutes Geschäft in einem kurzfristigen Zukunftsmarkt erforderlich machen. Letzter Schritt der Vermarktung ist nach der Lieferung die Abrechnung der gelieferten Energiemengen. Im unteren Kasten angedeutet ist ein weiterer Vermarktungsschritt, der bei der indirekten Vermarktung relevant ist und im Abschnitt 3.5.1 besprochen wird.

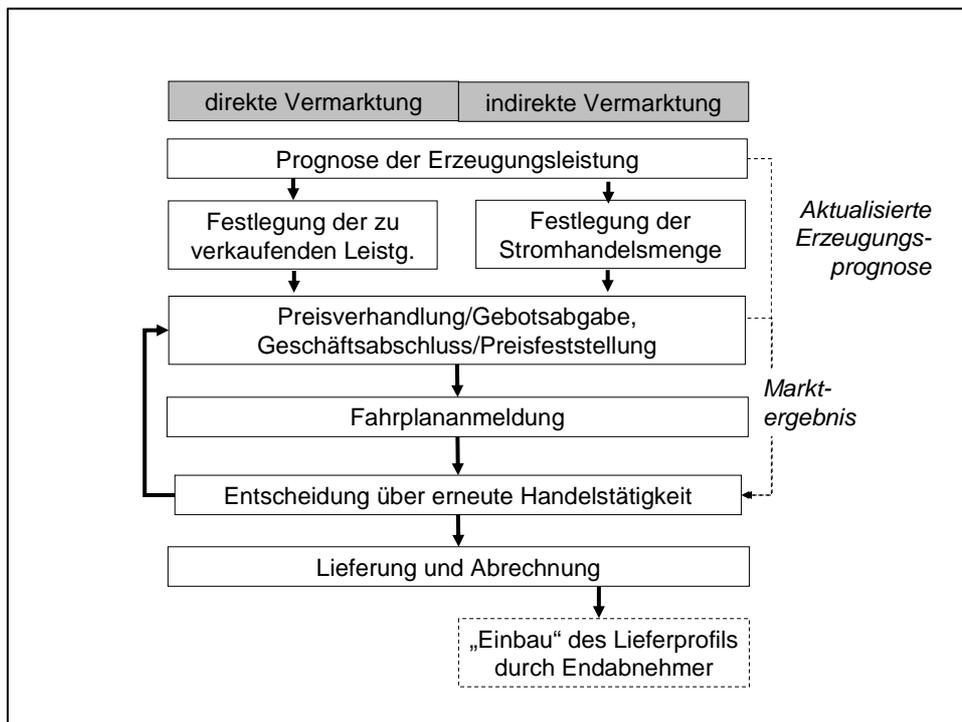


Abbildung 3-6: Prozessschritte der Vermarktung von Energie aus EE

Die einzelnen Prozessschritte können wie folgt genauer charakterisiert werden:

1. Prognose der Erzeugungsleistung

Die Erstellung von Prognosen der Erzeugungsleistung ist von Skaleneffekten gekennzeichnet. Im Kurzzeitbereich sinkt die Korrelation der Erzeugungsleistung bei wachsender Entfernung. Dies bedeutet, dass aufgrund von Durchmischungseffekten die Prognosegenauigkeit mit der Größe des betrachteten Gebietes steigt. Neben den Skaleneffekten durch Wetterphänomene existiert aufgrund der notwendigen Bündelung von technischen Kompetenzen eine Mindestgröße der Unternehmen, die Prognosen erstellen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die technische Entwicklung der zur Prognoseerstellung eingesetzten Werkzeuge noch in der Anfangsphase befindet.¹⁷⁵

¹⁷⁵ Vgl. dazu die Ausführungen in Kapitel 2.1.4.3.

Für Erzielung dynamischer Effizienz der Prognoseerstellung ist es notwendig, dass Prognoseergebnisse plausibilisiert werden und Erfahrungen in die Verbesserung der zur Erzeugungsprognose verwendeten technischen Hilfsmittel einfließen. Da für die Anfertigung von Erzeugungsprognosen unterschiedliche Verfahren existieren, ist anzustreben, dass der Wettbewerb für die Auswahl des optimalen Verfahrens und deren Weiterentwicklung sorgt. Der anzustrebende Zielzustand wäre erreicht, wenn der Grenznutzen einer Genauigkeitssteigerung (der sich aus verminderten Transaktionen auf kurzfristigen Strommärkten ergibt), den Grenzkosten der Genauigkeitssteigerung entspricht.

2. Festlegung der Höhe der Stromhandelsmenge

Die Festlegung der Höhe der zu verkaufenden Erzeugungsleistung scheint auf den ersten Blick einfach zu sein, denn die marginalen Erzeugungskosten von EE sind nahe Null. Für EE sind daher keine Kraftwerkseinsatzentscheidungen unter Berücksichtigung von Inflexibilitätskosten zu treffen. Daher läge es nahe, die gesamte prognostizierte Erzeugungsleistung in einem Strommarkt anzubieten.

Die Festlegung der Höhe der zu verkaufenden Leistung ist allerdings mit einer Risikoabwägung verbunden. Aufgrund der beschränkten Prognosegenauigkeit der Erzeugungsleistung kann ein Preisrisiko des Echtzeitmarktes durch Geschäfte in den Zukunftsmärkten nicht vollständig gehedgt werden. Die Optimierung des Vermarktungsergebnisses von Erzeugern erfordert somit eine Abwägung des Echtzeitpreisrisikos bei der Festlegung der Höhe der zu verkaufenden Leistung in einem definierten Zeitraum. Das Ergebnis der Vermarktung von Strom aus EE ist somit von der zusammenfassenden Betrachtung der Abhängigkeiten der Ausprägungen der Zufallsvariablen Prognosefehler, Echtzeitpreis und Forward-Preise (intra-day und day-ahead-Markt) abhängig. Daher existieren Synergien zwischen den Prozessschritten „Prognose der Erzeugungsleistung“ und „Festlegung der zu verkaufenden Leistung“. Die Synergien werden umso größer, je höher der Prognosefehler und die Varianz des Preises in einem betrachteten Zeitabschnitt sind.

3. Preisverhandlung/Gebotsabgabe, Geschäftsabschluss/Preisfeststellung

Bei einer zentralisierten Marktform mit *Marginal Cost Pricing* könnte die Leistung zu Grenzkosten, also nahe Null, angeboten werden, wohingegen bei Anwendung des *Pay-as-Bid*-Verfahrens der Marktpreis geschätzt werden muss.¹⁷⁶

Der Umfang der Skaleneffekte bei der Auswahl des Handelspartners und der Durchführung von Preisverhandlungen sowie bei der Schätzung des Marktpreises ist abhängig von der Ausgestaltung der Marktform und der Durchführungsregeln. In zentralisierten Marktformen werden durch die Bündelung von Marktteilnehmern bereits Skaleneffekte genutzt, so dass eine Bündelung durch einen Intermediär keine wesentlichen weiteren Kostenersparnisse bringt. Bei der Nutzung von bilateralen Märkten sowie in Systemen mit PaB-Preisbildung kann durch Bündelung und damit Nutzung von gemeinsamen Vermarktungskompetenzen eine Senkung von Transaktionskosten erzielt werden.

¹⁷⁶ Vgl. dazu die Ausführungen in Kapitel 3.2.5.1

4. Fahrplanmeldungen, Abrechnung von Liefermengen

Fahrplananmeldungen und Abrechnung von Liefermengen sind weitgehend automatisierte Prozesse, die IT-gestützt ablaufen. Somit ergeben sich erhebliche Skaleneffekte durch horizontale Bündelung des Prozessschrittes.

Zwischenfazit zum Integrationsgrad von Prozessschritten

Als Zwischenfazit ist festzustellen, dass Skaleneffekte eine horizontale und vertikale Integration von Prozessschritten der Vermarktung vorteilhaft erscheinen lassen. Weiterhin wurde eine enge Verknüpfung der Prozessschritte gezeigt, so dass eine unternehmensinterne Abwicklung der Schritte einer Abwicklung durch separate Institutionen überlegen ist. Damit zeigt sich die Vorteilhaftigkeit einer weitgehenden horizontalen und vertikalen Integration von Vermarktungsfunktionen für EE in wenigen Vermarktungsinstitutionen.

Die Frage, ob eine Vermarktungsinstitution durch regulatorische Vorgabe oder durch eine Kooperationsform von Marktteilnehmern entsteht, hängt von der Allokation der Erträge der Kooperation ab, die im Kapitel 3.5.3 genauer besprochen wird. Haben die Anlagenbetreiber einen Anreiz zur Optimierung ihres Marktergebnisses, ist anzunehmen, dass sich Handelsinstitutionen herausbilden werden, die diese Aufgabe leisten. Dabei ist zu beachten, dass eine zu starke Konzentration der Handelsfunktionen vermieden werden muss, um die Ausnutzung von Marktmacht zu verhindern, die sich aufgrund lokaler Netzengpässe ergeben kann. Besteht durch fixe Subventionszahlungen kein Anreiz zur Kostenminimierung, muss die Vermarktungsinstitution durch regulatorische Vorgabe gestaltet werden.

3.5.2 Indirekte Vermarktung vs. direkte Vermarktung

Marktintegrationsformen können weiter danach unterschieden werden, ob die Vermarktung von Energie aus EE direkt über einen Strommarkt erfolgt (direkte Vermarktung) oder ob eine physikalische Weiterwälzung der Mengen an Endabnehmer stattfindet (indirekte Vermarktung). Bei der indirekten Vermarktung wird das Erzeugungsprofil der EE durch eine Vermarktungsinstitution in ein Weiterwälzungsprofil (z.B. eine Bandlieferung) transformiert und anschließend an die Endabnehmer weitergereicht. Es finden also physikalische Stromlieferungen statt. Das Verfahren eignet sich daher zur Anwendung in vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungssystemen, in denen keine Großhandelsstrommärkte existieren. Es ist jedoch ebenfalls in liberalisierten Strommärkten anwendbar.

Bei der Anwendung der indirekten Vermarktung in liberalisierten Strommärkten müssen für die Transformation des Erzeugungsprofils in ein Weiterwälzungsprofil (z.B. Bandlieferung) die im vorherigen Abschnitt vorgestellten Prozessschritte der Vermarktung durchgeführt werden. Hinsichtlich des Prozessablaufs besteht kein prinzipieller Unterschied zwischen der Vermarktung der vollständigen Erzeugungsleistung (direkte Vermarktung) oder der Differenzleistung von der prognostizierten Erzeugungsleistung zu dem definierten Weiterwälzungsprofil. Im letzteren Fall sind allerdings auch Handelsgeschäfte zum Stromeinkauf nötig, wenn die prognostizierte Erzeugungsleistung geringer ist als die Leistung, die das Weiterwälzungsprofil vorgibt.

Die Endabnehmer, die das Weiterwählungsprofil abnehmen müssen, ziehen es von ihrem Strombeschaffungsportfolio ab. Die ersparten Beschaffungskosten repräsentieren den Marktwert des Weiterwählungsprofils. Verfügt der Abnehmer über ein vollständig gedecktes Beschaffungsportfolio (z.B. durch Eigenerzeugung), so wird er die erhaltene Lieferung am Strommarkt veräußern. Die indirekte Vermarktung besteht somit aus zwei Teilen. Der erste Teil besteht aus den Prozessschritten zur Vermarktung mit dem Ziel der Profiltransformation, der zweite Teil aus der Überführung in das benötigte Lastprofil durch den Endabnehmer, die er ebenfalls durch Markttransaktionen abwickelt. Der zweite Teil ist in Abbildung 3-6 als unterer Kasten dargestellt.

Kriterien für die Bewertung der indirekten vs. der direkten Vermarktung sind die Auswirkungen der Vermarktungsformen auf die produktive Effizienz. Zur Betrachtung der Auswirkungen ist eine Transaktionskostenperspektive hilfreich. Führt die Vermarktungsform zur Senkung der Transaktionskosten, ist zu erwarten, dass das Marktergebnis hinsichtlich der produktiven Effizienz überlegen ist. Bereits hier kann festgestellt werden, dass die indirekte Vermarktung gegenüber der direkten Vermarktung aufgrund des zusätzlichen Vermarktungsschritts mit zusätzlichen Transaktionen und damit höheren Transaktionskosten verbunden ist.

3.5.3 Struktur der Vergütungen der Anlagenbetreiber

Ein wesentliches Charakteristikum einer Marktintegrationsform von EE ist die Struktur der Subventionen, die EE-Anlagenbetreiber für ihre verkaufte Strommenge erhalten. Es existieren zwei grundsätzliche Strukturen: Die eine Struktur umfasst konstante Vergütungen für den Anlagenbetreiber, die andere variable Vergütungen, die die Preisstruktur der Strommarktpreise erhalten.

Konstante Vergütungen

Zielsetzung von konstanten Vergütungen ist die Garantie von zeitunabhängigen und (durch den Regulierer) langfristig festgelegten Vergütungen. Somit muss die Differenz zwischen dem festgelegten Tarif und dem (variablen) Marktpreis aus einer variablen Subvention bestehen. Aufgrund der fixierten Einspeisevergütungen wird dieses Modell auch als Einspeisemodell bezeichnet.¹⁷⁷ Der auf dem Strommarkt erzielbare Preis des Stroms aus EE ist entkoppelt von der gezahlten Vergütung und somit trägt der EE-Anlagenbetreiber keine Marktpreisrisiken. Bei Investitionsentscheidungen kann die Wirtschaftlichkeitsrechnung auf konstante Zahlungsflüsse in der Zukunft basieren und muss keine Risikozuschläge für das Marktpreisrisiko berücksichtigen. Die variable, das Risiko minimierende Subvention hat somit einen zusätzlichen Wert.

¹⁷⁷ Eine Variante des Einspeisemodells ist das Quotenmodell. Es hat zum Ziel, durch die Einführung von Wettbewerbselementen Produzentenrenten abzuschöpfen, die bei zu hoch festgelegten Einspeisetarifen entstehen. Im Quotenmodell wird für die Endkunden beliefernde Händler eine Quote von Strom aus EE festgelegt, die sie von Erzeugern kontrahieren und an Endkunden liefern müssen. Der Preis für die gelieferte Strommenge aus EE, die über einen langen Zeitraum kontrahiert wird, wird bei der Errichtung von Anlagen in einem Bieterwettbewerb ermittelt. Sie ergibt sich aus den niedrigsten Geboten konkurrierender Erzeuger. Das Quotenmodell unterscheidet sich hinsichtlich

Die Entkopplung vom Marktpreis bedeutet, dass die Koordinationsentscheidungen der EE-Anlagenbetreiber vom Strommarktpreis unabhängig sind. Beispielsweise bestehen für den Betreiber in einem Modell fester Einspeisevergütungen keine Anreize, Revisionsentscheidungen nach dem saisonalen Verlauf der Strompreise auszurichten. Die Koordinationsaufgabe der Marktpreise ist somit in Richtung des EE-Anlagenbetreibers aufgehoben.

Da sich die konstanten Vergütungen auf die Vergütung pro Energiemenge (z.B. MWh) beziehen, nicht aber auf den absoluten Energieertrag, verbleiben Mengenrisiken beim Anlagenbetreiber. Die Mengenrisiken beinhalten das Prognoserisiko des Energieertrags über die Anlagenlaufzeit sowie jährliche Schwankungen des Energieertrages, die Liquiditätsrisiken mit sich bringen.

Variable Vergütungen

Bei einer Direktvermarktung entsprechen die Erlöse für EE dem allgemeinen Strommarktniveau. Sie würden damit in der Regel keine ausreichende Rentabilität der Investitionen ermöglichen. Wird die notwendige Subventionszahlung als einmalige Investitionszulage oder als fixe Subvention pro erzeugte Strommenge gezahlt, trägt der Anlagenbetreiber die vollen Marktpreisrisiken. Marktpreisrisiken ergeben sich abhängig von der Prognosegenauigkeit der Erzeugungsleistung sowohl im intraday- als auch im Echtzeitmarkt.

Zur Beurteilung von Marktintegrationsformen sind der Zuwachs an Investitionssicherheit, die konstante Vergütungen mit sich bringen, und der Verlust allokativer Effizienz durch fehlende Koordinationswirkungen der Marktpreise in Richtung des Anlagenbetreibers abzuwägen. Der Zuwachs an Investitionssicherheit ist abhängig von den Marktpreisrisiken und da konventionelle Kraftwerke den Marktpreisrisiken voll ausgesetzt sind, stellt er eine geldwerte Subvention von EE dar.

3.5.4 Grüner Strommarkt

Die Vermarktung erfolgt in diesem Modell in einem separaten Markt für Strom aus EE an Endverbraucher, die bereit sind, die verringerten Umweltschädigungen von „Grünem Strom“ durch einen Preisaufschlag zu honorieren, der die erhöhten Erzeugungskosten von Grünem Strom deckt.¹⁷⁸ Eine Lastprofiltransformation vom Erzeugungs- zu dem Verbrauchslastgang muss auch hier die Händler leisten. Gemäß den Anforderungen, die an das „Grüne Stromprodukt“ gestellt werden, wird die Lastprofiltransformation durch Handelsgeschäfte mit anderen EE-Anlagenbetreibern oder über den allgemeinen Strommarkt durchgeführt. Da die Produkte des Grünen Strommarktes von den übrigen Stromprodukten nicht physisch getrennt werden können und somit nur ein einziger Echtzeitausgleich von Strommengen durch den Systembetreiber vorgenommen wird, sind auch Grüne Stromprodukte den Risiken des Echtzeitmarktes ausgesetzt. Die Unterschiede dieser Marktintegrationsform zur Direktvermarktung beschränken sich somit auf die fehlenden

der Struktur der Subventionszahlung nicht vom Einspeisemodell. Vgl. ausführlich zum Quotenmodell Drillisch, J. (2001).

¹⁷⁸ Die parallele Existenz zwischen Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen des Netzbetreibers und der Direktvermarktung führte bei der Etablierung dieses Marktsegments zu erheblichen Abgrenzungsschwierigkeiten, vgl. dazu ausführlicher Langniß, O. und Markard, J. (1999).

Subventionszahlungen und die unterschiedliche Lastprofiltransformation. Da das Marktpotential für Grünen Strom gering ist, wird diese Variante nicht weiter betrachtet.¹⁷⁹

3.5.5 Praktische Ausgestaltungen von Marktintegrationsformen

Die in den vorangegangenen Abschnitten vorgestellten Charakteristika der Marktintegrationsformen finden sich in praktischen Ausgestaltungen in typischen Kombinationen wieder, die hier kurz dargestellt werden sollen.

In Modellen indirekter Vermarktung bietet sich eine weitergehende Integration aller Prozessschritte der Vermarktung an. In praktischen Ausführungen indirekter Vermarktungen werden daher z.B. auch die Erzeugungsprognosen von einem Intermediär durchgeführt. Bei indirekter Vermarktung werden typischerweise konstante Einspeisevergütungen gezahlt. Diese Kombination liegt nahe, da sich der Marktpreis bei einer indirekten Vermarktung aus Vermarktungsaktivitäten unterschiedlicher Institutionen ergibt: Ein Teil des Marktpreises wird bei der Lastgangtransformation des Intermediärs transparent. Der andere Teil ergibt sich, wie beschrieben, durch die Vermarktung des physikalisch weiter gewälzten Lastbandes, die durch die Endabnehmer durchgeführt wird. Somit ist eine direkte Weiterreichung des Marktpreises an die Anlagenbetreiber nicht möglich. Modelle mit indirekter Vermarktung sind beispielsweise in Deutschland und Österreich implementiert.

Eine direkte Vermarktung kann dagegen von jedem Anlagenbetreiber individuell geleistet werden. Die vorangegangene Analyse hat jedoch Größenvorteile für fast alle Prozessschritte der Vermarktung sowie die Vorteilhaftigkeit der Integration von Prozessschritten gezeigt. In praktischen Ausgestaltungen werden daher auch bei Direktvermarktung Erzeugungsprognosen vom Systembetreiber angefertigt, um Skaleneffekte nutzen zu können. In der in Kalifornien implementierten Marktintegrationsform zahlen die EE-Anlagenbetreiber dem Systembetreiber eine Gebühr für die Durchführung der Erzeugungsprognose.¹⁸⁰

Die Anwendung der Direktvermarktung ist in der Praxis weit verbreitet. In den meisten Implementierungen werden Maßnahmen zur Dämpfung des Marktpreisrisikos getroffen. So besteht im spanischen Elektrizitätsversorgungssystem für die EE-Anlagenbetreiber eine Wahl zwischen fixem und variablem Subventionsanteil. Auch in den USA finden sich in einigen Elektrizitätsversorgungssystemen Marktgestaltungen zur Verminderung des Risikos im Echtzeitmarkt. Beispielsweise wurde im März 2002 durch den kalifornischen Systembetreiber die Regelung eingeführt, Fahrplanabweichungen über einen Monat zu mitteln und den Mittelwert zum Echtzeitpreis abzurechnen. Marktarchitekturen, in denen Echtzeitpreise gesplittet sind, um Fahrplanabweichungen zu pönalisieren, haben Ausnahmeregelung für EE von diesem Verfahren vorgesehen. Ein Beispiel dafür ist das Electric Reliability Council of Texas, das bei EE von der

¹⁷⁹ Vgl. zum Marktangebot von grünem Strom Dreher, M. et al. (1999), Roe, B. et al. (2001).

¹⁸⁰ Aufgrund der erwarteten umfassenden Reorganisation der kalifornischen Marktarchitektur haben sich mit Stand August 2003 nur wenige Erzeuger an diesem Programm beteiligt. Vgl. DeMeo, E., Porter, K. und Wiese, S. (2003), S. 5.

Abrechnung von Echtzeitpreisen absieht, falls die Fahrplanabweichungen weniger als 50 % der Fahrplananmeldung betragen.¹⁸¹

3.6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In diesem Kapitel wurden mögliche Ausgestaltungsformen von Marktstrukturen im Hinblick auf die Integration von EE diskutiert. Zur Analyse der Marktstruktur wurde ein Schema entwickelt, nach dem ihre einzelnen Elemente separat analysiert werden können. Die betrachteten Elemente der Marktstruktur waren die Marktarchitektur, Marktformen, Durchführungsregeln und die Marktintegrationsform von EE. Bei der Betrachtung der Märkte wurden die in einem Elektrizitätsversorgungssystem notwendigen Koordinationsaufgaben mit möglichen Ausgestaltungsformen der Koordinationsinstrumente und sonstigen Elemente der Marktstruktur verknüpft. Es wurde diskutiert, welche der für die EE besonders relevanten Koordinationsaufgaben durch welche Koordinationsinstrumente am effizientesten durchgeführt werden können und welche Trade-offs hinsichtlich der Ziele bei der Wahl einzelner Gestaltungsoptionen existieren.

Im Einzelnen wurden die folgenden Ergebnisse abgeleitet, die als Basis für Untersuchungen der deutschen Marktarchitektur im folgenden Kapitel dienen:

Strommärkte für kurzfristige Koordinationsaufgaben

Die Preisbildung im Echtzeitmarkt muss die Kostensituation des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes reflektieren.

Die Gestaltungsspielräume für den Echtzeitmarkt beschränken sich auf die Ausgestaltung der Preisbildung, die Teil der Settlement-Regeln eines vorgelagerten Marktes (des Regelenenergiemarktes) ist. Für die Zuordnung der Preisbestandteile des Regelenenergiemarktes zu Echtzeitpreisen existieren zahlreiche Ansätze. Zu einem langfristigen Kostenminimum führen aber nur diejenigen Ansätze, bei denen die Kosten des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes verursachungsgerecht den Verursachern von Fahrplanabweichungen zugeordnet werden. Für EE ist aufgrund der eingeschränkten Prognosefähigkeit die Ausgestaltung der Preisbildung im Echtzeitmarkt entscheidend für die Lieferung von Anreizen zur Verbesserung der Lastprognose.

Insbesondere im kurzfristigen Zeitbereich (bis zu einem Tag vor Lieferung) erhöhen eine stärkere Zentralisierung von Märkten und mehrteilige Gebots- und Preisstrukturen potentiell die Effizienz des Kraftwerkseinsatzes.

Durch den Einsatz von EE zur Stromerzeugung erhöht sich die Bedeutung von Kraftwerksinflexibilitäten der konventionellen Kraftwerke bei der Koordination des optimalen Kraftwerkseinsatzes. Durch eine größere Anzahl von zeitlich gestaffelten Märkten können die durch Startkosten konventioneller Kraftwerke hervorgerufenen Unsicherheiten und damit Ineffizienzen des Kraftwerkseinsatzes reduziert werden. Dies gilt vor allem im Zeitbereich von bis zu einem Tag vor Lieferung. Bei einer zunehmenden Anzahl von Märkten

¹⁸¹ Vgl. DeMeo, E., Porter, K. und Wiese, S. (2003), S. 6.

droht die Gefahr der Unterschreitung der notwendigen Liquidität von Märkten. Sinkender Liquidität kann durch Zentralisierung von Märkten entgegengewirkt werden.

Ein weiteres Instrument zur Erhöhung der Effizienz der Koordination bei Kraftwerksinflexibilitäten ist die Anwendung von Marktformen mit mehrteiligen Gebots- und Preisstrukturen. Einerseits reduzieren mehrteilige Gebote die Risiken für die Bieter, andererseits können die Zusatzinformationen über Inflexibilitäten im Rahmen einer zentralen Koordination besser berücksichtigt werden als im Rahmen einer dezentralen Optimierung. Bei einer denkbar zentralen Koordination hätte der Systembetreiber Zugriff auf alle Kraftwerke und Kenntnis ihrer Kostenfunktionen und somit das theoretische Potential zur Erzielung des theoretischen *least cost dispatch*.

Die Bedeutung der intraday-Koordination steigt insbesondere beim Einsatz von Windenergie aufgrund der kurzfristig ansteigenden Prognosegüte. Aufgrund ihrer Kurzfristigkeit ist eine Zentralisierung anzustreben.

Die Nutzung mehrteiliger Gebote in zentralisierten Marktformen bringt die Gefahr des Missbrauchs von Marktmacht mit sich.

Die Auktionstheorie hält keine anreizkompatiblen Regeln zu Evaluierung komplexer mehrteiliger Gebote bereit, so dass ein Gaming der Bieter nicht ausgeschlossen werden kann. Die Ineffizienzen durch Gaming steigen, wenn eine hohe Konzentration der Anbieter vorliegt. Je zentralisierter die Marktform ist, desto größer kann der Einfluss von Geboten sein, die zur Preismanipulation abgegeben werden.

Das kurzfristige Netzengpassmanagement unter Unsicherheit kann in einer integrierten Marktarchitektur besser gelöst werden als in einer dezentraleren.

Separate Märkte für Übertragungsrechte sind einer Festlegung von Knotenpreisen in integrierten Märkten unterlegen, wenn Unsicherheiten über die Lastflüsse in Echtzeit herrschen. Nur durch die Bündelung von Informationen über Handelsgeschäfte können die im vermaschten Netz auftretenden Interdependenzen zwischen Netzengpässen und Handelsgeschäften gelöst werden.

Abschließend stellt Tabelle 3-2 die Koordinationsformen und Marktformen der kurzfristigen Koordination zusammenfassend gegenüber.

Tabelle 3-2: Zusammenfassung der Gestaltungsoptionen für kurzfristige Strommärkte

Koordinationsaufgabe	Koordinationsinstrumente	Gestaltungsoptionen	Bewertung (statisch)
Echtzeit-Koordination	<u>Echtzeitmarkt:</u> Mengenfestlegung (physikalisches Echtzeit-Settlement) auf Grundlage der Preisfunktion aus Zukunftsmärkten.	Regeln für die Festlegung des Echtzeitpreises, (Settlement-Regeln des Regellenergiemarktes)	Verursachungsgerechte Kostenzuordnung muss gewährleistet sein
Koordination vor Lieferzeitpunkt	<u>Forward-Märkte:</u> Settlement von Preisen und Mengen vor dem Lieferzeitraum	Zentralisierung und Integration der Märkte	(+) Steigerung der Liquidität (-) Missbrauchsrisiko
	<u>Regellenergiemärkte:</u> Settlement von Preisen day-ahead, Settlement von Mengen im Echtzeitmarkt	Verwendung mehrteiliger Gebots- und Preisstrukturen	(+) Verringerung des Risikos für Bieter (+) Steigerung der Liquidität (+) Erhöhung der Informationsbasis bei der Koordination (-) Anreizkompatible Bid-Evaluation und Settlement problematisch (-) Missbrauchsrisiko
	<u>Märkte für Übertragungsrechte:</u> Settlement von Preisen und Mengen für die Nutzung von Übertragungsleitungen mit Engpässen	Vertikale Integration von zentralisierten Märkten	(+) Höhere Effizienz bei Unsicherheit über Lastflüsse

Strommärkte für langfristige Koordinationsaufgaben

Unterschiedliche Gestaltungsmöglichkeiten von Märkten waren auch hinsichtlich der langfristigen Auswirkungen auf die Integration von EE zu untersuchen. Dabei wurden einige Folgerungen abgeleitet:

Kapazitätsmärkte zur Sicherstellung der Generation Adequacy benachteiligen EE, da sie umfangreiche Absicherungstransaktionen erfordern, um ihre Kapazität zu vermarkten

Alternativen sind ein pauschaler Uplift auf Spotpreise oder eine zentralisierte Ermittlung der gesicherten Leistung durch eine neutrale Institution zur Ermittlung von Kapazitätzahlungen.

Der langfristige Netzausbau und der Kraftwerksneubau müssen regulatorisch koordiniert werden.

Für die Koordination des langfristigen Netzausbaus mit dem Kraftwerksbau liegt noch keine überzeugende Marktlösung vor, so dass ein Regulierungseingriff vorgenommen werden muss. Dabei sind die Anforderungen an die Versorgungssicherheit zu berücksichtigen.

Dynamische Aspekte der Koordination in Elektrizitätsmärkten

Aus dynamischer Sicht bietet dezentrale Marktarchitektur das größere Potential der autonomen Schaffung effizienter Strukturen, falls Marktmachtaspekte dem nicht entgegenstehen.

Die Schaffung von zentralisierten Strukturen stellt einen regulatorischen Eingriff in die Marktarchitektur dar. Er behindert daher aber die Evolution Transaktionskosten senkender Institutionen, die bei ausgewogenen Machtverhältnissen der Akteure die Mängel dezentraler Koordination vermindert. In dezentralisierten Systemen kann Marktkonzentration zwar weniger leicht Einfluss auf das gesamte Preisniveau nehmen, dagegen können dominante Unternehmen leichter die höhere dynamische Effizienz eines dezentralisierten Marktes in ihrem Sinne beeinflussen. Da die durch den Einfluss von EE gestiegenen Koordinationsanforderungen sowohl zu einem effizienteren *Scheduling* als auch zu höherer dynamischer Effizienz führen müssen, ist der Konzentration auf den Erzeugungsmärkten besonderes intensiv entgegenzuwirken.

Die Verwendung mehrteilige Gebote verhindert die Flexibilisierung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, die für die kosteneffiziente Integration großer Anteile von EE von Bedeutung ist. Die Verwendung mehrteiliger Gebote in Kombination mit einteiligen Preisen erhält den Anreiz zur Erhöhung der langfristigen Flexibilität.

Marktintegrationsformen von EE

Bestehende Fördermechanismen für EE können den Eindruck erwecken, dass Strom aus EE vom Strommarkt isoliert ist. Dies ist jedoch nicht der Fall. EE sind mit allen anderen Kraftwerken über das Stromnetz physikalisch gekoppelt. Daher besteht eine Wechselwirkung zwischen den Stromeinspeisungen durch EE und den Strommärkten. Sie werden durch die Marktintegrationsform beschrieben.

Marktintegrationsformen von EE haben mehrere Charakteristika. Die Charakteristika finden sich in zwei Grundtypen der Marktintegration wieder.

Der erste Grundtyp beruht auf indirekter Vermarktung, einer weitgehenden horizontalen und vertikalen Integration von Prozessschritten der Vermarktung und einer Vergütungsstruktur in Form eines festen Einspeisetarifs. Dies bedeutet praktisch, dass ein Intermediär (z.B. der Systembetreiber) aus den Lieferungen des EE-Anlagenbetreibers ein definiertes Stromprodukt erzeugt, und an Belieferer von Endkunden weiterreicht, die es ihrerseits vermarkten.

Bei der direkten Vermarktung dagegen bietet der Anlagenbetreiber das Stromprodukt direkt am Strommarkt an. Die am Markt erzielte Vergütung wird durch einen variablen oder festen Subventionsanteil aufgestockt, so dass die Rentabilität der Anlagen gewährleistet ist. Die direkte physische Weiterwälzung an die Endabnehmer entfällt, so dass Transaktionskosten vermindert werden. Zur Nutzung von Skaleneffekten im Vermarktungsprozess ist auch hier die Bildung einer Vermarktungsinstitution sinnvoll.

In beiden Systemen muss sichergestellt werden, dass die Vermarktungsinstitution Gewinnanreize bei der Vermarktung hat und somit z.B. Anreize zur Verbesserung von Erzeugungsprognosen schafft. Gleichzeitig muss die Ausnutzung von Marktmacht bei einer Monopolstellung verhindert werden.

„Hygienefaktoren“ einer effizienten Marktgestaltung für EE

Unabhängig von den Gestaltungsvarianten der Märkte wurden drei „Hygienefaktoren der Marktgestaltung“ identifiziert.

Die Präqualifikation von Marktteilnehmern darf nicht als Markteintrittsbarriere für den Regelenenergiemarkt missbraucht werden.

Hohe Liquidität und die Einbindung der Lastmanagementmöglichkeiten von Verbrauchern ist für die Effizienz der kurzfristigen Strommärkte bedeutsam. Es muss daher von unabhängiger Stelle sorgfältig geprüft werden, inwieweit technische Begründungen für Präqualifikationsanforderungen an Marktteilnehmer tatsächlich begründet sind. Die Integration der Nachfrageseite in diese Märkte hat liquiditätserhöhende und kostensenkende Wirkung.

Die Unabhängigkeit des Systembetreibers von Erzeugungsgesellschaften, fördert eine effiziente kurzfristige Koordination.

Insbesondere wenn der Systembetreiber neben der Netzführungsfunktion auch die Funktion eines Marktbetreibers übernimmt, bestehen Interessenkonflikte für Systembetreiber, die eigentumsrechtlich von Erzeugungsgesellschaften nicht entflochten sind.

In desintegrierten Marktarchitekturen muss die Möglichkeit zu Arbitragegeschäften zwischen den Strommärkten gewährleistet sein.

Werden Arbitragemöglichkeiten zwischen Strommärkten durch administrative Hürden verhindert, ist dies ein Anzeichen für eine fehlerhafte Marktgestaltung.

4 Deutsche Marktgestaltung für Erneuerbare Energien und Evaluation möglicher Veränderungen

Ziel dieses Kapitels ist die Ableitung von Handlungsempfehlungen für eine effizientere Integration von EE in das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem. Dazu werden die in Kapitel 2 und 3 allgemein beschriebenen grundlegenden Merkmale, die Koordinationsaufgaben und Koordinationsinstrumente des Elektrizitätsversorgungssystems in ihren Ausprägungen in Deutschland analysiert und aus den Ergebnissen der Analyse Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Zunächst werden die Rahmenbedingungen für die Integration von EE dargestellt. Dabei wird auch die gegenwärtige Integrationsform für EE, die durch Förderregelungen vorgegeben ist, analysiert. Ergebnis der Analyse sind Empfehlungen für eine Veränderung der Integrationsform. Anschließend werden die besonderen Koordinationsaufgaben dargestellt, die im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem bei der Integration von EE zu lösen sind.

Um die Funktionsfähigkeit der Koordinationsinstrumente bei der Lösung kurzfristiger Koordinationsaufgaben darzustellen, die für EE besonders bedeutend sind, werden anschließend Marktverhalten und Marktergebnisse der kurzfristigen Strommärkte analysiert. Diese Analyse zeigt Defizite der Wirksamkeit der kurzfristigen Koordinationsinstrumente auf und leitet Handlungsempfehlungen ab.

Abschließend erfolgen eine Darstellung der Ausgestaltung der langfristigen Koordinationsmechanismen des deutschen Strommarktes, die den Netzausbau und die Kraftwerksneubauten betrifft und schließlich die Ableitung von Handlungsempfehlungen. Die Analyse wird an dieser Stelle um dynamische Aspekte erweitert.

4.1 Rahmenbedingungen für die Integration von Erneuerbaren Energien in Deutschland

Als Folge der Novellierung des EnWG am 29.04.1998 ergab sich durch die Aufhebung der Demarkationsverträge und der Verpflichtung der Netzbetreiber zur Ermöglichung einer diskriminierungsfreien Netznutzung die Notwendigkeit der Durchführung der horizontalen Koordination durch den neu entstehenden Großhandelsmarkt für Strom. Dies führte zu einer Veränderung der Unternehmensstruktur und ihrer Regulierung, die Rahmenbedingungen für die Integration von EE bilden. Die Regulierung der Versorgungszuverlässigkeit ist eine weitere Rahmenbedingung, die daraufhin überprüft werden muss, ob ihre Ausgestaltung im Kontext von liberalisierten Marktregeln und eines wachsenden Anteils von EE zu effizienten Ergebnissen führt. Schließlich wird eine Untersuchung der deutschen Ausgestaltung der Marktintegrationsform vorgenommen, um Verbesserungspotentiale innerhalb der Fördermechanismen für EE aufzudecken.

4.1.1 Unternehmensstruktur und ihre Regulierung

Die vier Übertragungsnetzbetreiber Deutschlands (ÜNB) sind Inhaber des Übertragungsnetzes, Netzbetreiber und Systembetreiber in räumlich voneinander abgegrenzten Gebieten, die gleichzeitig Regelzonen darstellen. Sie sind zwar rechtlich entflochtene Unternehmen, jedoch in die Konzernstrukturen der ehemaligen Verbundunternehmen RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall Europe integriert. Es handelt sich dabei um die RWE net AG (RWE net), die E.ON Netz GmbH (E.ON Netz), die EnBW Transportnetze AG (EnBW TN), sowie die Vattenfall Europe Transmission GmbH (VET). Die zugehörigen Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen spielen eine wichtige Rolle für den deutschen Elektrizitätsmarkt. Das Bundeskartellamt geht auf dem Strommarkt für Weiterverteilungsunternehmen und industriellen Großkunden von einem marktbeherrschenden Duopol aus den Unternehmen RWE und E.ON aus. Ihr gemeinsamer Marktanteil auf diesen beiden Märkten betrage über 40 % beziehungsweise über 60 % und verschaffe ihnen einen überragenden Verhaltensspielraum vor ihren nächsten Wettbewerbern EnBW und Vattenfall Europe. Dieser Marktanteil ist durch indirekte Beteiligungen in den Jahren nach Beginn der Liberalisierung ausgebaut worden. So haben die drei Verbundunternehmen RWE, E.ON und EnBW vom 1.1.2000 bis Ende 2002 zusammen 82 neue Beteiligungen (mit jeweils mehr als 10 % Anteil) an Strom-Weiterverteilern erworben. Vor dem Hintergrund dieser Marktstruktur, der Homogenität des Gutes Strom sowie des geringen Innovationspotentials sei oligopolistisches Parallelverhalten von RWE und E.ON zu erwarten.¹⁸² Es sei weiterhin davon auszugehen, dass die beiden dominanten Unternehmen ihre Erzeugungskapazitäten parallel entwickeln werden, auf preisliche Wettbewerbsvorstöße verzichten und Kundenansprache sowie künftige Beteiligungsstrategien insbesondere auf ihre jeweiligen angestammten Versorgungsgebiete ausrichten werden.¹⁸³

Die Marktstruktur der EE-Anlagenbetreibern dagegen wird von zahlreichen kleinen Unternehmen geprägt. Die über 5000 kleinen Wasserkraftanlagen in Deutschland mit einer Leistung von weniger als einem Megawatt befinden sich in Besitz zahlreicher Anlagenbetreiber wie Privatpersonen sowie kommunalen EVU.¹⁸⁴ Weiterhin existieren in Deutschland etwa 100 Betreibergesellschaften von Windenergieanlagen.¹⁸⁵

4.1.2 Regulierung der Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland

Da die Regulierung der Versorgungszuverlässigkeit der Kraftwerke eine wichtige Randbedingung für die Integration von EE darstellt, folgt eine Analyse der Effizienz der in Deutschland angewendeten Regulierung für diesen Bereich.

¹⁸² Die Wirkungen von Marktmacht auf dem deutschen Strommarkt in Form von überhöhten Preisen zu Spitzenlastzeiten wurden von Müsgens nachgewiesen. Vgl. Müsgens, F. (2004).

¹⁸³ Vgl. Bundeskartellamt (2003a).

¹⁸⁴ Vgl. Wagner, E. (2000).

¹⁸⁵ Vgl. Bundesverband Windenergie (www.bwe.de).

4.1.2.1 Regulierung der *Generation Adequacy*

Die Festlegung von Zuverlässigkeitskriterien für die Stromerzeugung wird in Deutschland durch Verbände vorgenommen und erfolgt auf der Grundlage nicht weiter begründeter ingenieurwissenschaftlicher Kriterien. So wurde bezüglich der *Generation Adequacy* für Deutschland von dem ehemaligen Verband der Deutschen Verbundunternehmen, der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) festgelegt, dass jedes der ursprünglich neun Verbundunternehmen, die für die Systemsicherheit verantwortlich sind, soviel Reserveleistung vorhält, dass die Defizitwahrscheinlichkeit aufgrund eines Kraftwerksausfalls (*Loss Of Load Probability, LOLP*) jeweils immer höchstens 7 % beträgt. In Summe ergibt sich für Deutschland (ohne Berücksichtigung von Reserveverträgen zur gegenseitigen Aushilfe) ein minimales Zuverlässigkeitsniveau von 99,99 % beziehungsweise eine LOLP von maximal 0,01 %.¹⁸⁶ Die tatsächliche Defizitwahrscheinlichkeit liegt jedoch deutlich darunter.¹⁸⁷

Die Quantifizierung der Kraftwerksreserve erfolgt jährlich in der Leistungsbilanz des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems, die durch den Verband Deutscher Netzbetreiber (VDN) erstellt wird. Sie zeigt eine Rückschau des vergangenen Jahres sowie eine Vorschau über sieben Jahre. Seit dem Jahr 2000 wird die Leistungsbilanz in der in Abbildung 4-1 dargestellten Form aufgebaut. In ihr ist die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast des Jahres 2002 in Höhe von 79,7 GW dargestellt. Ihr stand eine mit Hilfe der Reserve für Systemdienstleistungen stundengesicherte inländische Nettokraftwerksleistung von 81,4 GW gegenüber, die sich aus der installierten Kraftwerksleistung abzüglich der aus verschiedenen Gründen nicht verfügbaren Leistung errechnet. Der wesentliche Posten wird dabei durch die Nicht-Verfügbarkeit von Leistung aus EE gebildet. Zusätzlich wurde ein Saldo von 5,1 GW Kraftwerksleistung importiert. Die Differenz zwischen inländischer Erzeugung und inländischer Last in Höhe von 1,7 GW (1,6 % der installierten Kraftwerksleistung) wird als „verbleibende Leistung“ bezeichnet. In der ausgewiesenen verbleibenden Leistung ist die Stundenreserve enthalten, da die Energielieferung aus Minutenreserveleistung auf Basis der Reserve-Systemdienstleistungen nach den geltenden Anforderungen nur eine Stunde lang andauern muss. Bei vollständiger Ausschöpfung der Reserveleistung müsste damit nach einer Stunde auf die „verbleibende Leistung“ zurückgegriffen werden.

¹⁸⁶ Vgl. Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (1997), S. 1, und S. 20.

¹⁸⁷ Vgl. Dany, G. et al. (2000), S. 50.

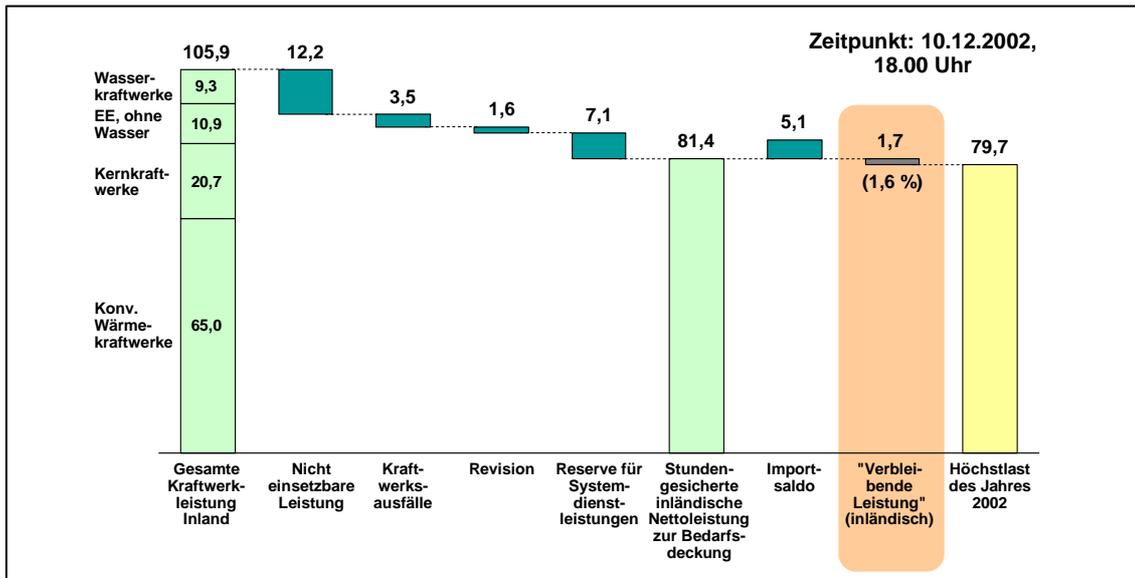


Abbildung 4-1: Leistungsbilanz des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2002 in GW¹⁸⁸

Eine Verknüpfung dieser Leistungsbilanz mit der oben dargestellten Wahrscheinlichkeitsbetrachtung zur *Generation Adequacy* besteht nicht. Anstatt der LOLP wird als Steuergröße die verbleibende Leistung verwendet. Nach UCTE-Vorgabe sollte sie etwa 5 % der installierten Kraftwerksleistung betragen, um eine (von Importen) unabhängige und sichere Versorgung zu gewährleisten.¹⁸⁹ Da die Höchstlastzeitpunkte zwischen UCTE-Ländern nicht übereinstimmen, wird die Leistungsbilanz UCTE-einheitlich an jedem dritten Mittwoch eines Monats erstellt. Abbildung 4-2 zeigt die inländische Leistungsbilanz zu zwei Zeitpunkten des Jahres 2002 sowie Prognosen für die Jahre 2004 und 2010.

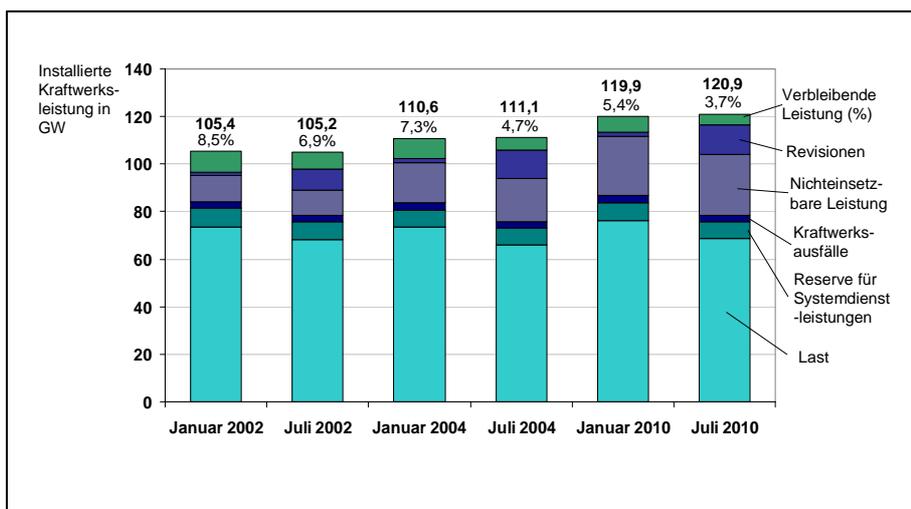


Abbildung 4-2: Entwicklung der Leistungsbilanz des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems

¹⁸⁸ Vgl. VDN e.V (2003), S. 28.

Aus der Abbildung wird deutlich, dass die verbleibende Leistung in den Sommermonaten tendenziell niedriger ist als in den Wintermonaten. Dies ist auf die erhöhte Revisionstätigkeit der Wärmekraftwerke im Sommer zurückzuführen. Weiterhin wird deutlich, dass der Anstieg der erwarteten installierten Kraftwerksleistung (im Wesentlichen verursacht durch den erwarteten weiteren Ausbau der Windenergie) durch die nicht einsetzbare Leistung (der Windenergie) fast vollständig kompensiert wird. Bei geringfügig zunehmender Last verringert sich der Anteil der verbleibenden Leistung an der installierten Kraftwerksleistung bis unter den von der UCTE gesetzten Grenzwert. Daraus wird die Notwendigkeit für Neuinvestitionen in den Kraftwerkspark gefolgert.¹⁹⁰

Die verwendete Methodik für die Aufstellung der Leistungsbilanz führt zu einem Verhalten der Marktteilnehmer, das ineffiziente Marktergebnisse nach sich zieht:

1. Die installierte Leistung von EE ist in der Position „installierte Kraftwerksleistung“ enthalten. In der Vorausschau werden jedoch 85 % - 90 % als „nicht einsetzbare Leistung“ verbucht.¹⁹¹ Der Leistungskredit bewegt sich damit in einem Bereich von 10 bis 15 %, was bei dem gegenwärtig installierten Anteil von EE eher eine Untergrenze darstellt.¹⁹² Die Unterschätzung des Leistungskredits führt zur Forderung nach einer Erhöhung der installierten Leistung der konventionellen Kraftwerke, die nicht erforderlich ist.
2. Der definierte Grenzwert für die verbleibende Leistung wählt als Bezugsbasis die gesamte installierte Leistung (die die installierte Leistung von EE enthält) und nicht die gesicherte Leistung. Somit wird bei hohen Anteilen von EE aber gleicher gesicherter Nettoleistung ein niedrigerer Anteil verbleibender Leistung ausgewiesen. Die Verwendung des definierten Grenzwertes als Steuerungsgröße führt somit zu den gleichen Konsequenzen wie bei Punkt 1.
3. Die Leistungsbilanzierung erfasst die Ausprägung zweier Zufallsvariablen (Last und Kraftwerksverfügbarkeit) zu einem bestimmten Zeitpunkt. Eine Aussage über die Wahrscheinlichkeitsverteilung der erfassten Größen wird nicht getroffen. Somit ist auch die Differenz zwischen der in Abbildung 4-1 dargestellten Höchstlastsituation und den in Abbildung 4-2 gezeigten Werten nicht sinnvoll interpretierbar. Eine Aussage über Ausfallswahrscheinlichkeiten beziehungsweise Versorgungszuverlässigkeit kann aus den Leistungsbilanzen nicht gefolgert werden. Die abgeleitete Aussage über notwendige Kraftwerksinvestitionen ist nicht präzise, kein Bezug zur entscheidenden Steuerungsgröße Versorgungszuverlässigkeit hergestellt wird.
4. Aufgrund der Durchsetzung der rechtlichen Entflechtung (*legal Unbundling*) von Erzeugungs- und Netzbereich sind nach Angaben des VDN die Leistungsangaben mit Unsicherheiten

¹⁸⁹ Vgl. UCTE (2002), S. 5.

¹⁹⁰ Vgl. VDN e.V. (2003), S. 4.

¹⁹¹ Vgl. VDN e.V. (2003), S. 11.

¹⁹² Vgl. Kapitel 2.4.

behaftet, da die ÜNB keinen unmittelbaren Zugriff auf diese Daten mehr besitzen.¹⁹³ Folge sind Fehlsteuerungen wie bei Punkt 3 genannt.

In Summe zeigt die gegenwärtige Praxis der Leistungsbilanzierung und die Verwendung von Steuerungsgrößen deutliche Schwächen. Dies erschwert eine effektive Regulierung der *Generation Adequacy*. Dies gilt insbesondere bei hohen Leistungsanteilen von EE.

Als Maßnahme zur Definition von effizienten Rahmenbedingungen für Investitionsentscheidungen sollte die Durchführung der Bewertung der *Generation Adequacy* durch eine unabhängige Institution erfolgen. Die dazu notwendige Informationsbasis sollte durch eine von den Erzeugungsgesellschaften und dem Systembetreiber unabhängige Institution geschaffen werden, die die Informationen in nachvollziehbarer Weise aufbereitet. Transparenz und Nachvollziehbarkeit sind vor allem bei der Bewertung des Leistungsbeitrages von EE wichtig, der stark von den bei der Berechnung verwendeten Annahmen abhängt.¹⁹⁴ Um eine qualitativ hochwertige Informationsbasis sicherzustellen, sind Auskunftspflichten von Netz- und Kraftwerksbetreibern gegebenenfalls gesetzlich zu verankern.

4.1.2.2 Regulierung der *Generation Security*

Die Operationalisierung der *Generation Security* ist noch schwieriger als die der *Generation Adequacy*. Als Indikator dient die globale Regelabweichung (*ACE - Area Control Error*). Sie ist ein Maßstab für die Qualität der Regelung, da bei Leistungsungleichgewichten innerhalb einer Regelzone der Leistungsausgleich auch außerhalb der Regelzone stattfindet. Somit ergeben sich für einzelne Regelzonen Abweichungen zu der geplanten Leistungsbilanz.¹⁹⁵ Eine schlechte Regelung führt somit zu einem höheren ACE. Für den ACE existiert in Deutschland existiert kein fest definierter Grenzwert.¹⁹⁶

Die *Generation Security* wird durch Bereitstellung und Einsatz von Reserve-Systemdienstleistungen beeinflusst. Für die Bemessung der Bereitstellung sind die „Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ oder „TransmissionCode“ ausschlaggebend, die vom VDN definiert werden.¹⁹⁷ Im TransmissionCode erfolgt der Verweis auf die entsprechenden Bemessungsregeln der UCTE:¹⁹⁸

- Die Höhe der bereitzustellenden Primärregelleistung orientiert sich UCTE-weit an der Größenordnung von zwei Großkraftwerken (2 x 1500 MW). Sie wird nach einem Schlüssel europaweit auf die Systemverantwortlichen aufgeteilt.
- Die bereitzustellende Minutenreserve für die Sekundärregelung (Sekundärregelreserve) ist in den UCTE Spielregeln als Funktion der Maximallast der Regelzone definiert.¹⁹⁹

¹⁹³ Vgl. VDN e.V. (2002), S. 7.

¹⁹⁴ Vgl. Kapitel 2.4.

¹⁹⁵ Zu den technischen Mechanismen des Leistungsausgleichs siehe Kapitel 2.2

¹⁹⁶ Vgl. Roggenbau, M. (1999), S. 20f.

¹⁹⁷ Vgl. VDN (2003), Anhang D, Seite 1.

¹⁹⁸ Es handelt sich dabei um die „UCTE Spielregeln“: UCPTE (1998).

¹⁹⁹ Der Zusammenhang lautet: $P_{SR} = (10 * P_{max} + 22500)^{0,5} - 150$.

- Die manuell einsetzbare Minutenreserveleistung soll gemäß den UCTE Spielregeln mindestens der Leistung des größten Blockes entsprechen.

Nicht klar definiert ist, ob die notwendige Minutenreserve für die Sekundärregelung und den manuellen Einsatz additiv bereitgestellt werden muss oder ob das Kriterium, das zu größeren Leistung führt, ausschlaggebend ist. Die Bemessung wird von den deutschen ÜNB unterschiedlich gehandhabt.²⁰⁰ Legt man als größte Blockleistungen einen Wert von 1200 MW zugrunde, zeigen die ausgeschriebenen Leistungen (Tabelle 4-1), dass die von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahierte Minutenreserve Sekundärregelleistung und manuelle Minutenreserve offenbar additiv gerechnet werden. Ein erhöhter Bedarf an Minutenreserve kann mit gestiegenen Prognoseabweichungen begründet werden. Diese sind einerseits auf die erhöhte Prognoseunsicherheit der Last von Kunden zurückzuführen, die den Versorger gewechselt haben und für die der neue Händler keine Erfahrungswerte für das Lastprofil hat.²⁰¹ Andererseits ist in den UCTE-Empfehlungen der Einfluss von stochastischen Erzeugern wie Windenergie nicht abgebildet. Durch den starken Ausbau der Windenergieleistung in Deutschland ergibt sich ein erhöhter Reservebedarf, der von den ÜNB festgestellt wird. Wie Tabelle 4-1 ebenfalls zeigt, ist Vattenfall Europe Transmission dazu übergegangen, letztgenanntem Einfluss mit separaten Mengenangaben Rechnung zu tragen. Auch die RWE net AG erhöhte mit Verweis auf Windenergie die kontrahierten Reserveleistungen.²⁰²

Tabelle 4-1: Struktur der Regelleistungsbereitstellung in Deutschland²⁰⁵

ÜNB	Maximallast der Regelzone ²⁰³ [MW]	Installierte Windenergieleistung ²⁰⁴ [MW]	Primärregelleistung [MW]	Minutenreserveleistung [MW] (+ „Leistung für Wind“)					
				SR neg.	SR pos.	man. MR neg	man. MR pos	Gesamte MR pos.	SR lt. UCTE Empf.
E.ON Netz	24.500	4.700	190	400	800	400	1100	1.900	367
EnBW TN	10.963	100	75	390	720	330	510	1.230	213
RWE net	26.300	1.400	310	1.050+ 80	1.050+180	62 + 140	780+250	1.800+460	384
VET	11.682	3.100	150	580	580	350+180	550+180	1.130+180	223
Summe	73.445	9.300	725	2.600	3.330	2.020	3.370	6.700	1.188

SR = Sekundärregelleistung, MR= Minutenreserve, man.=manuell

²⁰⁰ Vgl. Roggenbau, M. (1999), S. 17.

²⁰¹ Nach Roggenbau ist es üblich, die 1,5-fache maximale Blockgröße als Bemessungsgrundlage für die Dimensionierung der Minutenreserve zu verwenden um Last- und Erzeugungstochastik Rechnung zu tragen, vgl. Roggenbau, M. (1999), S. 46.

²⁰² RWE net AG erhöhte die Ausschreibungsleistung für positive Minutenreserveleistung zur Sekundärregelung und zum manuellem Einsatz zum 1.2.2003 um 460 MW.

²⁰³ Summe der (nicht zwangsläufig zeitgleichen) Maximallasten der ehemaligen ÜNB Bewag, HEW und VEAG, Stand: 2000, vgl. DVG (2000), S. 35.

²⁰⁴ Stand: 2002.

²⁰⁵ Stand der Leistungsangaben: 31.12.2003.

E.ON Netz dagegen erhöhte bislang ihre ausgeschriebenen Regelenergieleistungen nicht, obwohl sich in ihrer Regelzone ein erheblicher Anteil Windenergie befindet. EnBW TN, in deren Regelgebiet sich kaum Windenergie befindet, variierte ihre Bezugsleistungen für Minutenreserve seit Beginn der Ausschreibungen erheblich. So wurden anfänglich 500 MW negative und 350 MW positive manuelle Minutenreserve ausgeschrieben. Dieses Verhältnis hat sich inzwischen fast umgekehrt. Im August 2003 wurde die bezogene Leistung fast wöchentlich variiert.

Bislang wird die Berechnung der kontrahierten Reserveleistungen durch keine Kontrollinstanz nachvollzogen und ist somit durch die ÜNB fast beliebig steuerbar. Für die Höhe der bereitzustellenden negativen Reserve existiert keine explizite Empfehlung der UCTE.

Schon aus den UCTE Empfehlungen zur Dimensionierung der Leistungsreserve geht hervor, dass sie mit steigender Größe einer Regelzone abnimmt. So wird die Differenz der Regelleistungssumme zwischen 2001 und den Jahren ab 2003 (Abbildung 4-1) durch die Zusammenlegung der Regelzonen der ehemaligen ÜNB Bewag, HEW und VEAG erklärt.²⁰⁶

Roggenbau untersucht mittels stochastischer Systemsimulation die Einsparpotentiale von Minutenreserveleistung unter verschiedenen Kooperationsszenarien zwischen deutschen ÜNB. Zur Bewertung der Ergebnisse von Kooperationsszenarien werden in einem ersten Schritt die Zuverlässigkeitsniveaus ermittelt, die bei regelkonformer Reservevorhaltung in den ursprünglich neun Regelzonen Deutschlands tatsächlich erreicht werden. Dabei zeigt sich, dass die Vorhaltung einer konstanten Reserveleistung bei Variation der Regelzonengröße, der Reserveart (Pumpspeicher vs. thermische Kraftwerke), der Prognosegenauigkeit und des Lastniveaus zu Zuverlässigkeitsniveaus führt, die bis zum Faktor fünf voneinander abweichen. Zur Erreichung eines definierten Zuverlässigkeitsniveaus ist somit das alleinige Kriterium „größte Blockleistung“ nicht geeignet. Vielmehr ist dazu eine variable Anpassung der Reserve an die genannten Einflussparameter notwendig. Konsequenz der Verwendung dieses Kriteriums ist ein ineffizientes Verhältnis von bereitgestellter Reserveleistung und erreichter Versorgungszuverlässigkeit.

Die Ermittlung der notwendigen Minutenreserve, die bei Zusammenlegung der Regelgebiete zu einer einzigen Regelzone zu dem vorab erreichten Zuverlässigkeitsniveau führt, zeigt deutliche Einsparpotentiale. Roggenbau ermittelt für eine gesamtdeutsche Regelzone einen Minutenreservebedarf von rund 4800 MW (Reserve für Sekundärregelung und manuellem Einsatz). Würde die gegenwärtig vorgehaltene Minutenreserve von 6.700 MW Regelzonen übergreifend eingesetzt werden, könnte ein Zuverlässigkeitsniveau erreicht werden, das etwa um den Faktor 10 über dem bisher realisiertem liegt.²⁰⁷ Umgekehrt ist eine entsprechende Reduzierung der notwendigen Minutenreservehaltung möglich.

Als Maßnahme zur Behebung der Ineffizienzen sollte die *Generation Security* analog zur *Generation Adequacy* von einer unabhängigen Institution reguliert werden. Dazu muss zunächst die Definition eines Zuverlässigkeitskriteriums vorgenommen werden. Für die Dimensionierung der auszuschreibenden

²⁰⁶ Vgl. Seidel, B. und Nolte, M. B. (2001), S. 13.

²⁰⁷ Vgl. Roggenbau, M. (1999), S. 59.

Reserveleistungen sollten Berechnungsmethoden eingesetzt werden, die die Stochastik der durch EE beeinflussten Restlast berücksichtigen. Die Methoden müssen veröffentlicht werden, so dass sichergestellt ist, dass Methoden und Ansätze in der Fachöffentlichkeit nachvollzogen und diskutiert werden können.

4.1.3 Marktintegrationsform für Stromlieferungen aus Erneuerbaren Energien in Deutschland

Die deutsche Marktintegrationsform für Elektrizität aus EE wurde mit dem Stromeinspeisegesetz von 1990 grundsätzlich definiert.²⁰⁸ Zu diesem Zeitpunkt existierten praktisch keine Großhandelsstrommärkte und transparente Großhandelsstrompreise. Zur Vermarktung des Stroms aus EE wurde daher ein physisches Wälzungssystem (indirekte Vermarktung) eingeführt. In den folgenden Jahren wurde das Stromeinspeisegesetz mehrfach modifiziert und in Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) umbenannt. Die grundsätzliche Marktintegrationsform wurde jedoch seit 1990 nicht wesentlich verändert.

Ziel dieses Abschnittes ist die Darstellung und Analyse der wesentlichen Eigenschaften der deutschen Marktintegrationsform und die Ableitung der aus den Eigenschaften resultierenden Marktergebnisse. Weiterhin wird analysiert, inwieweit die Reform des EEG im Jahr 2004 die Effizienz der Marktintegration verbessert hat und welche alternativen Ansätze zur Marktintegration bestehen.

4.1.3.1 Wesentliche Eigenschaften der Marktintegration von Erneuerbaren Energien

Indirekte Vermarktung

In Deutschland wird Strom aus EE in der Regel über einen indirekten Mechanismus vermarktet, der im EEG definiert ist. Zwar können theoretisch Erzeugungsunternehmen mit EE ihre Energie auch direkt vermarkten, jedoch liegt die durch das EEG garantierte Einspeisevergütung deutlich über den an Strommärkten erzielbaren Strompreis. Auch die direkte Vermarktung als „grüner Strom“ spielt mengenmäßig nur eine untergeordnete Rolle.²⁰⁹

Die indirekte Vermarktung erfolgt durch die ÜNB als Intermediär. Er nimmt die meist im Netz des Verteilnetzbetreibers eingespeisten Strommengen aus EE auf und beliefert alle zum Ankauf von EEG-Strom verpflichteten Vertriebsgesellschaften mit einer prozentualen Quote ihrer Stromabgabe an Letztverbraucher.²¹⁰ Im EEG ist weiterhin festgelegt, dass ÜNB die aufgenommenen Strommengen untereinander ausgleichen. Somit ist eine deutschlandweit gleichmäßige Belastung aller Endverbraucher unabhängig von der Zugehörigkeit zu einer Regelzone gewährleistet. Es ist somit zwischen der sog. „Hochwälzung“ (Verteilunternehmen - ÜNB), der Querwälzung (zwischen den ÜNB), und der Rückwälzung

²⁰⁸ Vgl. StrEG (1990).

²⁰⁹ Bei neu abgeschlossenen Bezugsverträgen liegt der Anteil der Verträge über grüne Stromprodukte bei unter 20 %, vgl. Timpe, C., v. Grabczewski, N. und Fritsche, U. R. (2002).

²¹⁰ Die Quote lag im Jahr 2003 bei 6,03 % (Quelle: Verband deutscher Netzbetreiber – VDN, Berlin). Sie wird vierteljährlich in Abhängigkeit vom Stromaufkommen aus EE festgelegt.

(ÜNB – Endabnehmer²¹¹) zu unterscheiden. Während die Hochwälzung gemäß dem zeitlichen Verlauf der Einspeisung aus EE erfolgt, wurden Quer- und Rückwälzung in der Praxis bislang als Bandprofil (konstante Leistung über einen definierten Zeitraum) vorgenommen.

Weitgehende Integration von Prozessschritten der Vermarktung

Die Umwandlung des teilweise stochastischen Einspeiseprofiles in das deterministische Bandprofil erfolgt unter Einsatz von Systemdienstleistungen durch den ÜNB. Diese Leistung wird auch als „Veredelung“ bezeichnet. Die Kosten, die für diese Leistung entstehen sind nicht transparent, werden aber in die Netznutzungsentgelte eingerechnet.²¹² Neben diesen Vermarktungsleistungen übernimmt der ÜNB die Erzeugungprognose für Strom aus EE. Beim ÜNB werden somit die wesentlichen Prozessschritte der Vermarktung integriert. Durch diese Verfahrensweise

- erbringt der ÜNB neben seiner Funktion als Systembetreiber und Marktbetreiber des Marktes für Systemdienstleistungen auch Leistungen eines Händlers, d.h. er kauft Strommengen an (beziehungsweise setzt Reservedienstleistungen ein) und liefert ein verändertes Stromprodukt,
- werden Ausgleichseffekte nicht genutzt, die zwischen dem Einspeiseprofil von EE in verschiedenen Regelzonen auftreten können. Ein gleichzeitiges „Leistungstal“ und ein „Leistungsberg“ in verschiedenen Regelzonen würden unter Einsatz von kurzfristig einsetzbarer Kraftwerksleistung und Systemdienstleistungen jeweils zu einem Bandprofil umgewandelt. Nur durch ein kurzfristiges Ausgleichsgeschäft zwischen den Systembetreibern der Regelzonen könnte ein ineffizienter Kraftwerkseinsatz verhindert werden. Durch die Existenz von vier Regelzonen mit separaten Märkten, die solche Geschäfte nicht ermöglichen, werden somit mögliche Skaleneffekte nicht vollständig genutzt,
- entsteht eine weitere Ineffizienz dadurch, dass das weitergeleitete Bandprofil aus der Sicht des Endabnehmers nicht unbedingt das optimale Profil ist. Um das Lastprofil seiner Endkunden zu erreichen müssen u.U. wiederum Handelsgeschäfte getätigt werden,
- hat der ÜNB keinen systembedingten Anreiz zur Durchführung einer möglichst genauen Lastprognose für EE, die zu einer Senkung des Minutenreservebedarfes führen könnte. Die ÜNB führen zwar Erzeugungsprognosen durch, sie müssen aber resultierende Kostenersparnisse an die Netznutzer durchreichen. Ebenso wenig haben ÜNB Anreize zur Kostenminimierung bei der Profiltransformation durch eine mögliche Nutzung des intraday-Marktes.

Konstante Vergütung für die Anlagenbetreiber

Im EEG ist festgelegt, dass den Anlagenbetreibern pro aufgenommene Strommenge eine konstante Vergütung gezahlt wird. Sie ist abhängig von der Erzeugungstechnologie. Durch die Volatilität des

²¹¹ Die Rückwälzung erfolgt an Endverbraucher unmittelbar beliefernde Stromhändler. Zur Vereinfachung werden diese im Folgenden als Endabnehmer bezeichnet. Hoch- und Rückwälzung wird auch als „Vertikalwälzung“ bezeichnet; analog die Querwälzung als „Horizontalwälzung“.

Strompreises ändert sich somit auch die Höhe der effektiven Subvention. Die durchschnittliche Vergütung nach EEG betrug im Jahre 2003 91,4 €/MWh,²¹³ der durchschnittliche Strompreis an der Leipziger Strombörse EEX betrug dagegen nur 29,5 €/MWh.²¹⁴ Es ergab sich somit eine mittlere Subvention von 61,9 €/MWh. Während der day-ahead-Preise stündlichen Veränderungen unterliegt, ist die gezahlte Vergütung vom Einspeisezeitpunkt unabhängig. Aufgrund der konstanten Vergütung und der daraus folgenden Marktpreisunabhängigkeit ergibt sich keine Steuerungswirkung der Marktpreise in Richtung des EE-Anlagenbetreibers (vgl. Kapitel 3.5.3).

4.1.3.2 Veränderungen der Marktintegrationsform durch die EEG Novelle 2004

Im Rahmen der am 01.08.2004 in Kraft getretenen EEG-Novellierung²¹⁵ wurde auf einige der genannten Schwachpunkte des Marktintegrationskonzeptes eingegangen und neue Wälzungsverfahren eingeführt. Das Konzept der indirekten Vermarktung wurde jedoch grundsätzlich beibehalten. Die Änderungen betreffen die Ineffizienzen des oben beschriebenen Wälzungsverfahrens. Nach der neuen Regelung sind die Lastprofile der eingespeisten Leistung aus EE zeitnah „unverzüglich“ quer zu mit den anderen ÜNB auszugleichen. Dieser Ausgleich erfolgt auf Grundlage von Kurzfristprognosen oder durch Hochrechnung repräsentativer Messungen (Istwertaufschaltung). Diese Vorgehensweise bewirkt, dass jeder ÜNB über das gleiche Einspeiseprofil verfügt, was vom Verlauf dem Summenlastprofil aller EE entspricht.²¹⁶ Gemäß der Begründung des Gesetzentwurfes hat das Verfahren zum Ziel, den Regelenergieaufwand zu minimieren.

Die Rückwälzung zum Endverbraucher soll nach dem Gesetz ebenfalls zeitnah erfolgen. Zumindest soll ein typisches Leistungsprofil verwendet werden, das seine typischen Charakteristika widerspiegelt (Hochtarif/Niedertarifanteil). Die genaue Definition des Rückwälzungsprofils wird zunächst den Akteuren überlassen. Das BMU behält sich jedoch vor, das Profil in einer Verordnung zu spezifizieren.²¹⁷ Eine genaue Abrechnung der Energiemengen erfolgt im Nachhinein auf Grundlage der gemessenen Ist-Mengen.

Diese Verfahrensweise bringt gegenüber dem vorher praktizierten Verfahren eine Verbesserung der Koordinationsleistungen: Die zeitnahe Querwälzung von Differenzmengen zum anteiligen Summenprofil bedeutet, dass Ausgleichseffekte des Erzeugungsprofils der EE in verschiedenen Regelzonen genutzt werden. Dieser Online-Ausgleich findet in Form der Anpassung der Austauschmengen zwischen Regelzonen statt, die mit Hilfe des Sekundärreglers eingestellt werden.

Bei Rückwälzung des Summenprofils auf die Endabnehmer (die Unternehmen, die Strom an den Endkunden vertreiben und dafür Leistungsfahrpläne beim ÜNB anmelden) müssen durch sie Koordinationsleistungen erbracht werden, da sie das gelieferte Rückwälzungsprofil in ihr Strombeschaffungsportfolio integrieren

²¹² Vgl. Schrader, K. et al. (2003), S. 1.

²¹³ Quelle: Verband deutscher Netzbetreiber (VDN) Berlin.

²¹⁴ Quelle: EEX Leipzig (Mittelwert über die täglichen Preise der Baseload).

²¹⁵ Vgl. EEG (2004).

²¹⁶ Vgl. § 14, Abs. 3 EEG (2004).

²¹⁷ Vgl. Kommentar zum EEG Gesetzentwurf 2003, § 14 Abs. 3 und 4., S. 84.

müssen. Der durch die Rückwälzung insgesamt entstehende Koordinationsaufwand hängt von der Festlegung von drei Parametern ab:

1. Dem Grad der Übereinstimmung des Rückwälzungsprofils mit dem realen Erzeugungsprofil der EE,
2. Dem Zeitpunkt der Bekanntgabe des Rückwälzungsprofils an die Endabnehmer,
3. Den Transaktionskosten der Endabnehmer und der ÜNB zur Integration des anteiligen Erzeugungsprofils in ihr Lieferprofil für Endkunden.

Diese drei Punkte hängen eng zusammen: Aufgrund der stochastischen Charakteristik des Erzeugungsprofils aus EE muss der Zeitpunkt der Bekanntgabe des Rückwälzungsprofils um so näher am Lieferzeitpunkt liegen, je größer der Grad der Übereinstimmung vom Ist-Summenprofil und dem Rückwälzungsprofil sein soll. Je größer wiederum der Grad der Übereinstimmung der Profile ist, desto geringer sind die vom ÜNB zu beschaffenden Leistungen für die Profiltransformation und desto größer die Koordinationsleistungen, die die Endabnehmer erbringen müssen, um das Einspeiseprofil kurzfristig in das Verbrauchslastprofil zu integrieren. Bei der Bemessung der Parameter und damit bei einer Entscheidung über die Allokation der Koordinationsleistung zur Anpassung des EE-Erzeugungsprofils an das Verbrauchsprofil ist somit auf das Verhältnis der Transaktionskosten der Koordinationsleistungen von ÜNB und Endabnehmer abzustellen.

Die Fähigkeiten der Endabnehmer, diese Koordinationsleistungen effizient zu erbringen, werden vom Gesetzgeber als gering eingestuft. So wird in der Begründung des Gesetzentwurfes ausgeführt: „Da derzeit gerade bei kleineren Stadtwerken nicht immer Möglichkeiten vorhanden sind, auch in kürzester Frist die benötigte Differenzenergie zu beschaffen, und auch die Börse noch keine ausreichenden Mengen zur Verfügung stellen kann, ist es derzeit nicht ausreichend, wenn das Profil lediglich einige Tage im Voraus bekannt gegeben wird. Vielmehr wird [...] eine so frühzeitige Bekanntgabe (ggf. Monate im Voraus) erforderlich sein, dass ein geordneter Einbau des EEG-Stroms in die Planung des Elektrizitätsversorgers möglich ist“²¹⁸.

Bewertung der EEG-Novelle

Die EEG-Novelle 2004 hat zwar einen Ansatz zur Lösung eines Problems der indirekten Vermarktung gebracht. Gleichzeitig sind aber mit der notwendigen Festlegung des Rückwälzungsprofils noch Fragen offen geblieben. Damit ist nicht klar, ob die Novelle eine Verringerung von Transaktionskosten mit sich bringen wird.

Hinsichtlich der Integration von Prozessschritten hat die EEG-Novelle keine Veränderungen mit sich gebracht. Da an den ÜNB als Vermarktungsinstitution festgehalten wurde, bleibt die Situation bestehen, dass der ÜNB sowohl Monopolabnehmer für Energie aus EE als auch Systembetreiber mit Monopolstellung beim Einkauf von Reservedienstleistungen ist. Durch Skaleneffekte aufgrund der Bündelung der Energie aus EE sowie der unternehmensinternen Bereitstellung von Reservedienstleistungen hat er das Potential, sehr

²¹⁸ Vgl. Kommentar zum EEG Gesetzentwurf 2003, Abs. 3, S. 83.

niedrige Transaktionskosten zu erreichen. Andererseits hat er aufgrund der Weiterwälzung der Kosten weiterhin keinen Anreiz zur Kostenminimierung.

Ebenfalls keine Veränderung bringt das EEG hinsichtlich der Vergütungsstruktur für EE-Anlagenbetreiber. Zwar wurden die Vergütungssätze angepasst, um eine „Überförderung“ zu vermeiden. Es werden allerdings weiterhin von Marktpreisen unabhängige Vergütungen gezahlt.

Zusammenfassend betrachtet löst der in der EEG-Novelle gewählte Integrationsansatz zwar das Problem der Querwälzung. Die in der Analyse des alten EEG identifizierten Schwachpunkte bei der Rückwälzung werden jedoch nicht grundsätzlich gelöst. Im Einzelnen

- sind von den ÜNB weiterhin Stromhändlerfunktionen auszuüben,
- haben die ÜNB kein Anreiz zur Kostenminimierung,
- treten bei den Endabnehmern weiterhin zusätzliche Koordinationsaufgaben auf. Durch den Übergang von einer Bandlieferung zu einem Profil, das dem realen Windlastgang ähnlicher ist, können ihre Transaktionskosten, abhängig von der Variabilität des Profils, sogar noch ansteigen.

4.1.3.3 Alternativen zur Marktintegrationsform von Erneuerbaren Energien

Wie erwähnt, brachte die EEG-Novelle 2004 zwar eine Effizienzverbesserung des gewählten Integrationsansatzes für EE. Die bestehenden strukturellen Defizite hat sie jedoch nicht beseitigt. Die bestehenden, liquiden Großhandelsmärkte für Strom bieten jedoch Möglichkeiten, den Vertrieb des Stroms aus EE transparenter zu gestalten und die Allokationswirkungen von Strompreisen zu nutzen.

In Kapitel 3.5 wurden die Charakteristika von Marktintegrationsformen von EE diskutiert. Auf Basis der Diskussionsergebnisse wird zunächst die deutsche Marktintegrationsform daraufhin überprüft, ob eine Fortführung der indirekten Integrationsform sinnvoll ist oder ob der Übergang zu einer direkten Vermarktung eine effizientere Integration bewirken kann. Anschließend erfolgt die Diskussion der weiteren Charakteristika der Marktintegration wie der Integration von Prozessschritten sowie der Preisstrukturen der Vergütung der Anlagenbetreiber.

Übergang von der indirekten zur direkten Vermarktung

In Kapitel 3.5.2 wurde gezeigt, dass sowohl die direkte als auch die indirekte Vermarktung von Strom aus EE Markttransaktionen beinhaltet, die zur Erfüllung von Koordinationsaufgaben mit den übrigen Elementen des Elektrizitätsversorgungssystems dienen. Nur unter Vernachlässigung von Transaktionskosten führen beide Verfahren zum gleichen Marktergebnis. Bei der Betrachtung der realen Situation sind die bei der direkten Vermarktung vorgenommenen Transaktionen auf dem Großhandelsmarkt den Transaktionen der indirekten Vermarktung auf dem Großhandelsmarkt sowie durch die Endabnehmer gegenüberzustellen. Dabei ist zu prüfen, inwieweit die Transaktionskosten der indirekten Vermarktung im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem durch alternative Vermarktungsarten minimiert werden können.

Bereits in Abschnitt 3.5.2 wurde festgestellt, dass bezüglich des zweiten Vermarktungsschrittes, der Festlegung der zu verkaufenden Leistung bei der direkten Vermarktung bzw. der Durchführung von Stromhandelsgeschäften zur Bildung des Weiterwälzungsprofils kein wesentlicher Unterschied besteht. Sie sind somit auch hinsichtlich der Transaktionskosten äquivalent. Dagegen fallen bei der indirekten Vermarktung zusätzlich die Transaktionskosten der Rückwälzung an. Sie betreffen die ÜNB sowie die rund 600 Bilanzkreisverantwortlichen.

Gegen die festgestellte Überlegenheit der direkten Vermarktung in Bezug auf Transaktionskosten könnte eingewendet werden, dass bei einer Rückwälzung des Einspeiseprofiles auf die Endabnehmer das Potential zur Verbrauchsflexibilisierung (vgl. Kapitel 4.2.1) mit geringeren Transaktionskosten genutzt werden kann als bei einer Vermarktung über den Großhandel. Aufgrund des engeren Kundenkontaktes können Stromhändler bestehende Potentiale leichter lokalisieren. Bereits genutzte Lastmanagementinstrumente (Verträge mit Spitzenlastabschaltung, insbesondere Nachtspeicherheizungen) könnten für die Integration des Erzeugungslastganges herangezogen werden. Jedoch führt auch die direkte Vermarktung von EE über den Stromgroßhandel zu einer Volatilität des Großhandelspreises, der es für Stromhändler und Portfoliomanager attraktiv macht, systematisch Lastmanagementpotentiale bei ihren Kunden zu ermitteln und auszunutzen. Die Ausnutzung wird umso intensiver sein, je größer der Kostendruck auf der Beschaffungsseite, je geringer die Verbreitung und Laufzeit von Vollversorgungsverträgen²¹⁹ und je größer die Volatilität des Stromhandelspreises ist. Es ist zu erwarten, dass Intermediäre spezielle Kompetenzen zur Vermarktung von Lastmanagementpotentialen entwickeln. Dies relativiert das einzige Argument gegen eine direkte Vermarktung. Somit wird im Folgenden die direkte Vermarktung als Grundlage für die weitere Betrachtung einer möglichen Veränderung der Marktintegrationsform gewählt.

Integration von Prozessschritten der Vermarktung und Zuordnung zu Akteuren

Die Analyse der Vermarktungsschritte von EE in Kapitel 3.5 hat vertikale und horizontale Synergien aufgezeigt. Daher wird im Folgenden davon ausgegangen, dass die Vermarktung von EE in Deutschland von einem oder wenigen Akteuren durchgeführt werden sollte.

Die Durchführung der Vermarktung kann prinzipiell durch folgende Akteure übernommen werden:

1. durch die ÜNB (wie bisher),
2. durch eine von den EE-Anlagenbetreibern gegründeten Vermarktungsinstitution,
3. durch eine staatliche bzw. der Regulierungsbehörde angegliederte Vermarktungsinstitution.

Zur Bewertung dieser Optionen wird untersucht, inwieweit diese Akteure vorhandene Kompetenzen zur Vermarktung einsetzen und damit Synergien realisieren können. Außerdem werden weitere Faktoren

²¹⁹ Unter einem Vollversorgungsvertrag soll hier ein Stromliefervertrag verstanden werden, der die Lieferung eines vorab nicht genau spezifizierten Lastprofils zu einem definierten Preis vorsieht. Üblich ist nur die Festlegung von absoluten Leistungshöchstgrenzen. Vollversorgungsverträge müssen aufgrund der Unsicherheit über die tatsächliche zeitliche Verteilung der Stromlieferung Risikozuschläge beinhalten. Sie werden daher zunehmend durch ein aktives

identifiziert, die die Effizienz der Vermarktung beeinflussen. Ihre erwartete Auswirkung auf das Vermarktungsergebnis stellt ein weiteres Bewertungskriterium dar.

Für eine Fortführung der Vermarktung durch die ÜNB sprechen die Nutzung ihrer gesammelten Erfahrungen mit den Prozessschritten der Vermarktung und die enge Verzahnung mit ihrer Funktion als Systembetreiber. Die unternehmensinterne Schnittstelle zwischen der Erzeugungsprognose und der operativen Netzführung ermöglicht die Senkung von Transaktionskosten beim kurzfristigen Einsatz von Regelleistung.

Gegen die Fortführung spricht bislang ihre Integration in die Konzernstruktur mit Erzeugungs- und Handelsunternehmen, die aufgrund der Konkurrenzsituation von EE und konventioneller Erzeugung auf dem Strommarkt zu Interessenkonflikten führen können. Eine effiziente Vermarktung müsste somit im Rahmen einer engen regulatorischen Überwachung durchgeführt werden. Ein weiteres Gegenargument ist, dass insgesamt vier ÜNB Vermarktungsfunktionen wahrnehmen und somit Skaleneffekte nicht in einer Weise ausnutzen können, wie dies eine einzige Institution könnte.

Die Zuweisung der Verantwortung für die Durchführung der direkten Vermarktung durch die EE-Anlagenbetreiber als zweite Alternative wird aufgrund der beschriebenen Skaleneffekte zu einer Herausbildung einer oder mehrerer Vermarktungsinstitution führen. Dies gilt insbesondere, weil die zahlreichen Anlagenbetreiber in Deutschland in der Regel weder Stromhandelskompetenzen haben noch bislang darauf ausgerichtet sind, Erzeugungsprognosen anzufertigen. Eine derartige evolutionäre Entwicklung einer Institution setzt voraus, dass die Struktur der Vergütung für die EE-Anlagenbetreiber überhaupt Anreize zur effizienten Vermarktung setzt. Auf diesen Punkt wird am Ende dieses Abschnittes weiter eingegangen. Es ist zu erwarten, dass bereits im Stromhandel tätige Akteure im Auftrag der EE-Anlagenbetreiber die Vermarktungsfunktionen übernehmen. Dazu werden sie die auf dem Markt erhältlichen Dienstleistungen der Erzeugungsprognose einkaufen und schrittweise in ihre Unternehmensprozesse integrieren, um die beschriebenen Synergien zwischen Erzeugungsprognose und Handel ausnutzen zu können. Dies wird dazu führen, dass bei der Vermarktungsinstitution zumindest mittelfristig gleichartige Kompetenzen vorhanden sein werden wie bei den ÜNB.

Gegen eine direkte Vermarktung durch die EE-Anlagenbetreiber spricht somit, dass sich eine Vermarktungsinstitution in einem Suchprozess erst herausbilden muss. Diese Herausbildung konnte sich nicht parallel zu der historischen Entwicklung der installierten Anlagenleistung vollziehen. Vielmehr würde die Anforderung der direkten Vermarktung nach einem plötzlichen Regimewechsel eine große Anzahl von Betreibern unvorbereitet treffen. Daher ist mit anfänglichen Ineffizienzen der Vermarktung zu rechnen. Synergien mit der Systemführung entfallen ebenfalls bei dieser Variante. Aufgrund der erheblichen Skaleneffekte existiert die Gefahr der Herausbildung einer oligopolistischen Marktstruktur und damit die Möglichkeit des Missbrauchs der damit verbundenen Marktmacht. Die Anreize zu einer effizienten

Portfoliomanagement abgelöst, bei dem Lieferverträge über Blockprodukte ergänzt werden mit kurzfristig beschafften Mengen.

Vermarktung werden daher als „mittel“ bewertet. Weiterhin existieren keine Synergien mit der Systemführung.

Die Durchführung der Vermarktung durch eine staatliche Vermarktungsinstitution, die beispielsweise der Regulierungsbehörde angegliedert sein könnte, hätte den Vorteil, dass der Missbrauch von Marktmacht der Vermarktungsinstitution ausgeschlossen werden könnte.

Andererseits fehlen bei einer staatlichen Stelle die Gewinnanreize, so dass die Anreize zur effizienten Vermarktung in Summe nur mit „mittel“ bewertet werden. Kompetenzen für den Handel und die Erzeugungsprognose müssen bei der staatlichen Stelle erst aufgebaut werden. Die fehlende Gewinnorientierung lässt hier, im Gegensatz zu der privatwirtschaftlichen Alternative, erwarten, dass die Handelskompetenz sowie die Kompetenz zur Erstellung von Erzeugungsprognosen nur in beschränktem Maße aufgebaut werden können, so dass hier die Einschätzung „mittel“ vergeben wird. Synergien mit der Systemführung sind bei einer staatlichen Institution nicht vorhanden.

Tabelle 4-2: Bewertung der Kompetenzen von Institutionen bezüglich der Stromvermarktung aus EE

Kriterium Institution	Handels- kompetenz	Kompetenz Erzeugungs- prognose	Synergien mit Systemführung	Anreize zur effizienten Vermarktung
Übertragungs- netzbetreiber (ÜNB)	Mittelfristig: (O)	(+)	(+)	(-)
EE-Anlagenbetreiber/ Privatwirtschaftliche Institution	Mittelfristig: (+)	Mittelfristig: (+)	(-)	(O)
Staatliche Institution	(O)	(O)	(-)	(O)

Legende: (+): gut, (O): mittel, (-): schlecht

Das Bewertungsschema zeigt, dass die privatwirtschaftliche Lösung den beiden Alternativen überlegen ist, wenn die Bedeutung der Synergien mit der Systemführung nicht die der anderen Bewertungskriterien überwiegen.

4.1.3.4 Ausgestaltung der Vergütungsstruktur für Erneuerbare Energien

Wie erwähnt, müssen für eine effiziente Vermarktung durch eine privatwirtschaftliche Institution Gewinnanreize für den Vermarktungsprozess vorhanden sein. Um dies zu gewährleisten, muss der erzielte Erlös durch die Anlagenbetreiber beeinflussbar sein und darf nicht durch eine variable Subvention auf eine vorgegebene Höhe aufgestockt werden, wie dies in Deutschland der Fall ist.

Der Übergang zu einem Vergütungsmodell mit variabler Vergütung (d. h. mit konstanter Höhe der Subvention) würde nicht nur den Anreiz zur effizienten Vermarktung bieten, sondern auch die Koordinationswirkung der Marktpreise in Richtung der EE-Anlagenbetreiber erhalten. Im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem betrifft dies die mittel- und langfristige Koordination. Wie erwähnt, sind die

Entscheidungen über die Planung von Revisionsterminen von EE mit den Revisionsterminen der übrigen Kraftwerke sowie dem Primärenergieangebot (z. B. den saisonalen Schwankungen der Windgeschwindigkeiten) zu koordinieren. Langfristig sind Entscheidungen über Technologien und Standorte von EE zu treffen, die ihre Einspeisecharakteristik beeinflussen (z. B. die räumliche Anordnung von Windgeneratoren innerhalb eines Windparks). Mit steigendem Anteil von EE an der installierten Kraftwerksleistung werden diese Koordinationsleistungen zur Erzielung eines Gesamtoptimums ökonomisch relevanter.

Auf der anderen Seite entfällt beim Übergang von der in Deutschland gegebenen konstanten Vergütung zu einer variablen Vergütung die bislang gegebene Investitionssicherheit. Die Investitionssicherheit durch Kompensation des Marktrisikos ist ein Bestandteil des deutschen Fördermodells für EE. Fördermodelle und die Beurteilung ihrer Wirksamkeit stehen jedoch nicht im Fokus dieser Arbeit, so dass hier auf eine Beurteilung der Wirksamkeit dieses Modells verzichtet wird. Die Gestaltung der Struktur der Subventionszahlungen lässt allerdings auch die Möglichkeit zu, das Marktpreisrisiko weitgehend zu kompensieren, aber gleichzeitig die Anreize zu einer effizienten Vermarktung zu erhalten. Bei einer solchen Lösung beträgt die Subvention die Differenz zwischen einem Referenzmarktpreis (z. B. kann ein Index an der Strombörse als Referenz für den Marktpreis gelten) und dem festgelegten konstanten Einspeisetarif. Die Koordinationswirkung der Marktpreise in Richtung der EE-Anlagenbetreiber entfällt bei dieser Lösung.

Fazit zur Veränderung der Marktintegrationsform

Als Zwischenfazit können folgende Punkte zur Veränderung der Marktintegrationsform von EE festgehalten werden:

1. Durch Ablösung der indirekten Vermarktung und Einführung der direkten Vermarktung können die Transaktionskosten des Wälzungsprozesses gespart werden.
2. Die Durchführung der Prozessschritte der Vermarktung im privatwirtschaftlichen Rahmen ist der bisher praktizierten Vermarktung durch die ÜNB und der alternativen staatlichen Vermarktung überlegen. Aufgrund erheblicher Skaleneffekte in den Vermarktungsschritten ist die Anbieterkonzentration durch die Regulierungsbehörde aufmerksam zu verfolgen.
3. Um die Anreize zu einer effizienten Vermarktung zu erzielen, darf die Vergütung nicht durch einen variablen Subventionsanteil auf einem konstanten Niveau gehalten werden. Wird aus energiepolitischen Gründen eine Reduzierung des Marktpreisrisikos gewünscht um Investitionsanreize zu erhalten, kann die Vergütung durch Ausrichtung an einem Strommarktpreisindex variabel angepasst werden.

4.2 Koordinationsaufgaben bei der Integration von Erneuerbaren Energien in das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem

Einige grundlegende Merkmale des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems bestimmen Koordinationsaufgaben, die für die Integration von EE bedeutsam sind. In diesem Abschnitt werden die Ausprägungen dieser Merkmale und die Auswirkungen auf die Koordinationsaufgaben in Deutschland diskutiert. Zunächst werden das Lastmanagementpotential und für die Angebotsseite die eingesetzten Erzeugungstechnologien dargestellt, die bereits in Kapitel 2 als bedeutsam identifiziert wurden. Anschließend wird auf Veränderungen der Koordinationsaufgaben eingegangen.

4.2.1 Lastmanagementpotential der deutschen Elektrizitätsnachfrage

Auf Nachfrageseite ist die kurzfristige gezielte Steuerbarkeit der Last durch den Systembetreiber für die Integration von EE von besonderer Bedeutung. Aussagen über die Höhe des deutschen Lastmanagementpotentials und die Hemmnisse seiner Mobilisierung zu treffen ist nicht einfach. In der Literatur finden sich vor allem im Zusammenhang mit *Real-time Pricing* Untersuchungen, die die Steuerbarkeit von Lasten untersuchen und quantifizieren. Sie betreffen vor allem den Haushaltsbereich.²²⁰ Der Nettostromverbrauch in diesem Sektor hat in Deutschland einen Anteil von nur 26 % am gesamten deutschen Nettostromverbrauch des Jahres 2001.²²¹ Die Lastmanagementpotentiale von privaten Haushalten und Kleinverbrauchern sind außerdem schwerer erschließbar als die der industriellen Verbraucher. Dies ist auf die geringeren Einzelverbräuche der Haushalte und das geringe Interesse für Kostensenkungsmöglichkeiten beim Strombezug zurückzuführen. Eine Ausnahme stellt die Nutzung von Speicherheizungen dar, die vorwiegend zur Gebäudeheizung verwendet werden. Sie werden schon heute zum Lastmanagement eingesetzt und dienen zu einer Vergleichmäßigung der Kraftwerksauslastung in den Nachtstunden. Im Jahr 2001 waren 2,55 Mio. Speicherheizungen in Deutschland installiert. Ihr Stromverbrauch betrug 24,5 TWh, was einem Anteil von 4,9 % am gesamten Nettostromverbrauch entspricht.²²² Die Geräte werden aus den Lastverteilern der Verteilungsnetzbetreiber gesteuert und nicht direkt durch den Systembetreiber. Ihr Lastmanagementpotential besteht darin, dass eine außentemperaturabhängige Ladeenergiemenge im Rahmen der vertraglichen Vereinbarungen zeitlich variabel bereitgestellt werden kann.

Der Industriestromverbrauch hatte im Jahr 2001 einen Anteil von 48 % am deutschen Stromverbrauch.²²³ Die Verbrauchsstruktur innerhalb dieser Nutzungsgruppe ist homogener als bei privaten Haushalte und Kleinverbrauchern. Eine systematische Quantifizierung des Lastmanagementpotentials industrieller

²²⁰ Vgl. beispielsweise Quaschnig, V. (2000), vgl. auch die in Fußnote 45 angegebene Literatur.

²²¹ Vgl. BMWA (2003), S. 27.

²²² Angaben des VDEW, Anfrage vom August 2003.

²²³ Vgl. BMWA (2003), S. 27.

Stromverbraucher existiert bislang nicht.²²⁴ Punktuelle Untersuchungen weisen jedoch auf nutzbare Potentiale hin.²²⁵

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass in Deutschland noch ungenutzte Lastmanagementpotentiale existieren. Sie finden sich vor allem im Bereich der elektrischen Speicherheizungen sowie im industriellen Bereich. Die kurzfristigen Koordinationsaufgaben erstrecken sich damit auch auf die Verbraucherseite. Die eingesetzten kurzfristigen Koordinationsinstrumente müssen daher die Letztverbraucher als Marktteilnehmer in besonderem Maße mit einbeziehen.

4.2.2 Charakteristika und Veränderungen der in Deutschland eingesetzten Stromerzeugungstechnologien

Die in Deutschland zur Stromerzeugung eingesetzten konventionellen Stromerzeugungstechnologien können wie folgt gekennzeichnet werden:

- Die deutsche Elektrizitätsversorgung basiert auf großen Wärmekraftwerken. Kohle und Kernkraftwerke tragen mit 80 % zur Bruttostromerzeugung bei.²²⁶ Einheiten > 500 MW stellen 63 % der gesamten installierten Kraftwerksleistung dar.²²⁷
- Bei einer Vorgabe von 40 Jahren Betrieb ist aufgrund der Altersstruktur deutscher Kraftwerke zwischen 2010 und 2020 mit einem Ersatzbedarf konventioneller Kraftwerke in der Größenordnung von 10 bis GW zu rechnen.

Einer Abschätzung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zufolge betrug der Anteil EE an der Stromerzeugung im Jahr 2004 voraussichtlich etwa 10 %.²²⁸ In der EEG-Novelle 2004 wurden Ausbauziele für die Nutzung von EE zur Stromerzeugung festgelegt. Danach soll der Anteil von EE an der Stromversorgung bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5 Prozent und bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20 Prozent erhöht werden.²²⁹

Die erwartete Entwicklung für den Ausbau der EE ist detailliert in **Abbildung 4-3** dargestellt. Aus der Abbildung wird deutlich, dass der Zuwachs an Erzeugung vor allem im Windenergie-Offshore-Bereich erwartet wird.

²²⁴ Eine systematische, qualitative Darstellung der Möglichkeiten des Lastmanagements findet sich in Dittmer, M. (1989), S. 76ff.

²²⁵ Eine Untersuchung von Prengel hat beispielsweise ergeben, dass allein die deutsche Zementproduktion ein Potential von ca. 100 MW an Minutenreserve bereitstellen kann (Prengel, R. (2002)). Dies entspricht 3 % der in Deutschland insgesamt kontrahierten positiven Minutenreserve.

²²⁶ BMWA (2003), S. 28.

²²⁷ VDEW (1999), S. 20.

²²⁸ Die Angabe bezieht sich auf die Energiemenge, nicht auf die installierte Kraftwerksleistung. Aufgrund des gegenüber konventionellen Kraftwerkstechnologien geringeren Nutzungsgrades von EE ist ihr Leistungsanteil an der Stromerzeugung deutlich höher. Zahlenangabe: Pressemitteilung des BMU Nr. 243/04 "Anteil der EE klettert auf 10 Prozent am Bruttostromverbrauch".

²²⁹ Vgl. EEG (2004), § 1.

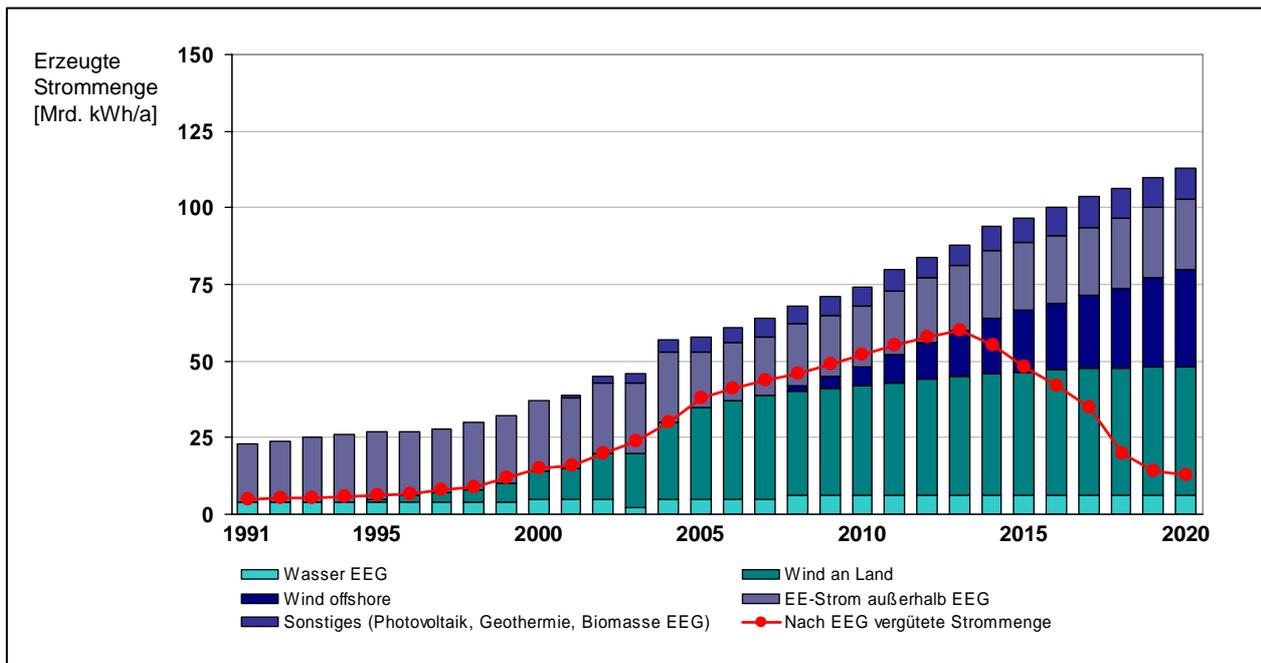


Abbildung 4-3: Erwarteter Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland bis 2020

Die erwartete Entwicklung des Kraftwerksparks zeigt bei einer räumlichen Betrachtung folgendes Bild:

- Die Stilllegung der Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 22 GW bis zum Jahr 2025 führt zu einer deutlichen Reduzierung der Kraftwerksleistung im Süden Deutschlands.
- Windkraftwerke befinden sich überwiegend in den windreichen norddeutschen Küstenregionen. Ein weiterer Ausbau im Offshore-Bereich verstärkt diese Tendenz. Die Windenergieeinspeisung führt bereits heute zu temporären Netzengpässen im Hochspannungsnetz (110 kV) in Schleswig-Holstein.
- Kohlekraftwerke werden aufgrund der steigenden Bedeutung von Importkohle und Transportkosten eher im Norden Deutschlands errichtet werden.
- Aufgrund von niedrigeren Erzeugungskosten ist ein verstärkter Stromimport aus dem Ausland zu erwarten.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass sich Speicherkraftwerke, die zum Ausgleich von Lastschwankungen dienen, sich vor allem im Süden Deutschlands beziehungsweise in der Alpenregion befinden.

In einigen Gebieten im norddeutschen Hochspannungsnetz übertrifft die installierte Windenergieleistung die Höhe der durch konventionelle Erzeuger bereitgestellten Leistung in Schwachlastzeiten. Aufgrund bestehender Netzengpässe ist die überschüssige Leistung nicht in das überlagerte Höchstspannungsnetz übertragbar. Einer Überlastung von Leitungen kann nur durch die Reduzierung der Ausgangsleistung der Windenergie in Zeiten großer Windstärken behoben werden.²³⁰

²³⁰ Vgl. Luther, M. und Santjer, F. (2001).

4.2.3 Veränderungen der Koordinationsaufgaben im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem

Aus den bisher beschriebenen grundlegenden Merkmalen und ihren erwarteten Veränderungen folgen Veränderungen der Koordinationsaufgaben. So ergeben sich aufgrund des erwarteten stark steigenden Windenergieanteils an der installierten Erzeugungsleistung in Deutschland erhöhte Anforderungen an die kurzfristige horizontale Koordination. Dabei könnten bislang nicht genutzte Lastmanagementpotentiale auf der Verbraucherseite ausgenutzt werden. Begrenzte Übertragungskapazitäten im Hochspannungsnetz erfordern eine vertikale Koordination, die die durch Windenergieeinspeisung verursachten z. T. kurzfristig auftretenden Netzengpässe durch Veränderungen des Kraftwerkseinsatzes und unter Nutzung des Lastmanagementpotentials berücksichtigt.

Langfristig ergibt sich bei gegebener räumlicher Struktur des Verbrauchs auf die Lastflüsse im Hoch- und Höchstspannungsnetz eine Tendenz zu einer räumlichen Verschiebung der Standorte von Kraftwerken. Aufgrund der Altersstruktur der Kraftwerke besteht somit ab dem Jahr 2010 die verstärkte Anforderung an eine (langfristige) Koordination von Kraftwerks- und Netzausbau beziehungsweise -abbau.

Die sich in den Jahren ab 2010 schnell verändernde Struktur des Kraftwerksparks erfordert aus der Perspektive der horizontal-zeitlichen Koordination eine Anpassung der Grund- Mittel- und Spitzenlastanteile der Erzeugungsleistung, die die Erzeugungscharakteristik der EE berücksichtigt. Weiterhin muss der restrukturierte Kraftwerkspark den durch den steigenden EE-Anteil wachsenden Anforderungen an die Betriebsflexibilität gerecht werden, um eine kostenoptimale Kraftwerksfahrweise zu ermöglichen. Dieser Aspekt der horizontal-zeitlichen Koordination gewinnt somit an Bedeutung.

In Deutschland bestimmt gegenwärtig der Ausbau der Windenergie die Notwendigkeit von Investitionen in Netze.²³¹ Die Mehrzahl der in den deutschen Mittelgebirgen errichteten Windenergieanlagen kann vergleichsweise unproblematisch durch Sticheleitungen an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Der konzentrierte Ausbau der Windenergie in den windreichen Küstenregionen Deutschlands und insbesondere die Erschließung von Offshore-Windenergie macht einen erheblichen Ausbau der Hochspannungsnetze im Norden Deutschlands notwendig.²³² Umgekehrt führt ein Ausbau von sehr dezentralen Photovoltaikanlagen auf Hausdächern tendenziell zu einer verringerten Nutzung der Netzkapazität des Übertragungsnetzes. Die Nettowirkung verstärkter Nutzung von EE auf den Netzausbau in Deutschland ist bislang umstritten.²³³ Die Auswirkung verstärkter Einspeisung von Anlagen in das Verteilnetz führt bei fehlender Abnahme durch Verbraucher auf der Verteilnetzebene zu einer Umkehr des üblichen Lastflusses von Hoch- zu Niederspannungsebenen. Diese Lastflussumkehr, auf die die Netze nicht

²³¹ Mittelfristig wird auch die Abschaltung der vor allem in Süden Deutschlands befindlichen Kernkraftwerke Einfluss auf die Netzbelastung haben. Kraftwerksneubauten werden aufgrund der niedrigeren Transportpreise für Brennstoffe tendenziell im Norden Deutschlands errichtet werden, so dass sich in Summe eine starke Lastverlagerung ergibt.

²³² Vgl. dazu für das Gebiet der E.ON Netz GmbH Luther, M. (2002).

²³³ So geht Scheer von einem Rückgang der Bedeutung der Übertragungsnetze aus, (vgl. Scheer, H. (1999), während andere Autoren eine wachsende Bedeutung dieser Netze diagnostizieren (vgl. z. B. Giebel, G. (2000)).

ausgelegt sind, führt zu Problemen mit der unzureichenden Auslegung der Betriebsmittel, der Spannungsanhebung und der Schutztechnik.²³⁴ Somit wird auch durch eine Dezentralisierung der Erzeugung neuer Koordinationsbedarf hervorgerufen.

In Summe ergibt sich aufgrund des gesetzten Ziels der Erhöhung der Anteile von EE an der Erzeugungsleistung für alle Wertschöpfungsstufen des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems vor allem eine Erschwerung der kurzfristigen sowie der langfristigen vertikalen Koordinationsaufgaben mit der Wertschöpfungsstufe Transport/Verteilung.

4.3 Architektur und Durchführungsregeln der deutschen Strommärkte

Entsprechend der in Kapitel 3 definierten Kategorien der Marktformen und ihres Zentralisierungsgrades werden in diesem Abschnitt die Elemente der deutschen Marktarchitektur sowie die Durchführungsregeln analysiert.

In Abbildung 4-4 sind die Koordinationsaktivitäten im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem zusammengefasst. Sie zeigt überblicksartig die Zuordnung von Akteuren zu Koordinationsprozessen, die in unterschiedlichen Zeiträumen wirksam sind. Die Zuordnung im Status quo und mögliche Veränderungen werden in diesem Kapitel beschrieben.

Zeitraum Akteure	Langfristig	Day-ahead	Intraday	Echtzeit	Nach Lieferung
Erzeuger	Erzeugungsplanung	Economic dispatch, Angebotserstellung	Momentanoptimierung	Lieferung	
Koordinationsinstitutionen		Betrieb Börse (Day-ahead) B ₁ Handels- u. Brokergeschäfte	A		
Systembetreiber (4 ÜNB)	Netzplanung	Betrieb Regelenergiemarkt C ₃ Netzführung, Netzengpassmanagement Fahrplanmanagement Lastprognose für Erneuerbare Energien EEG-Profilumwandlung und Wälzung		Regelenergieeinsatz	Feststellung Echtzeitpreis, Abrechnung
Händler, Verbraucher	Verbrauchsplanung	Einbau EEG-Profil Nachfrageprognose, Gebotsabgabe		Verbrauch	Legende: [hatched box] Prozessschritte der Vermarktung von EE

Legende: Die Buchstaben bezeichnen die Marktformen, die für die Koordinationsleistung Anwendung finden.

Abbildung 4-4: Koordination im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem

²³⁴ Vgl. Ramesohl, S. et al. (2002) S. 47f., Luther, M. und Santjer, F. (2001).

4.3.1 Gestaltung der kurzfristigen Koordination

Die kurzfristige Koordination im Zeitbereich bis zu vier Stunden vor Lieferung liegt in Deutschland in der Verantwortung der ÜNB als Systembetreiber. Ihnen obliegt auch die wirtschaftliche Abwicklung der Koordinationsleistungen. Die Modalitäten der Abwicklung haben sich seit Beginn der Deregulierung im Jahr 1998 stark verändert.

Bis zum Jahr 2001 wurde die Abrechnung von Fahrplanabweichungen und damit die Preisfestlegung im Echtzeitmarkt gemäß der Verbändevereinbarung II mit von den ÜNB langfristig festgelegten Preisen vorgenommen. Diese Preise wiesen eine asymmetrische Struktur auf. Dies bedeutet, dass für positive und negative Abweichungen von der Fahrplananmeldung unterschiedliche Echtzeitpreise berechnet wurden. Außerdem war ein Leistungspreis zu zahlen, wenn die Lieferabweichung von der Fahrplananmeldung ein definiertes Toleranzband überschritten hatte. Aufgrund von wachsender Kritik an der wirtschaftlichen Praxis wurden vom Bundeskartellamt Missbrauchsverfahren gegen die ÜNB eingeleitet.²³⁵ Bereits vorher wurden aufgrund von Fusionsauflagen des Bundeskartellamtes bei der Fusion der Verbundunternehmen RWE und VEW sowie von PreussenElektra und Bayernwerk zu E.ON Anfang 2001 die ersten Regelenergiemärkte etabliert. Zum 2.1.2001 wurde von der RWE net für ihre Regelzone eine erste Ausschreibung für Systemdienstleistungen wie Minutenreserve, Sekundärregelreserve sowie Primärregelreserve vorgenommen. Nach Androhung von Missbrauchsverfahren durch das Bundeskartellamt erfolgte die Einrichtung von Regelenergiemärkten in den Regelzonen von VET und EnBW TN. Seit der Aufnahme der Ausschreibungen durch VET 1.9.2002 wird die gesamte benötigte deutsche Regelleistung am Markt ausgeschrieben.

Nachdem sich die Einführung einer Gebots- und Preisstruktur mit einteiligen Preisen als undurchführbar erwiesen hatte (Vgl. Kapitel 3.2.3.1) wurden Regelenergiemärkte mit zweiteiliger Gebots- und Preisstruktur eingeführt (Marktform C₃). Die asymmetrische Preisbildung auf dem Echtzeitmarkt wurde nach der Einführung von Regelmärkten aufgehoben. Die Preisbildung im Echtzeitmarkt erfolgt nun über Preise, die sich aus dem Echtzeit-Settlement der Energiegebote des Regelenergiemarktes ergeben. Von der Preisbildung betroffen sind die Abweichungen zwischen angemeldetem Fahrplan und gemessener Energiemenge in den Bilanzkreisen. Die zum Ausgleich eines Bilanzkreises benötigte Energiemenge wird auch als Ausgleichsenergie bezeichnet. Der Regelzonensaldo stellt die Summe der Bilanzkreissalden dar und bestimmt damit die Preisbildung auf dem Echtzeitmarkt.

Der Echtzeitpreis ergibt sich also aus dem mittleren gewichteten Arbeitspreis der in Anspruch genommenen Gebote auf dem Sekundär- und Minutenreservemarkt für jede Viertelstunde. Bei positivem Bilanzkreissaldo wird die gegenüber der Fahrplananmeldung zuviel eingespeiste Energiemenge vergütet. Wurde zu wenig eingespeist, ist die Differenzmenge, mit dem Echtzeitpreis bewertet, an den ÜNB zu zahlen. Dieses Verfahren wird in den vier Regelzonen unabhängig voneinander vorgenommen. Somit ergeben sich für jede Viertelstunde in Deutschland vier separat gebildete Echtzeitpreise. Die Leistungspreiszahlungen im

²³⁵ Vgl. zu einer ökonomischen Beurteilung des in der VVII festgelegten Verfahrens National Economic Research Associates (NERA) (2000).

Regelenergiemarkt kommen bei der Preisfindung nicht zum Tragen und werden pauschal auf die Netznutzungsentgelte umgelegt.²³⁶

4.3.2 Gestaltung der kurzfristigen vertikalen Koordination mit der Wertschöpfungsstufe Übertragung/Verteilung

Bis zum Anstieg der Bedeutung von Windenergie in Deutschland sowie dem verstärkten Handel von Elektrizität über die Ländergrenzen hinaus traten im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem keine dauerhaften Netzengpässe auf, da die langfristige vertikale Koordination zwischen den Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Übertragung in den vertikal integrierten Verbundunternehmen unternehmensintern sichergestellt wurde.

Windenergieausbau und die Zunahme der grenzüberschreitenden Stromflüsse haben die Bedeutung des Netzengpassmanagements erhöht. Bei der Betrachtung der momentan verwendeten Methoden des Engpassmanagements muss zwischen den Engpässen an Grenzkuppelstellen zu ausländischen Netzbetreibern und den Engpässen innerhalb und zwischen den deutschen Regelzonen unterschieden werden.

Die Übertragungsrechte über Engpässe an Grenzkuppelstellen zu ausländischen Netzbetreibern werden gemäß der Europäischen Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel²³⁷ durch Auktionen von den Systembetreibern an Stromhändler verkauft. Die einzelnen Märkte für Übertragungsrechte werden unabhängig voneinander betrieben und sind nicht direkt mit institutionalisierten Strommärkten gekoppelt. In der Regel finden Jahres-, Monats- und Tagesauktionen statt. Der Großteil der Übertragungskapazität wird dabei in der Jahresauktion vergeben. Im Rahmen der Monats- und Tagesauktionen finden lediglich kleinere Anpassungen der Kapazitäten statt. Wie in Kapitel 3.2.4.2 festgestellt wurde, sinkt die Effizienz von separierten Märkten, sobald Unsicherheiten über die Lastflusssituation zum Lieferzeitpunkt auftreten. Praktische Relevanz hat dieser Umstand im Zusammenhang mit der Kapazitätsvergabe an der Grenzkuppelstelle des deutschen mit dem dänischen Netz. Die Unsicherheit über die Lastsituation ist für diese Übertragungsstelle von der Windsituation in Norddeutschland geprägt. Mit dem erwarteten Ausbau von Offshore-Windenergie an der deutschen Nordseeküste werden sich die Unsicherheiten noch verstärken.

Für die vertikalen Koordinationsaufgaben mit dem Übertragungsnetz zwischen und innerhalb der Regelzonen sind in der deutschen Marktarchitektur keine transparenten Marktmechanismen vorgesehen. Zur mittelfristigen vertikalen Koordination, wie beispielsweise die Koordination der Revisionszeiten von Kraftwerken mit den Instandsetzungsarbeiten des Netzes, sind im TransmissionCode Vorgaben enthalten, die in die Netzanschlussverträge der Kraftwerksbetreiber mit den ÜNB übertragen werden können.²³⁸ Diese

²³⁶ Vgl. Kapitel 3.2.4.3.

²³⁷ Vgl. Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, ABLEU 2003 L 176/1.

²³⁸ Vgl. VDN (2003), S. 43.

Vorgaben enthalten jedoch nur Mitteilungspflichten und geben keine ökonomischen Koordinationsmechanismen vor.

Die kurzfristige vertikale Koordination im Elektrizitätsversorgungssystem ist in Deutschland vor allem im Zusammenhang mit der Windenergienutzung relevant.²³⁹ Die ÜNB verfügen aber nicht über einen Anreiz zur Schaffung einer optimalen Informationsbasis zur Diagnose von Netzengpässen, die durch EE hervorgerufen werden. Die Fahrpläne, die dem ÜNB im Rahmen des Bilanzkreismanagements day-ahead zur Verfügung gestellt werden müssen, beinhalten keine Fahrplanprognosen für EE. In der Praxis werden daher von den ÜNB Erzeugungsprognosen für EE durchgeführt, die in Netzsicherheitsberechnungen einfließen. Wie im Kapitel 4.1.2.2 festgestellt wurde, haben die ÜNB nur begrenzte Anreize zur Minimierung des Bezugs von Reserveleistung. Dies begrenzt auch ihren Anreiz, möglichst genaue Erzeugungsprognosen zu erstellen, die den Einsatz von Reserveleistung minimieren könnten.

Weiterhin stehen den ÜNB nicht die Informationen und Instrumente zur Verfügung, die sie zu einer wirtschaftlich optimalen Behebung von Netzengpässen benötigen. Wie in Kapitel 4.1.2.2 ausgeführt, werden Reservedienstleistungen nicht in einer definierten räumlichen Verteilung kontrahiert, so dass ihr Einsatz zur Beseitigung von Netzengpässen nur sehr bedingt möglich ist.²⁴⁰ Aufgrund der dezentralen Marktarchitektur des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems liegen den deutschen ÜNB keine Informationen über Höhe und Struktur der Erzeugungskosten der Kraftwerke vor. Der über den Einsatz von Reservedienstleistungen hinausgehende physikalische Durchgriff auf andere Erzeuger zur Behebung des Netzengpasses kann daher nicht effizient erfolgen.

Als Reaktion auf diese Defizite der Marktarchitektur wurde von E.ON Netz im August 2003 unter dem Namen „Erzeugungsmanagement“ ein Verfahren etabliert, das dem ÜNB einen physikalischen Durchgriff auf EE gewährt. Dieses Verfahren wurde im Rahmen der EEG-Novellierung 2004 gesetzlich verankert. Das Gesetz sieht in § 4 (Abnahme und Übertragungspflicht) vor, dass Anlagenbetreiber und Netzbetreiber vertraglich vereinbaren können, vom Grundsatz der Abnahmepflicht durch den ÜNB abzuweichen, wenn dies der besseren Integration der Anlage in das Netz dient. Die Durchführung von Erzeugungsmanagement bedeutet, dass der ÜNB beim Vorliegen von Netzengpässen EE zur Reduzierung der Erzeugungsleistung veranlasst, so dass der Engpass behoben wird. Voraussetzung für das Verfahren ist das Bestehen einer Vereinbarung zwischen ÜNB und Anlagenbetreiber. Zur Beurteilung der Effizienz des Verfahrens wird zunächst das Verhalten der Marktteilnehmer unter den Rahmenbedingungen der EEG-Novelle 2004 betrachtet.

²³⁹ Vgl. dazu Kapitel 2.5.2.

²⁴⁰ Aufgrund der definierten räumlichen Verteilung kann Sekundärregelreserve eingesetzt werden, um Engpässe zwischen den Regelzonen zu beheben. Minutenreserve dagegen kann Regelzonen übergreifend bereitgestellt werden. Eine darüber hinausgehende Behebung von Netzengpässen hängt von der realisierten räumlichen Verteilung der Anbieter von Reservedienstleistungen ab, die sich aus den Auktionsergebnissen ergibt. Gemäß den im TransmissionCode verankerten Regelungen, die eine Grundlage für die Netzanschluss- und Netznutzungsverträge der Anschlussnehmer mit den Systembetreibern darstellen, ist es den Systembetreibern gestattet, über den Einsatz von Reservedienstleistungen hinausgehenden physischen Durchgriff auf Erzeuger und Verbraucher zu nehmen, wenn dies die Netzsicherheit erfordert. Vgl. VDN (2003), S. 4

Bei hoher Netzauslastung durch Elektrizität aus EE kann der Netzbetreiber nach § 4 Abs. 3 den Netzanschluss der EE von der Installation einer Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberleistung abhängig machen. Weiterhin ist er nur dann zur Abnahme von Strom aus EE verpflichtet, wenn dies seine Netzsituation zulässt. Bei Netzüberlastung kann er somit allein auf Grundlage dieser Bestimmungen eine Reduzierung der Erzeugungsleistung erwirken. De facto ist eine explizite Vereinbarung zwischen Anlagenbetreiber und ÜNB nicht mehr notwendig. Eine wichtige Komponente einer solchen Vereinbarung könnten aber Regelungen über Kompensationszahlungen aufgrund von Einkommenseinbußen sein, die der EE-Erzeuger durch das Erzeugungsmanagement hinnehmen muss. Die Höhe von Kompensationszahlungen ist im Gesetz nicht festgelegt und wird somit in Verhandlungen zwischen EE-Erzeuger und Netzbetreiber festgelegt. Die Verhandlungspositionen von ÜNB und EE-Erzeuger sind dabei wie folgt:

Die Zahlungsbereitschaft von ÜNB hinsichtlich Kompensationszahlungen ist abhängig von der Regulierung der Netznutzungsentgelte. Die momentane Regulierungsregel, die kein explizites price-cap, sondern lediglich eine Kalkulationsregel für die Netznutzungsentgelte vorgibt, führt im Kombination mit der Bestimmung im EEG, die eine Umlage auf die Netznutzungsentgelte erlaubt (§ 4 Abs. 1, Satz 4 EEG (2004)), prinzipiell zu einer hohen Zahlungsbereitschaft des ÜNB. Andererseits führt die Erhöhung der Netznutzungsentgelte, die eine Umlage nach sich zieht, prinzipiell zu wachsendem politischen Druck hin zu einer präziseren Regulierung. Weiterhin haben die deutschen ÜNB grundsätzlich kein besonderes Interesse am Netzanschluss von EE, da für die Durchleitung von Elektrizität aus EE keine Netzentgelte berechnet werden. Die Durchleitung von Strom aus EE, zu der die ÜNB verpflichtet sind, bedeutet eine Verdrängung von Strom aus konventionellen Energiequellen, die Netznutzungsentgelte erbringen. Zusammen mit der oben beschriebenen de facto fehlenden Notwendigkeit des Abschlusses einer Vereinbarung führt dies dazu, dass ÜNB bei der Verhandlung um Kompensationszahlungen nur eine minimale Zahlungsbereitschaft haben. Da die EE-Anlagenbetreiber auf den Netzanschluss angewiesen sind, werden sich auf Basis dieser Überlegungen als Ergebnis einer Verhandlung Kompensationszahlungen nahe Null ergeben.

Dieses Ergebnis entspricht dem einer theoretischen reinen Marktlösung: Verdrängt die angebotene Leistung des EE-Anlagenbetreibers mit marginalen Kosten von nahe Null die konventionelle Erzeugungsleistung in dem durch den Netzengpass begrenzten Markt, so ergibt sich beim Vorliegen von Wettbewerb im Engpassgebiet sogar ein Marktpreis für die gesamte Erzeugungsleistung von nahe Null.

In Summe stellt die gesetzliche Verankerung des Erzeugungsmanagements im EEG eine Verbesserung gegenüber dem Status quo ante dar, da sie durch die Einräumung der Möglichkeit einer bilateralen Vereinbarung zum Erzeugungsmanagement, die vom Grundsatz der Abnahmeverpflichtung abweicht, Rechtssicherheit für ÜNB und die Anlagenbetreiber bietet. Jedoch fehlen weiterhin Koordinationsmechanismen, die eine wirtschaftliche Optimierung der Erzeugung unter Einbeziehung von marginalen Erzeugungskosten erlauben.

4.3.3 Durchführungsregeln der deutschen Regelmärkte

Innerhalb Deutschlands sind die Differenzen der Durchführungsregeln für dem Regelmarkt erheblich: Sie unterscheiden sich in den Anforderungen der Präqualifikation, in der Produktabgrenzung, in den Bid-Evaluation und Settlement-Regeln und in der Vergütung der Anbieter. In Tabelle 4-3 sind die wesentlichen Handelsmodalitäten auf dem Regelmarkt vergleichend gegenübergestellt.

Tabelle 4-3: Vergleich der Durchführungsregeln der vier deutschen Regelmärkte

ÜNB	Anforderungen der Präqualifikation: Mindestleistung, -einsatzdauer, -regelgeschwindigkeit			Produkt-abgrenzung [Uhrzeiten]	Vergabe-kriterium	Vergütung des Anbieters im Regelmarkt
	Primärregel-leistung (PR)	Sekundärregel-leistung (SR)	Minutenreserve-leistung (MR)			
E.ON Netz	± 10 MW, Mind. HT/NT-Zeit eines Tages	30 MW, 2 % /min, mind. HT/NT-Zeit	100 MW, HT/NT-Zeit	HT: Mo.- Fr. 6-22 Uhr; Sa, So, Feiert. 8 –13 Uhr NT: übrige Zeit	Leistungspreisgebote	Marginaler Arbeitspreis, gebotener Leistungspreis (MCP)
EnBW TN	± 10 MW, ± 2 % der Nennleistg. einer Erzeugungseinheit, > 6h	30 MW, 2 % /min, hydraul. 2% /s	30 MW, > 4 h	HT: Mo-Fr, 8 – 20 Uhr NT: übrige Zeit	Optimierungsalgorithmus	Gebotener Arbeits- und Leistungspreis (Pay-as-bid)
RWE net	30 MW, > 6 h ± 2 MW	± 30 MW, 2 %/min > 4 h	30 MW, > 4 h	SR: HT, NT, Werk vs. Feiertage MR: 0 – 4, 4 – 8, 8 - 16, 16 – 20, 20 – 24.	Optimierungsalgorithmus	Gebotener Arbeits- und Leistungspreis (Pay-as-bid)
VET	± 10 MW, ± 2 % der Nennleistg. einer Erzeugungseinheit	20 MW, 2%/min, 4 MW/min, > 4 h	30 MW > 4h	PR, SR: 0-8, 8-20, 20-24 MR: vierstündige Blöcke: 0-4, 4-8 usw.	Optimierungsalgorithmus	Gebotener Arbeits- und Leistungspreis (Pay-as-bid)

Die Koordination von Stromlieferungen im Zeitrahmen von weniger einem Tag im Voraus und damit nach Fahrplananmeldung (intraday), erfolgt bilateral beziehungsweise über OTC Plattformen einiger Händler. Eine weitergehende Institutionalisierung dieses Marktes ist bislang nicht erfolgt. Intraday-Geschäfte ziehen Fahrplanänderungen nach sich. In der Verbändevereinbarung II+ ist ein vorläufiger Verfahrensablauf dafür skizziert. Dieser sieht die Anmeldung der Fahrplanänderungen nur zu diskreten Zeitpunkten vor. Der zeitliche Vorlauf der Änderung zum Beginn des Lieferzeitraumes für den die Änderung wirksam werden soll, muss mindestens drei Stunden betragen. Diese Einschränkungen sind Gründe dafür, warum der intraday-Markt bislang eine untergeordnete Rolle spielt und eine weiter gehende Institutionalisierung (wie beispielsweise die Anbindung an die Strombörse EEX) bislang zwar diskutiert, aber noch nicht umgesetzt wurde.

Kontrakte für den Lieferzeitraum day-ahead sowie langfristige Forward-Kontrakte werden bilateral oder über die Strombörse EEX abgewickelt. Es besteht somit keine Verpflichtung zu einer institutionalisierten Abwicklung der Transaktionen.

4.4 Marktergebnisse der kurzfristigen Koordinationsinstrumente

Nach der Beschreibung der Marktarchitektur und Durchführungsregeln in kurzfristigen Strommärkten, wird das sich daraus ergebende Verhalten und die Marktergebnisse analysiert. Die Ergebnisse kurzfristiger Koordination im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem drücken sich in den Marktpreisen im Regelenenergie- und Echtzeitmarkt aus. Da die kurzfristigen Koordinationsaufgaben des Marktes für eine effiziente Integration von EE in das Elektrizitätsversorgungssystem besonders relevant sind, erfolgt für den deutschen Markt in diesem Abschnitt eine detaillierte Betrachtung von Marktverhalten und Ergebnissen in diesem Bereich.

Die Größenordnungen der von den ÜNB auf die Netznutzer umgelegten Beträge zur Bereitstellung von Reserveleistungen sind nicht unerheblich. Allein für die Bereitstellung von Regelenenergie im RWE Netzgebiet wurden vom 1.8.2001 bis zum 31.7.2002 Leistungskosten in Höhe von ca. 240 Mio € vergütet und auf die Netznutzungsentgelte umgelegt. Damit liegen die deutschlandweit anfallenden Beträge in einer Größenordnung von 680 Mio. € pro Jahr. Hinzu kommen die Beträge, die Bilanzkreisverantwortliche aufgrund ihrer Fahrplanabweichungen an den ÜNB zahlen müssen beziehungsweise bei einer positiven Abweichung von ihm erhalten.

Es ist daher zu überprüfen, ob die praktizierten Ausschreibungsverfahren zu Ergebnissen führen, die unter den Bedingungen des Wettbewerbs zu erwarten sind oder ob durch fehlerhafte Ausschreibungsmodalitäten oder Ausnutzung von Marktmacht unangemessene Entgelte berechnet werden. Dies würde wiederum für EE eine Benachteiligung bedeuten. Ziel der Analyse ist, festzustellen, inwieweit ein funktionsfähiger Markt entstanden ist, der den Intentionen des Bundeskartellamtes entspricht. Zum einen geschieht dies durch eine Analyse der bestehenden Preisreihen im day-ahead- und Reservemarkt, zum anderen wird das Bietkalkül durch ein einfaches Kostenmodell überprüft. Aus den ersten Erfahrungen mit dem Markt können eventuell Entwicklungen auf den übrigen Märkten antizipiert werden.

Um zu einer umfassenden Aussage zu gelangen, inwieweit die Höhe der erzielten Ausschreibungsergebnisse vor dem Hintergrund der Bemühungen um wettbewerbskonforme Preise zu rechtfertigen sind, reichen die von den ÜNB veröffentlichten Daten nicht aus. Es können auf dieser Grundlage daher nur Tendenzaussagen getroffen werden.

4.4.1 Marktergebnisse des Regelenergiemarktes

Der Regelenergiemarkt umfasst die Ausschreibung von Primär- und Sekundärregelleistung sowie von Minutenreserve. Die Ergebnisse dieser Ausschreibung werden im Folgenden diskutiert.²⁴¹

4.4.1.1 Primärregelleistung

Die Ergebnisse der Ausschreibungen für Primär- und Sekundärregelleistung sind bislang nur von RWE net für einen bestimmten Zeitraum detailliert veröffentlicht worden. Die übrigen Netzbetreiber geben nur Mittelwerte oder Preisspannen an.

Für Primärregelleistung wird aufgrund der starken Schwankungen des Energieeinsatzes nur ein Leistungspreis geboten. Da es sich um symmetrische Bänder handelt und bereitstellende Kraftwerke inframarginal sind, kann man als Opportunitätskosten der Bereitstellung die day-ahead-Preise für den positiven Teil des Regelbandes ansetzen. Für die Ausschreibungsperiode von einem halben Jahr muss der entsprechende Forward als Referenzniveau angelegt werden. Es zeigt sich, dass die erzielten Ergebnisse, die im Mittel bei etwa 55 €/kW für den halbjährlichen Ausschreibungszeitraum liegen, bei einer Umrechnung der Leistung auf die potentiell am Zukunftsmarkt zu verkaufenden Energiemenge die Opportunitätskosten in der Größenordnung des Terminmarktpreises der EEX widerspiegeln.

4.4.1.2 Sekundärregelleistung

Die Ergebnisse der ersten beiden Ausschreibungsrunden durch die RWE net AG ergaben für das positive Regelband mittlere, auf eine Stunde umgerechnete Leistungspreise von etwa 6 €/MWh und Arbeitspreise von 25 €/MWh (NT) bis 50 €/MWh (HT). Die Leistungspreise haben sich in der dritten, die Arbeitspreise bereits in der zweiten Ausschreibungsrunde fast verdoppelt und liegen in der vierten Runde für die HT-Zeit im Mittel bei einem Leistungspreis 11 €/MW·h und einem Arbeitspreis von 95 €/MWh. Die Ausschreibungsergebnisse der übrigen ÜNB liegen auf ähnlichem Niveau.

Aus den genannten Zahlen wird deutlich, dass die etwa den day-ahead-Preisen äquivalenten Opportunitätskosten nicht den Leistungspreisen entsprechen, sondern teilweise in den Arbeitspreisen enthalten sein müssen. Unter Vernachlässigung von Transaktions- und Startkosten und unter Annahme eines Brennstoffkostenniveaus kann ein äquivalenter Benutzungsgrad ermittelt werden, der anzeigt, wie hoch die Auslastung der Reserveleistung sein muss, um auf dem Reservemarkt äquivalente Erlöse wie im day-ahead-Markt zu erzielen. Tatsächlich reflektiert das gestiegene Preisniveau der Regelenergie die anziehenden Forward Preise für das zweite Halbjahr 2002 und ergibt einen äquivalenten Benutzungsgrad der Sekundärregelleistung in Höhe von 10 %, der etwa dem realen Benutzungsgrad entspricht.

Die erzielten Leistungspreise für die Bereitstellung des negativen Sekundärregelbandes sind von anfänglich 1 €/MW·h auf das Niveau von 2 bis 3 €/MW·h gestiegen, EnBW TN gibt die Spanne sogar von 3 bis 6

²⁴¹ Vgl. Nabe, Ch. und Riemann, H. (2002).

€/MW·h an. Gleichzeitig werden Leistungsreduzierungen mit Arbeitspreisen von nahe Null vergütet – ausgehend von einem anfänglichem Niveau von 15 bis 20 €/MWh. Ausgehend von der Überlegung, dass für die Leistungsreduzierung Arbeitspreise in der Größenordnung der ersparten Brennstoffkosten gezahlt werden können, stellt das Marktergebnis kein Ergebnis dar, was in einem wettbewerblichen Umfeld erzielt werden würde.

4.4.1.3 Positive Minutenreserve

Für die Auswertung der Ausschreibungsergebnisse der positive Minutenreserve wird auf die von RWE net mit Mengen- und Preisangaben veröffentlichten Gebote zurückgegriffen, da die übrigen ÜNB nur mittlere Preise beziehungsweise Preisspannen veröffentlichen. RWE net hat seine Veröffentlichungspraxis zum 31.10.2002 der Praxis der übrigen ÜNB angepasst.

Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 geben exemplarisch einen Eindruck des Verlaufs der Leistungs- und Arbeitspreisgebote für inkrementelle Minutenreserve mit dem Bereitstellungszeitraum von 16 bis 20 Uhr. Eine Differenzierung nach berücksichtigten und nicht berücksichtigten Geboten ergibt keine wesentliche Veränderung der Darstellung.

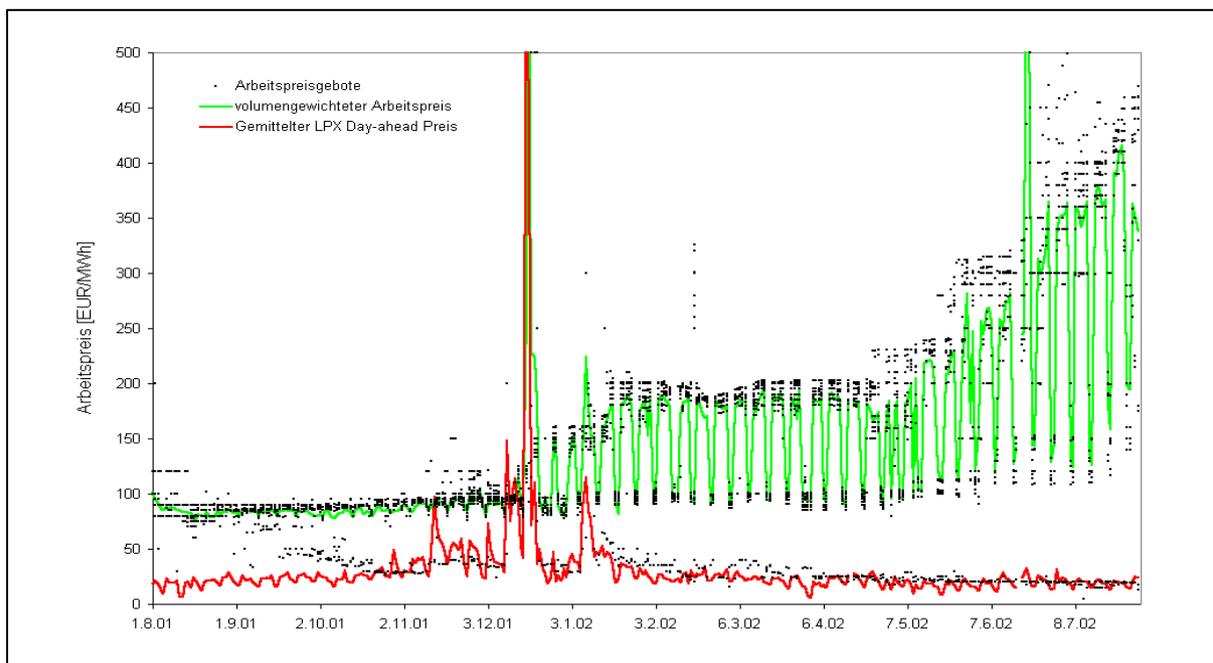


Abbildung 4-5: Leistungspreisgebote für positive Minutenreserve, 16 bis 20 Uhr

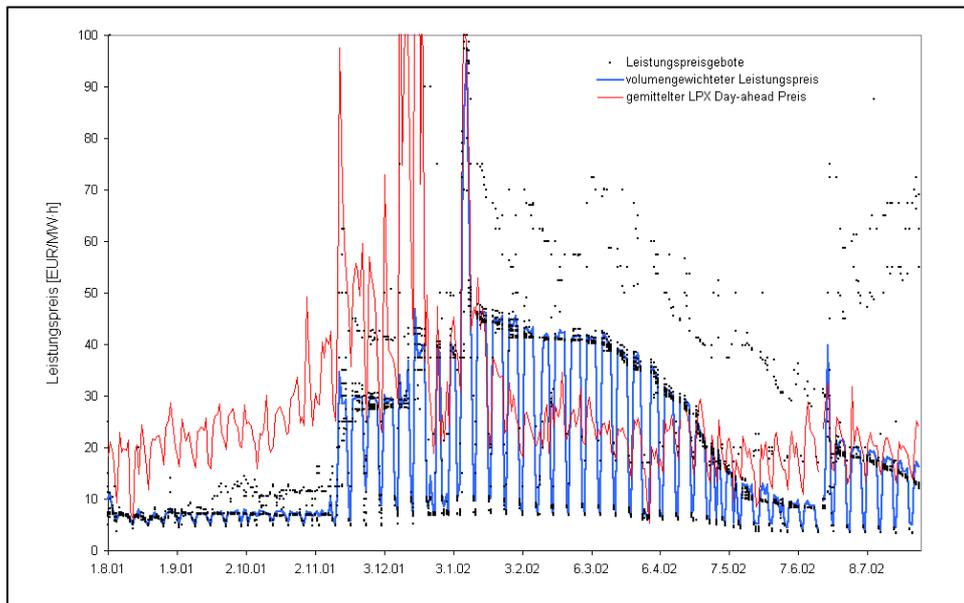


Abbildung 4-6: Arbeitspreisgebote für positive Minutenreserve, 16 bis 20 Uhr

Im Verlauf zeigt sich ein ausgeprägter Wochenzyklus, der dem wöchentlichen Verlauf der Lastkurve und auch dem Verlauf der day-ahead-Preiskurve ähnelt. Da für die positive Minutenreserve hinsichtlich der Beziehung zum day-ahead-Markt analoge Überlegungen wie bei der Sekundärregelreserve gelten, ist dies zu erwarten. Zusätzlich ist zu erwarten, dass Gasturbinenkraftwerke mit sehr niedrigen Leistungs- und hohen Arbeitspreisen in den Markt bieten.

Der Vergleich der Verläufe der Leistungspreisgebote veranschaulicht eine interessante Beziehung zum abgebildeten Verlauf des day-ahead-Preises, der über den Bereitstellungszeitraum gemittelt wurde. Die Niveaushiftung des day-ahead-Preises im Dezember führt zu einer Niveaushiftung der Leistungspreise und anschließend zu einem weiteren Anstieg, der nur langsam abfällt. Eine ähnliche Konstellation, wenn auch abgeschwächt, ist Ende Juni 2002 zu beobachten. Die Arbeitspreise folgen den Preissprüngen, ohne allerdings auf ihr vorheriges Niveau zurückzufallen. Beide Verhaltensweisen deuten auf Lerneffekte und geringe Wettbewerbsintensität im Markt hin.

Wie bereits im Zusammenhang mit der Sekundärregelleistung diskutiert, ist allerdings nur die Kombination der Gebote zur Bildung des Zusammenhangs mit dem day-ahead-Markt relevant für das Erlöspotential im Regelmarkt. Unter Annahme von Brennstoffkosten in Höhe von 15 €/MWh zeigt Abbildung 4-6, dass die äquivalenten Benutzungsgrade im Zeitverlauf in negative Bereiche geraten. Dieses Ergebnis bedeutet, dass keine Energielieferungen im Echtzeitmarkt nötig sind, um im Regelmarkt beziehungsweise im Echtzeitmarkt größere Gewinne zu erwirtschaften als im day-ahead-Markt. Die tatsächliche Auslastung der Minutenreserve in der RWE Regelzone hat sich nach maximalen Auslastungsgraden in der Größenordnung von 10 % im Dezember 2001 auf Werte um 5 % stabilisiert.

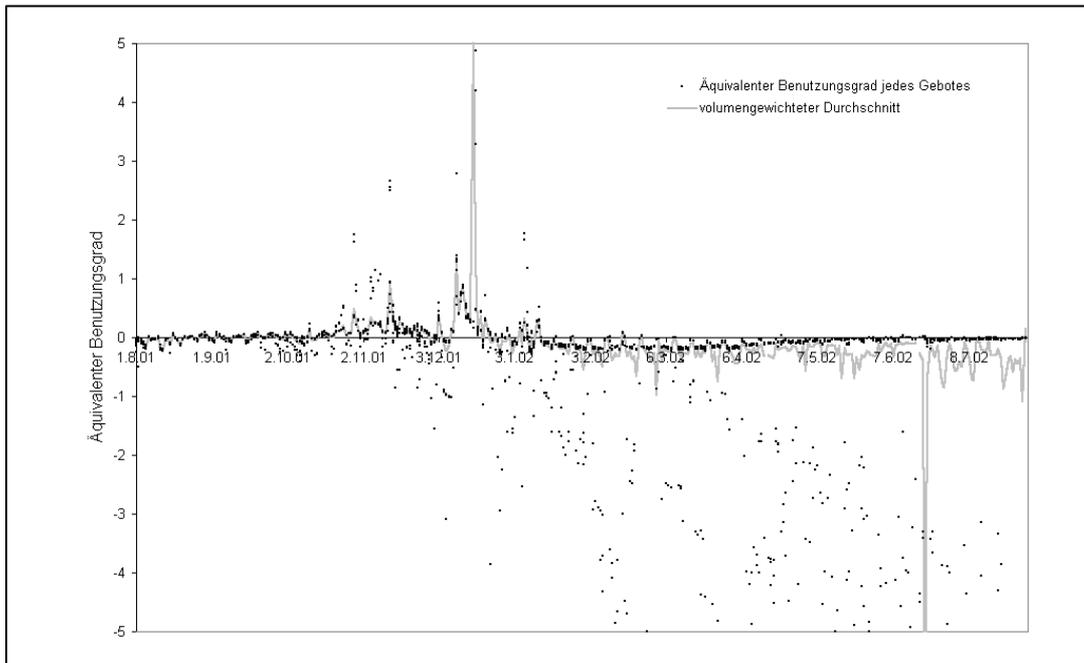


Abbildung 4-7: Verlauf des äquivalenten Benutzungsgrades für positive Minutenreserve, 16 bis 20 Uhr

4.4.1.4 Negative Minutenreserve

Den Verlauf der Leistungspreisgebote für die Bereitstellung negativer oder dekrementeller Minutenreserve zeigt Abbildung 4-8. Es zeigt sich ein deutlich anderes Verhalten als bei der positiven Minutenreserve. Das Nachtprodukt 0 bis 4 Uhr liegt auf einem deutlich höheren Niveau als die Taggebote, ebenso die Wochenenden. Dieses Verhalten könnte Kosten reflektieren, die durch Betrieb von zusätzlichen Kraftwerken zur Bereitstellung der Reserve anfallen. Der insgesamt ansteigende Verlauf des Preisniveaus lässt sich jedoch aus fundamentalen Überlegungen heraus nicht rechtfertigen. Das Niveau der Arbeitspreisgebote hat sich, ähnlich wie bei der negativen Sekundärregelreserve beschrieben, einem Niveau nahe 0 €/MWh angenähert. Für die Minutenreserve gelten analoge Überlegungen.

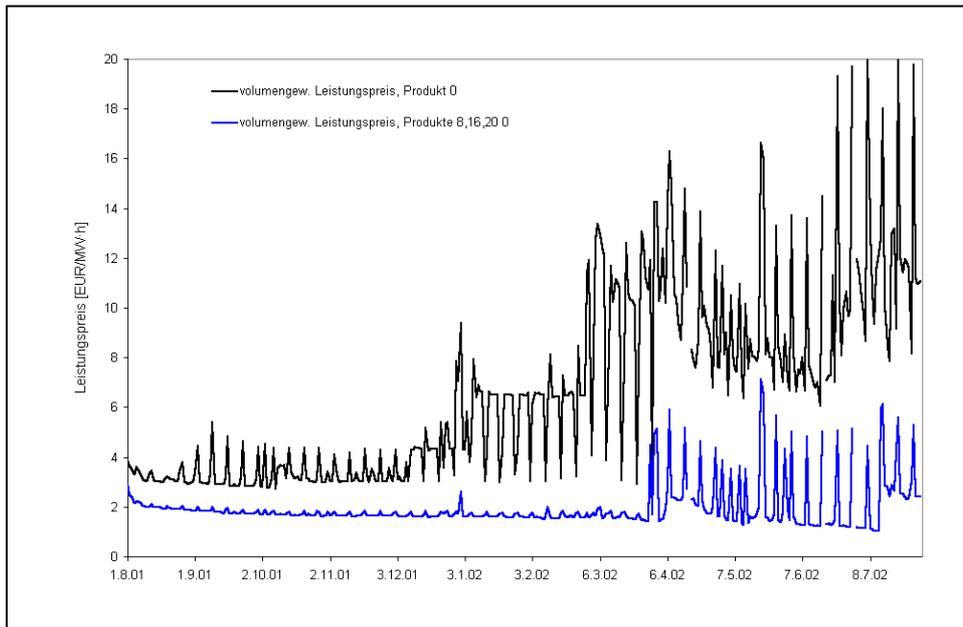


Abbildung 4-8: Leistungspreisgebote für negative Minutenreserve, verschiedene Produkte

Die Anzahl der Marktteilnehmer ist in den skizzierten Märkten gering. So gehen für die Minutenreserveprodukte lediglich zwischen 8 und 11 Gebote ein, von denen die über 60 % den Zuschlag erhalten. Die geringe Anzahl von Geboten ist zum Teil auf die technischen Anforderungen an die Erzeugungseinheiten zurückzuführen, zum Teil auf die frühe Entwicklungsphase des Marktes. Die für Anbieter attraktiven herrschenden Preisniveaus sollten auch hier weitere Marktteilnehmer anziehen.

Das Bundeskartellamt hat aufgrund von einer Kartellamtsbeschwerde des Verbandes für Industrielle Kraftwirtschaft (VIK), der sich gegen die hohen Regelernergiepreise richtete, im Februar 2003 ein Kartellamtsverfahren gegen die ÜNB RWE net und E.ON Netz eingeleitet.²⁴² Bis zum Mai 2004 wurde in der Angelegenheit noch keine Entscheidung getroffen. Der lange Bearbeitungszeitraum deutet darauf hin, dass seitens der Regulierungsbehörde die notwendige Informationsbasis sowie das Methodenwissen erst noch aufgebaut werden muss.

4.4.2 Verhalten und Ergebnisse des Echtzeitmarktes: Arbitrage zwischen day-ahead-Markt und Echtzeitmarkt

Abbildung 4-9 zeigt den Verlauf des Echtzeitpreises in der RWE Regelzone. Es ist erkennbar, dass er zwischen zwei Preisniveaus schwankt: Das obere Niveau entspricht den Energiepreisgeboten positiver Sekundärregel- beziehungsweise Minutenreserve. Das untere Niveau entspricht analog den Energiepreisgeboten negativer Sekundärregel- beziehungsweise Minutenreserve.

²⁴² Vgl. Bundeskartellamt (2003b).

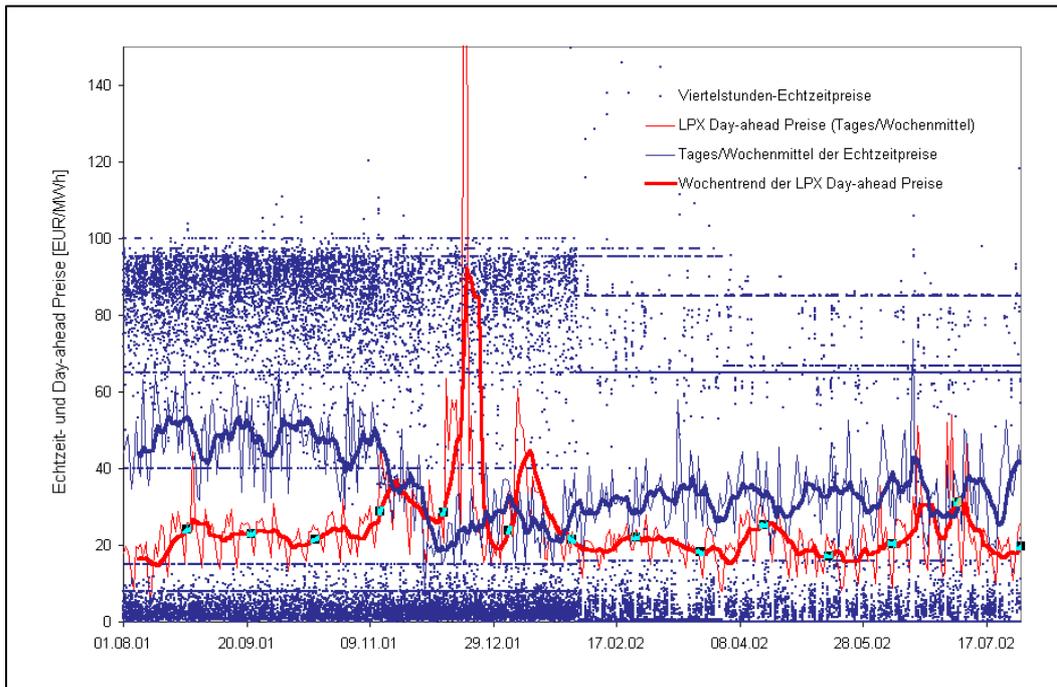


Abbildung 4-9: Verlauf des Echtzeitpreises in der RWE Regelzone mit gleitendem Durchschnitt

Es ergibt sich im Mittel ein mittleres Preisniveau des Echtzeitmarktes, das über dem Niveau auf dem day-ahead-Markt liegt. Der resultierende Erwartungswert liegt über dem mittleren day-ahead-Preis. Dies führt zu einem systematischen Anreiz zum Verkauf auf dem Echtzeitmarkt, d.h. zu einer geplanten Fahrplanabweichung durch „Überspeisung“ – einem „fat boy trade“. Überspeisungen haben die Wirkung, die Wahrscheinlichkeit für einen Regelzonenüberschuss zu erhöhen und damit den Erwartungswert des Echtzeitpreises zu senken, bis er dem day-ahead-Niveau entspricht.

Arbitrage im engeren Sinne liegt bei diesen Geschäften nicht vor, da der Echtzeitpreis im Zeitpunkt der Überspeisung dem Akteur nicht bekannt ist. Er kann nur auf Grundlage einer Annahme über das Vorzeichen des Regelzonensaldos und seiner Risikopräferenz eine optimale Entscheidung über das Ausmaß der Über- oder Unterspeisung treffen. Das Gleichgewicht kann daher als Nash-Gleichgewicht bei gemischten Strategien bezeichnet werden²⁴³.

²⁴³ Vgl. zum Nash-Gleichgewicht bei gemischten Strategien Varian, H. R. (1995), S. 458.

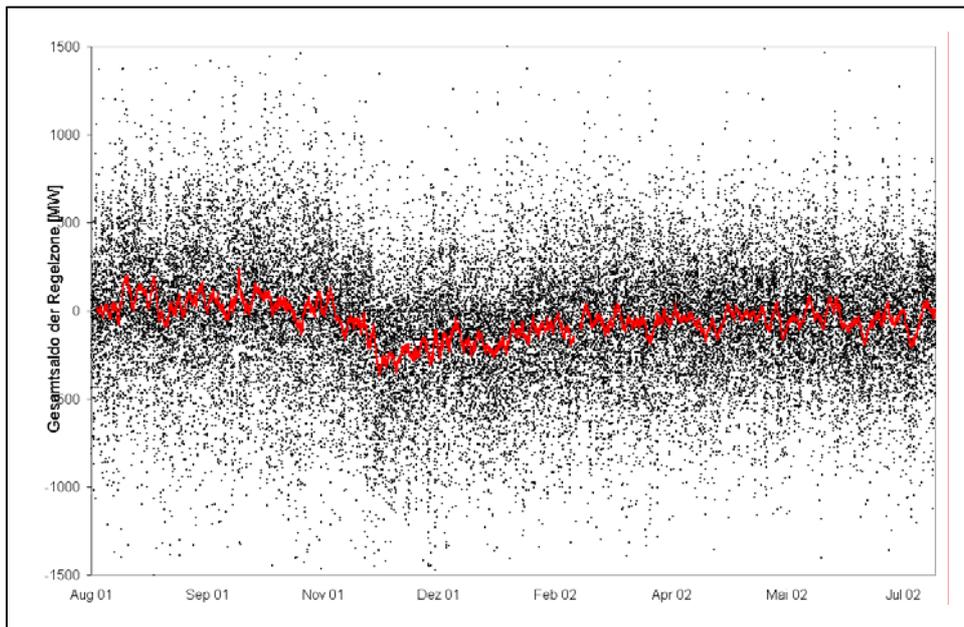


Abbildung 4-10: Verlauf der Regelzonenabweichung in der Regelzone der von RWE net

Der in Abbildung 4-10 skizzierte Verlauf der Regelzonenabweichung macht deutlich, dass die Arbitragemöglichkeiten seit Anfang Dezember von Marktteilnehmern ausgenutzt werden. Begrenzend wirkt hier nur die „Missbrauchsregelung“ durch RWE net, die Fahrplanabweichungen nur bis maximal 20 % toleriert. Würden Missbrauchsregelungen nicht greifen, so würde durch den verstärkten Einsatz von negativer Regelenergie das Mittel der Echtzeitpreise weiter sinken und den Anreiz zur Überspeisung bis hin zu einem Gleichgewichtsniveau abschwächen.

Das Marktergebnis, das sich aus dem Verhalten der Marktteilnehmer ergibt, ist nur im Rahmen der geltenden Marktarchitektur und Durchführungsregeln effizient. Der Anreiz, auf Transaktionen im day-ahead-Markt zu verzichten und somit Informationen über das geplante Verhalten in Form von Fahrplaninformationen dem Markt vorzuenthalten ist jedoch ineffizient, da diese Informationen Kosten senkend beim Dispatch berücksichtigt werden könnten. In Bezug auf eine Integration von EE in den day-ahead-Markt würde ein ökonomisch rationales Marktverhaltens bedeuten, auf Prognosen der Erzeugungsleistung zu verzichten und die gesamte Stromproduktion auf dem Echtzeitmarkt zu verkaufen.

Die Begründung für dieses ineffiziente Ergebnis liegt in den überhöhten Preise im Regelmarkt, die im vorherigen Abschnitt dargestellt wurden. Andererseits würde auch bei funktionierendem Wettbewerb auf dem Regelmarkt Arbitrage zu einem ineffizienten Ergebnis führen, da aufgrund der pauschalen Umlage des im Regelmarkt gezahlten Leistungspreises auf die Netznutzungsentgelte der aus den Arbeitspreisgeboten gebildete Echtzeitpreis nicht die wahren Kostensituation widerspiegelt. Wie erwähnt, wurde der Auflage des Bundeskartellamtes zur Einführung von rein arbeitspreisbasierten Regelmarkt- und Echtzeitpreisen nicht entsprochen.

Werden die Marktergebnisse in direkte Beziehung zu den zu den Koordinationsleistungen gesetzt, die für eine effiziente Integration von EE zu leisten sind, lässt sich ableiten, dass die Echtzeitpreise kein zuverlässiger Indikator für Angebots- und Nachfragesituation in Echtzeit sind. Aufgrund des hohen

Preisniveaus im Echtzeitmarkt würden im Vermarktungsprozess von EE durch die Anlagenbetreiber tendenziell zu hohe Strommengen aus EE im Echtzeitmarkt angeboten. Dagegen würde die im day-ahead-Markt vermarktete Menge sinken. Daraus folgt eine weitere Erhöhung der bereitzustellenden Regeleistung.

4.5 Veränderungen der kurzfristigen Koordinationsinstrumente

Die Analyse der für die Integration von EE bedeutsamen kurzfristigen Strommärkte in Deutschland hat erhebliche Defizite bei der Marktgestaltung gezeigt. Bereits einfache Maßnahmen können die Koordinationsaufgaben dieser Strommärkte wesentlich verbessern und somit eine effizientere Integration von EE gewährleisten. Die wesentlichen Festlegungen der Marktarchitektur betreffen den Zentralisierungsgrad der Forward-Märkte, der unter der Berücksichtigung der wachsenden Koordinationsanforderungen für EE zu definieren ist.

4.5.1 Zuschnitt der Regelzonen und Organisation des Regelmarktes

In Kapitel 4.1.2.2 wurden die mögliche Reduzierung der bereitzustellenden Reserveleistung durch eine Zusammenlegung der Regelzonen diskutiert. Dies bedeutet nicht zwangsläufig eine Zentralisierung aller Netzführungsfunktionen, sondern lediglich den Zugriff aller Systembetreiber als netzführende Stellen auf einen gemeinsamen Regelleistungspool. Gegen eine Zusammenlegung von Regelzonen wird häufig angeführt, dass damit die Möglichkeit des Netzengpassmanagements zwischen den Regelzonen entfallen würde. Möglichkeiten des Netzengpassmanagements müssen jedoch innerhalb eines umfassenderen Konzeptes festgelegt werden, das auch das Management von Netzengpässen innerhalb von Regelzonen umfasst. Somit gibt es keine Gründe, die gegen eine Zusammenlegung sprechen.

Mit der Zusammenlegung der Regelzonen wird der Regelenergiemarkt zentralisiert, also der Regelenergiemarkt (Ausschreibungen der Regelleistung) von einer einzigen Institution durchgeführt. Darüber hinaus muss diese Institution folgende Funktionen wahrnehmen:

- Festlegung von einheitlichen Präqualifikationsanforderungen für die Anbieter von Regelleistung (siehe Kapitel 4.5.3),
- Tägliche Festlegung der absolut erforderlichen Höhe bereitzustellender Sekundärregelleistung und Minutenreserve,
- Festlegung von Gebotszonen zur räumlich definierten Bereitstellung von Regelleistung in Abhängigkeit von den zu erwartenden Engpassgebieten.

Mit der Zusammenlegung der Regelzonen wird auch das Fahrplanmanagement zentralisiert. Da mit der Zusammenführung der Regelmärkte auch die Abrechnung der Fahrplanabweichungen zu einem einheitlichen Preis erfolgt, entsteht ein einheitlicher Echtzeitpreis für die gesamte deutsche Regelzone, falls keine Netzengpässe vorliegen.

Wie in Kapitel 4.4.1 festgestellt wurde, besteht eine Arbitragebeziehung zwischen dem Regelmarkt und dem day-ahead-Markt. Folglich könnte eine Angliederung dieser Institution an die bestehende Strombörse EEX,

die day-ahead-Koordination ausführt, zur Senkung von Transaktionskosten beitragen wenn z. B. die Möglichkeit einer gemeinsamen Gebotsabgabe für beide Märkte geschaffen wird. So könnte bei Nicht-Berücksichtigung eines Gebots im day-ahead-Markt eine automatische Übernahme des Gebots in den Regelenergiemarkt realisiert werden. Diese Marktintegration kann auf den intraday-Markt ausgeweitet werden.

Bei der Integration von kurzfristigen Märkten wie day-ahead-, intraday- und Regelenergiemarkt stellt sich die Frage, ob von der Koordinationssinstitution Vorgaben für eine Gebots- und Preisstruktur getroffen werden sollten. Da, wie in Kapitel 3.2.3.1 dargelegt, mehrteilige Gebote Risiken vermindern, die aus Kraftwerksinflexibilitäten resultieren und Kraftwerksinflexibilitäten bei der Zunahme der Volatilität der Restlast an Bedeutung gewinnen sollte die Möglichkeit der Erweiterung der Gebotsstruktur von einteiligen Geboten hin zu mehrteiligen Geboten eingeräumt werden. Durch diese Maßnahme werden die in den Geboten enthaltene Risikoaufschläge vermindert und die Attraktivität des zentralisierten Marktes wird gesteigert. Auf die Zahlung von mehrteiligen Preisen (Marktform mit Index 3), sollte jedoch im zentralen day-ahead und intraday-Markt im Hinblick auf die negativen langfristigen Anreizwirkungen („Zementierung der Inflexibilitäten“) verzichtet werden.

4.5.2 Veränderungen des Netzengpassmanagements

Das Ziel des Netzengpassmanagement ist eine kostenoptimale Koordination des Kraftwerkseinsatzes mit dem Netzbetrieb unter Berücksichtigung des Engpasses. Der Ausbau der Windenergie führt zu temporären Netzengpässen, die mit Hilfe der Winderzeugungsprognose bedingt vorhersehbar sind.

Es existieren zwei prinzipielle Alternativen für die Gestaltung des Koordinationsinstrumentes Netzengpassmanagement: Das Einheitspreissystem und das Zonenpreissystem. Bei der Implementierung eines Einheitspreissystems (*uniform pricing approach*) müssten die Netzengpässe durch den Systembetreiber durch Gegengeschäfte kompensiert werden. Diese müsste unter Berücksichtigung der Prognoseunsicherheiten auf dem Regelenergie- oder day-ahead-Markt abgeschlossen werden. Durch den Einheitspreis werden jedoch falsche Preissignale gesetzt, die die Effizienz der langfristigen Koordination vermindern. Diese fehlerhaften Allokationswirkungen können am Beispiel der Netzgebiete deutlich gemacht werden, in denen zu Schwachlastzeiten und hohen Windgeschwindigkeiten die Windenergie andere Erzeuger vollständig verdrängt und darüber hinaus einer Lastflussumkehr über die Kuppelleitungen zum Höchstspannungsnetz erfolgt, bis das Erzeugungsmanagement greift. (Vgl. Kapitel 4.3.2). Sollte das Erzeugungsmanagement durch einen marktkonformen Mechanismus im Rahmen eines Einheitspreissystems ersetzt werden, müsste der Systembetreiber dekrementelle Reserve (Leistungsreduzierung) nachfragen. Neben vermutlich wenigen Verbrauchern, die eine Leistungssteigerung anbieten können, sind es nur die Windenergie-Anlagenbetreiber selbst, die dieses Produkt anbieten können. Ohne weitere Regulierung würde die Preisfindung zwischen einem Quasi-Angebotsmonopolisten und der unelastischen Nachfrage des Systembetreibers stattfinden und zu hohen Preisen führen. Neben der Vergütung entsprechend des

Marktpreises würden somit noch die zusätzlichen Erlöse aus den Gegengeschäften einen Anreiz bieten, in dem Gebiet noch mehr Leistung zu installieren und somit den Engpass weiter zu vergrößern.

Werden dagegen Zonenpreise verwendet, also eine separate Preisbildung für das durch den Engpass separierte Netzgebiet durchgeführt, ergibt sich zu Überlastzeiten einen Energiepreis von Null. Dadurch entstehen innerhalb dieses Netzgebietes Anreize zur Lastverlagerung in diese Zeiten sowie zur Investition in Speichersysteme. Es ergibt sich eine Reduzierung der Effizienzverluste des Engpasses. Eine Begrenzung der Erzeugungsleistung durch den Systembetreiber muss hier aber, auch ohne Reservedienstleistungsvertrag, durch einen physischen Durchgriff auf die Erzeuger gewährleistet werden. Im Vergleich zu den bisherigen Regelungen, die im Rahmen des Erzeugungsmanagements getroffen wurden, ergeben sich für den Windenergie-Anlagenbetreiber keine wesentlichen Änderungen. Allerdings wird die Engpasssituation über die veröffentlichten Marktpreise nach außen hin transparent. Als Folge wird es durch die erwähnten Anreize zur Nutzung der verbraucherseitigen Lastmanagementpotentiale und somit zur Wohlfahrtssteigerung kommen.

Nach Zurückweisung der Alternative des Einheitspreissystems stellt sich die Frage, ob die räumliche Preisbildung im Rahmen einer zentralisierten Optimierung und Netzknotenpreisermittlung oder in Form einer Auktionierung von Übertragungsrechten erfolgen soll. Eine zentralisierte Netzknotenpreisermittlung ist der Auktionierung von Übertragungsrechten überlegen, wenn bei hoher Unternehmenskonzentration die Gefahr des Missbrauchs von Marktmacht besteht und wenn Unsicherheiten bezüglich der erwarteten Engpasssituation auftreten. Beide Bedingungen treffen in Deutschland zu: Die Missbrauchsgefahr besteht bei einer oligopolisierten EE-Vermarktung und die eine Unsicherheit bezüglich der Engpasssituation folgt aus dem Prognosefehler der Erzeugung aus EE. Somit ist eine zentralisierte Netzknotenpreisermittlung anzustreben. Das Management der Netzengpässe mit dem Ausland ist in diese Ermittlung mit einzubeziehen.

Verändert sich die Lastflusssituation vom day-ahead-Koordinationszeitpunkt bis zur Echtzeitlieferung, findet die Re-Koordination ebenfalls zentralisiert, in Form eines institutionalisierten intraday-Marktes statt. Der intraday-Markt übernimmt somit ebenfalls die Funktion der räumlichen Preisfestlegung.

Die notwendige Erhöhung der Liquidität des intraday-Marktes gegenüber dem heutigen Status quo könnte sich bereits ergeben, wenn durch die stärkeren Gewinnanreize bei der EE-Vermarktung wachsende Mengen auf diesem Markt nachgefragt und angeboten werden. Gelingt es den Anbietern von Strom aus EE durch intraday-Geschäfte die gegenüber der day-ahead-Situation gesteigerte Genauigkeit der Erzeugungsprognose zu nutzen und ihre Fahrplanabweichung zu minimieren, besteht auch für den Systembetreiber eine verringerte Notwendigkeit, mehrere Stunden andauernde Prognoseabweichungen auszugleichen. Somit ergibt sich ein verminderter Bedarf an Minutenreserveleistung, da die Prognosedifferenzen durch die am intraday-Markt kontrahierbare Stundenreserve ersetzt werden könnte.

4.5.3 Veränderung der Präqualifikation von Anbietern auf dem Regelenergiemarkt

Neben der Vereinheitlichung der Präqualifikationsanforderungen für die Anbieter von Regelenergie sollte eine Absenkung der Anforderungen auf einen Mindeststandard erfolgen, um die Anzahl der Marktteilnehmer

zu erhöhen. Dabei sollten auch die Anforderungen der verbraucherseitigen Bereitsteller von Minutenreserve wie die begrenzte Dauer der Einsetzbarkeit mit einbezogen werden. So sind die Anforderungen insbesondere auf die einfach zu erschließenden Lastmanagementpotentiale wie das der Nachtspeicherheizungen auszurichten. Der Mindeststandard kann durch vom Systembetreiber unabhängige Institutionen dadurch weiter gesenkt werden, dass sie Angebote einzelner Anbieter aggregieren.²⁴⁴ Eine erste Institution dieser Art hat sich in Deutschland bereits herausgebildet. Sie poolt Anbieter von Minutenreserve Regelzonen übergreifend.²⁴⁵ Bei dem verfolgten Ansatz werden jedoch noch nicht alle Poolungsmöglichkeiten ausgenutzt. So kann neben der zeitgleichen additiven Poolung der bereitgestellten Leistung auch eine zeitlich sequentielle Poolung durchgeführt werden, um die in den Mindeststandards geforderten Bereitstellungsdauern zu erreichen.

4.5.4 Preisbildung auf dem Echtzeitmarkt

Wird die Möglichkeit einer Selbstvermarktung von Strom aus EE durch die Anlagenbetreiber zugelassen und gefördert, so muss sichergestellt werden, dass ein Anreiz zur Angebotsstellung auf dem day-ahead-Markt auf Grundlage von Erzeugungsprognosen besteht und nicht ohne vorhergehende Koordination in Echtzeit eingespeist wird. Wie in Kapitel 4.4.2 festgestellt wurde, reflektieren die Preise auf dem Echtzeitmarkt aufgrund der Sozialisierung der Leistungspreise nicht die mit dem Einsatz der Regelernergie verbundenen Kosten. Die bisher erwähnten Maßnahmen zur Erhöhung des Wettbewerbs auf dem Regelergiemarkt führen daher für sich genommen noch nicht dazu, dass der im gegenwärtigen Rahmen bestehende Anreiz zum Angebot auf dem Echtzeitmarktes unter „Umgehung“ der day-ahead Koordination entfällt.

Zur angemessenen Berücksichtigung der Leistungskosten des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes existieren zwei Gestaltungsoptionen. Zum einen kann die Berücksichtigung durch eine Einschränkung der Gebotsstruktur im Regelergiemarkt auf einen reinen Arbeitspreis erzwungen werden (Vorgabe der Marktform mit einteiligem Preis – Marktform C₁). Die Anbieter müssten Inflexibilitätskosten in ihre Gebote mit einpreisen. Wie die Erfahrung gezeigt hat, verhindern jedoch derartige Preisstrukturen den Marktzutritt oder führen zu hohen Risikoaufschlägen (vgl. Kapitel 4.3.1).

Die zweite Möglichkeit ist, zwar weiterhin eine zweiteilige Gebotsstruktur für den Regelergiemarkt zu verwenden, aber die Settlement-Regel so auszugestalten, dass bei Bildung von Echtzeitpreisen (ex post) der gezahlte Leistungspreis den Arbeitspreisen zugeschlagen wird (vgl. Kapitel 3.2.5.1). Dies kann in bestimmten Fällen dazu führen, dass bei Mehreinspeisungen gegenüber der Fahrplananmeldung bei einem Regelzonenüberschuss die Mehreinspeisung des Bilanzkreisverantwortlichen in das Netz nicht mit einem

²⁴⁴ Die Poolung von Minutenreserve in einem Kraftwerkspool und Bienergieteilnehmern mit einem Ansprechpartner/Kontaktstelle sind in dem seit August 2003 gültigen Transmission Code vorgesehen, vgl. VDN (2003), Anhang D, 3.3.3.2, S. 17.

²⁴⁵ Es handelt sich um das Projekt der SFW/Saarenergie GmbH, das bis zum Dezember 2003 150 MW an Kraftwerksleistung in einem Pool organisieren konnte. Die Poolteilnehmer stellen zwischen 1 und 20 MW Leistung zur Verfügung. Vgl. Strese, J. (2003), S. 18.

positiven Preis vergütet wird, sondern dass sich ein negativer Energiepreis ergibt. Für die zweite Möglichkeit spricht, dass die Gebots- und Preisstruktur in Richtung des Anbieters der Regelenergie erhalten bleiben kann, gleichzeitig aber die tatsächlichen Kosten der kurzfristigen Reservebereitstellung sich in den Echtzeitpreisen wiederfinden.

Im deutschen Strommarkt würde eine derartige Umverteilung eine Entlastung der Netznutzungsentgelte und eine Belastung der Bilanzkreisverantwortlichen bedeuten. Die Erlöse aus der Vermarktung von EE würden als Konsequenz dieser Regelung überdurchschnittlich zurückgehen, jedoch den notwendigen Anreiz für die Verbesserung der Erzeugungsprognose liefern. Eine Kompensation des Rückgangs müsste über die Förderregelungen erfolgen die z. B. über eine Erhöhung der Stromsteuer aufgrund gesunkener Netzentgelte wieder ausgeglichen wird.

4.6 Struktur, Ergebnisse und Veränderungen der langfristigen Koordinationsinstrumente

Analog zu der Vorgehensweise im vorangegangenen Abschnitt, wird in diesem Kapitel analysiert, welche Koordinationsinstrumente zur langfristigen Koordination im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem angewendet werden, welche Marktergebnisse diese Instrumente hervorbringen und welche Ansatzpunkte für Veränderungen aufgrund der Integration von EE bestehen.

4.6.1 Langfristige horizontalen und vertikale Koordination

In Deutschland wird die langfristige horizontale Koordination der Erzeugungskapazität in Form einer Regulierung des Einsatzes bestimmter Erzeugungstechnologien wie der Kernenergie oder durch die Begrenzung der Emission von Schadstoffen und Treibhausgasen reguliert. In Deutschland existieren keine institutionalisierten Mechanismen zur Sicherstellung der *Generation adequacy*. Dies kann mit der Tatsache erklärt werden, dass bestehende Überkapazitäten des Kraftwerksparks einen regulatorischen Eingriff kurzfristig nicht vordringlich erscheinen lassen und gemäß des deutschen Regulierungsparadigmas zunächst auf eine unbeeinflusste Marktkoordination vertraut wird.

Wie in Kapitel 3.3.1 festgestellt wurde, gibt es für die Sicherstellung der *Generation adequacy* keinen Koordinationsmechanismus, der ohne Regulierungseingriff funktioniert. Die Unternehmenskonzentration auf dem Erzeugungsmarkt führt über das Ausnutzen von Marktmacht allerdings bereits heute zu Preisentwicklungen, die oberhalb der marginalen Kosten liegen. Dies bedeutet, dass im Erlöse des Strommarktes die Investition in Erzeugungsleistung in erforderlicher Höhe tragen. Die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Anpassung der Marktarchitektur haben jedoch Auswirkungen auf die Marktpreise. Diese sind zunächst zu analysieren, bevor eine Entscheidung über Kapazitätszahlungen getroffen wird. Um Preisverzerrungen zu vermeiden, wären Entscheidungen über Kapazitätszahlungen europaweit zu koordinieren. Ein weiter gehender Regulierungseingriff in die marktseitigen Koordinationsmechanismen erscheint nicht notwendig.

4.6.2 Langfristige vertikale Koordination mit dem Netzausbau

In Kapitel 3.3.3 wurde festgestellt, dass die langfristige vertikale Koordination des Kraftwerksbaus sowie der Verbraucher mit der Wertschöpfungsstufe Übertragung/Verteilung einen regulatorischen Eingriff erfordert, da sie durch Marktmechanismen nicht gelöst werden kann. Dieser regulatorische Eingriff erfolgt für die deutsche Marktarchitektur nur in sehr allgemeiner Form in Vorschriften des EnWG sowie des EEG.

Nach dem EnWG haben die ÜNB die Verantwortung für den sicheren Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems. Dieser umfasst auch den erforderlichen Netzausbau. Es existieren allerdings keine Instrumente, die eine wirtschaftlich effiziente Koordination der Veränderung von Kraftwerksstandorten mit der Veränderungen der Netzstruktur garantieren. Den Regelungen des Gesetzes gemäß folgt der Netzausbau grundsätzlich den Kraftwerksstandorten, d. h. die Ausbaupflichtung besteht prinzipiell bis zur vollständigen Behebung von Netzengpässen, die durch die Veränderung von Kraftwerksstandorten hervorgerufen werden. Die anfallenden Ausbaukosten können in Form von Baukostenzuschüssen auf die Anschlussnehmer abgewälzt werden. Im vermaschten Netz gibt es jedoch bei der Kostenzurechnung von Veränderungen im Netz große Spielräume. Dies gilt insbesondere bei verschiedenen gleichzeitig geplanten Veränderungen der Netzanschlüsse. Der existierende regulatorische Rahmen legt kein Verfahren für die Optimierung der Gesamtkosten in Form einer Abwägung der Kosten verschiedener Kraftwerksstandorte und der zugehörigen Netzausbaukosten fest. Für den Ausbau des Verteilungsnetzes ist in der Neufassung des EnWG dagegen explizit die Anforderung enthalten, bei der Ausbauplanung Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen oder dezentrale Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte.²⁴⁶

In Bezug auf EE wird im EEG von 2004 die im EnWG enthaltene Netzausbaupflichtung bekräftigt und ausgeführt, dass der Netzausbau „unverzüglich“ zu erfolgen hat, jedoch nur, falls er „wirtschaftlich zumutbar“ ist.²⁴⁷ Diese Formulierung deutet darauf hin, dass der Gesetzgeber keinen unbedingten Netzausbau fordert, sondern durchaus eine Abwägung zwischen Netzausbau und EE-Zubau an einem bestimmten Ort im Sinne einer wirtschaftlichen Gesamtkoordination für sinnvoll hält. Im Rahmen der Auslegung der Bestimmung ist noch zu definieren, inwieweit die Grenze der Zumutbarkeit durch die Abweichung von einem wirtschaftlichen Optimum definiert wird. Im konkreten Fall wird jedoch auch hier der Nachweis der Wirtschaftlichkeit durch Informationsprobleme über die künftige Ausprägung von Netzengpässen bestimmt sein.

Der Vorschlag der Europäischen Kommission zu einer neuen EU-Richtlinie „über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen“ vom

²⁴⁶ Vgl. § 14 Abs. 2 EnWG (2005).

²⁴⁷ Vgl. § 4 Abs. 2 EEG (2004).

Dezember 2003 sieht einen Genehmigungsvorbehalt des Regulierers bei Netzausbauprojekten vor.²⁴⁸ Hinsichtlich der Versorgungssicherheit sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, Mindeststandards für die Versorgungssicherheit zu definieren (Artikel 4). Hinsichtlich der Investition in das Übertragungsnetz definiert er die Anforderung an jeden ÜNB, dem Regulator seine Investitionsstrategie mitzuteilen und der Möglichkeit des Regulators (nach Abstimmung mit der Kommission) Änderungen durchzusetzen. Außerdem müssen den Regulatoren Mittel in die Hand gegeben werden, um sicherzustellen, dass die vereinbarten Infrastrukturprojekte vollständig durchgeführt werden (Artikel 7). Hinsichtlich der Erhaltung des Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage müssen die Mitgliedsstaaten eine dahin führende Strategie veröffentlichen. Wo es angemessen ist, sollen Ziele für die Bereitstellung von Reservekapazität festgelegt werden. Weiterhin schlägt der Richtlinienentwurf die Förderung der Bedarfssteuerung und abschaltbare Abnehmer vor (Artikel 5).

In Summe ergeben sich aus dem Richtlinienentwurf zwar keine konkreten Vorschläge für eine Ausgestaltung der regulatorischen Strategie. Es werden jedoch die in dieser Arbeit diagnostizierten Koordinationsmängel angesprochen. Angesichts der anstehenden Standortentscheidungen für den Ersatz von Erzeugungskapazität ist die schnelle Festlegung von konkreten Richtlinien für den Netzausbau notwendig.

4.6.3 Dynamische Aspekte der Regulierung des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems

Die Analyse der deutschen Marktarchitektur hat deutlich gemacht, dass das grundlegende Paradigma für die Entwicklung der Marktarchitektur die autonome Bildung und Modifizierung von Institutionen durch die Marktteilnehmer als Reaktion auf eine grobe Vorgabe der Regulierungsinstitution ist. Regulatorischer Druck führte in der Vergangenheit zur schrittweisen Behebung von Defiziten der Marktarchitektur. Da die deutschen ÜNB einerseits eine Schlüsselrolle bei der Gestaltung und Durchführung von Koordinationsaufgaben einnehmen, andererseits aber aufgrund ihrer Einbindung in die Konzernstrukturen von Erzeugungsunternehmen keine neutrale Position haben, ist absehbar, dass die Behebung der weiterhin bestehenden Defizite einen langwierigen iterativen Prozess erfordern wird.

Auf der anderen Seite ist die Form der Etablierung der bestehenden deutschen Strombörse EEX ein Beispiel für die Fähigkeit des deutschen Strommarktes, die Gestaltung einer Transaktionskosten senkenden Institution ohne starken Regulierungseingriff zu übernehmen: Die bestehende EEX in Leipzig ist aus der Verschmelzung der ehemals in Frankfurt angesiedelten EEX mit der ehemaligen Leipzig Power Exchange zu einer Börse entstanden.

Der starke Anstieg des Anteils von EE an der deutschen Stromproduktion und die damit einhergehenden Koordinationsaufgaben haben die Defizite bestehender Marktarchitektur deutlich werden lassen und Änderungen der bestehenden Marktarchitektur ausgelöst: Die in der Neufassung des EEG enthaltenen

²⁴⁸ Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates: Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen, 10.12.2003, KOM(2003) 740.

Änderungen der Integrationsstruktur wie der Einführung des Erzeugungsmanagements repräsentieren jedoch nur graduelle Veränderungen, die stark hinter einer notwendigen grundsätzlichen Neustrukturierung der Marktarchitektur zurückbleiben. Die Durchführung einer solchen Neustrukturierung innerhalb des gegebenen Regulierungsparadigmas setzt jedoch voraus, dass sich diejenigen Akteure mobilisieren, die von den Erträgen einer verbesserten Koordination profitieren. Derartige Erträge spiegeln sich vor allem in einem verringerten Aufwand für den Einsatz von Reservedienstleistungen wider, die in der gegenwärtigen Marktarchitektur auf die Netznutzungsentgelte umgelegt werden. In den Aushandlungsprozessen, die sich auf Veränderungen der Marktarchitektur beziehen, spielen jedoch weniger direkte Interessenvertreter von Stromverbrauchern eine Rolle. Da in der politischen Diskussion um die Förderung von EE ihre Integrationskosten eine zunehmende Rolle spielen, sind es vor allem die Interessenvertreter der EE-Industrie, die auf Veränderungen der Marktarchitektur hinwirken.²⁴⁹

4.7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In diesem Kapitel wurden die allgemeinen Überlegungen von Kapitel 3 zur Integration von EE auf das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem übertragen. Die Schlussfolgerungen können wie folgt zusammengefasst werden.

Koordinationsaufgaben

Steigerung der Koordinationsaufgaben durch Windenergie

Im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem bewirkt die durch Windenergie dominierte Steigerung des Anteils von EE an der Erzeugungsleistung vor allem eine Erhöhung der horizontalen Koordinationsaufgaben im kurzfristigen Bereich (day-ahead und intraday). Bei sehr starker Steigerung des Anteils von EE ist eine horizontal-zeitliche Koordination erforderlich, durch die eine kostenoptimale Betriebsflexibilität eines erneuerten konventionellen Kraftwerksparks sichergestellt wird.

Aufgrund des schwerpunktmäßigen Windenergieausbaus im Norden Deutschlands spielt dort die vertikale Koordination mit der Wertschöpfungsstufe Übertragung und Verteilung eine wichtige Rolle. Dies betrifft kurzfristig das aufgrund des Windenergieeinsatzes notwendige Netzengpassmanagement, sowie langfristig die Koordination des Netzausbaus mit dem Erzeugungsausbau. Unabhängig vom Ausbau von EE ist aufgrund der Altersstruktur der Kraftwerksparks eine Koordination der notwendigen Ersatzinvestitionen notwendig. Dabei müssen die veränderten Rahmenbedingungen (Primärenergiepreise, Umweltschutzaspekte, Kernenergieausstieg) berücksichtigt werden. Diese Faktoren bilden die grundlegenden Bedingungen für die Betrachtung des Koordinationsergebnisses einer Marktstruktur.

Marktstruktur und Koordinationsinstrumente des deutschen Strommarktes

Keine unmittelbare Integration von Strom aus EE in den Strommarkt

²⁴⁹ Vgl. Bernreuter, J. (2003).

Die von den Verteilnetzbetreibern aufgenommenen Strommengen aus EE gelangen nicht direkt auf den Strommarkt, sondern werden über ein kompliziertes physisches Wälzungssystem auf die Endabnehmer verteilt. Es handelt sich somit um eine indirekte Vermarktung. Die Wälzung erfolgt durch die ÜNB. Das weitergewälzte Lastprofil entspricht nicht dem Einspeiseprofil. Die Profillumformung muss also im Rahmen der Wälzung durch die ÜNB vorgenommen werden. Die ÜNB übernehmen damit Stromhändlerfunktionen, die bei eigentumsrechtlich nicht unbundelten Unternehmen zu Interessenkonflikten mit Erzeugungs- und Handelsunternehmen im Konzernverbund führen kann.

Die Vorrangregelung für die Abnahme von Strom aus EE ist überflüssig.

Unpräzise Regulierung der Versorgungszuverlässigkeit

Auch bei der Übernahme von Koordinationsaufgaben durch den Markt ist die Versorgungszuverlässigkeit auf einem optimalen Niveau sicherzustellen. Die *Generation Adequacy* wird jedoch in intransparenter und ineffizienter Weise reguliert: Die für die Regulierung der *Generation Adequacy* notwendigen Informationen über die installierten und verfügbaren Erzeugungsleistungen liegen in nur unzureichender Form vor: Die Bewertung der EE ist nicht nachvollziehbar, denn für die Aufstellung der Leistungsbilanzen sind die ÜNB verantwortlich, die nur eingeschränkten Zugriff auf die notwendigen Informationen haben. Dies führt zu Interessenskollisionen. Schließlich ist das verwendete Zuverlässigkeitskriterium nicht ökonomisch begründet.

Die Regulierung der *Generation Security* in Form der Dimensionierung der Reserveleistungen hat ebenfalls deutliche Schwächen. Das für die *Generation Security* maßgebliche Zuverlässigkeitskriterium ist nicht explizit definiert und kann nur rekursiv mit Hilfe von Systemsimulationen ermittelt werden. Die geltenden Empfehlungen der UCTE zur Reservedimensionierung sind ungeeignet, da sie wichtige Einflussfaktoren wie die (Rest-)Laststochastik und die Regelzonengröße nicht berücksichtigt. Die Ermittlung der notwendigen Reserveleistungen erfolgt durch die ÜNB in nicht nachvollziehbarer Weise.

Dezentrale Marktarchitektur und mit wichtiger Stellung der ÜNB

Die Deregulierung des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems im Jahr 1998 brachte die gesellschaftsrechtliche Trennung der Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Übertragung und übertrug die horizontalen Koordinationsaufgaben auf den Markt. Die deutsche Marktarchitektur ist sehr weitgehend dezentralisiert. Lediglich die vier zentralen Regelenergiemärkte sind zentralisiert. Sie führen außerdem die vertikalen Koordinationsaufgaben durch. Die ÜNB sind rechtlich selbständig, jedoch in Konzernstrukturen mit dominanten Erzeugungsunternehmen integriert, was an verschiedenen Stellen zu Interessenkonflikten führen kann.

Suboptimale Größe der Regelzonen

Die Zusammenlegung von Regelzonen führt durch stochastische Größensparnisse zu einer Reduzierung der erforderlichen Regelleistungsbereitstellung. Dass dies möglich ist, zeigte die durch

Unternehmenszusammenschlüsse erfolgte Reduzierung der Anzahl der Regelzonen seit 1998 von neun auf vier.

Ineffiziente Preise im Regelenenergie- und Echtzeitmarkt

Die Echtzeitpreise in jeder Regelzone werden entsprechend dem Einsatz von Regelenenergie durch den ÜNB festgelegt. Sie entsprechen den Geboten von Regelenenergieanbietern im Regelenenergiemarkt. Durch die Umlage des Leistungsanteils der Gebote auf die Netznutzungsentgelte reflektieren die Echtzeitpreise nur einen Teil der Kosten, den die kurzfristige Leistungsbereitstellung zur Sicherung der Systemzuverlässigkeit verursacht.

Die in Deutschland seit 2001 implementierten vier Regelenenergiemärkte weisen unterschiedliche Ausschreibungs- und Abrechnungsmodalitäten sowie hohe Markteintrittsbarrieren auf. Dies führt zu eingeschränkter Liquidität der Märkte. Die Beurteilung der Marktergebnisse ist aufgrund ihrer unzureichenden Veröffentlichung nur eingeschränkt möglich. Insbesondere für die Minutenreservemärkte kann jedoch festgestellt werden, dass die geringe Anzahl von Marktteilnehmern zu einem überhöhten Preisniveau auf dem Echtzeitmarkt geführt hat. Während Echtzeitpreise beispielsweise im britischen System nach der Einführung der neuen Handelsregeln NETA im Frühjahr 2001 deutlich sanken, ist im untersuchten deutschen Teilmarkt ein Anstieg zu beobachten, der nur teilweise durch das Preisniveau der längerfristigen Forward-Märkte erklärt werden kann. Ein im Februar 2003 eingeleitetes Missbrauchsverfahren des Bundeskartellamtes gegen überhöhte Regelenenergiepreise ist mit Stand August 2004 noch nicht abgeschlossen. Schließlich werden Arbitragegeschäfte zwischen day-ahead- und Echtzeitmarkt, die ökonomisch rational sind und zu einer Senkung des Preisniveaus auf dem Echtzeitmarkt führen könnten, als „Missbrauch“ bezeichnet und teilweise sanktioniert.

Fehlender institutionalisierter intraday-Markt

Obwohl ein intraday-Markt die für Windenergie besonders wichtigen kurzfristigen Koordinationsanforderungen erfüllen kann, existiert dieser bislang nicht in institutionalisierter Form. Regelungen zur Entwicklung eines intraday-Marktes sind in der gültigen Verbändevereinbarung nur ansatzweise enthalten. Alle bislang durchgeführten Untersuchungen zur Quantifizierung des Minutenreservebedarfes für Windenergie gehen von einer Abdeckung des Stundenreservebedarfs durch Minutenreserve aus.²⁵⁰ Dies führt zu einer Überschätzung der tatsächlich zur Ausregelung notwendigen Regelleistung und -energiekosten.

Keine kurzfristige räumliche Koordination durch den Markt

Da die Integrationsform von EE keine unmittelbare Einbindung in den Strommarkt vorsieht und somit die rudimentär vorhandenen Mechanismen zum Netzengpassmanagement nicht greifen können, erfolgt die vertikale Koordination über einen separaten Mechanismus, der als Erzeugungsmanagement bezeichnet wird.

²⁵⁰ Vgl. Dany, G. et al. (2003), S. 563

Das Erzeugungsmanagement beinhaltet einen physikalischen Durchgriff des ÜNB auf die EE und berücksichtigt dabei nicht evtl. andere Optionen, die zur Behebung des Engpasses genutzt werden könnten.

Selbst wenn eine direkte Marktintegration von EE durchgeführt würde, könnte der ÜNB nicht auf definiert räumlich verteilte Reserveleistung zurückgreifen. Die dezentrale Marktarchitektur bringt mit sich, dass nicht sichergestellt werden kann, dass die ökonomisch günstigste Lösung zur Beseitigung des Netzengpasses gewählt wird: Aufgrund der bilateralen kurzfristigen Koordinationsform steht keine umfassende Datengrundlage für einen ökonomisch günstigen Redispatch zur Verfügung. Eine neutrale Position des ÜNBs bezüglich der Erzeugungsunternehmen (konzernintern vs. Wettbewerber) ist nicht sichergestellt. Das Netzengpassmanagement für die Netzkuppelstellen zu ausländischen Netzen ist durch die mit der Nutzung von EE verbundenen Prognoseunsicherheiten ineffizient.

Es besteht eine Anreizstruktur zur Flexibilisierung der Erzeugungsleistung

Die deutsche Marktarchitektur bietet Marktteilnehmern nur auf dem Regelmarkt durch zweiteilige Preise die Möglichkeit, Inflexibilitätskosten der Erzeugungsleistung abzusichern. Auf dem day-ahead und intraday-Markt müssen Inflexibilitätskosten in das einteilige Gebot eingepreist werden. Daraus ergibt sich ein Anreiz durch Investition in flexiblere Technologien die Inflexibilitätskosten beziehungsweise die Risikoprämie bei Geboten zu verringern.

Keine Optimierung der langfristigen vertikalen Koordination mit Übertragung/Verteilung

Es finden keine übergeordnete Optimierung der Standorte von EE, konventioneller Kraftwerke und des Netzausbaus statt, da keine Institution existiert, die zwischen den Interessen der Marktteilnehmer vermittelt.

Fehlende Fähigkeit des Regulierungssystems zur kurzfristigen Modifikation der Marktstruktur

Das in Deutschland praktizierte Modell einer evolutionären Anpassung von Marktregeln durch die beteiligten Akteure auf der Grundlage von Vereinbarungen mit Richtliniencharakter bringt effiziente Lösungen nur bei einer ausgewogenen Machtverteilung der betroffenen Akteure hervor. Aufgrund der eigentumsrechtlichen Verflechtung von ÜNB und Erzeugungsgesellschaften einerseits und der schwachen Mobilisierungsfähigkeit von Verbrauchern und Eigentümern von EE andererseits müsste dieses Kräfteungleichgewicht durch regulatorischen Druck ausgeglichen werden. Das Bundeskartellamt hat diesen bislang nur in geringem Ausmaß ausgeübt. Die künftige Regulierungsbehörde wird somit entweder mit direkten Vorgaben in die Marktarchitektur eingreifen oder ihren Druck auf die Marktakteure zur Erzielung von effizienten Verhandlungsergebnissen erhöhen müssen.

Anpassungen der Koordinationsinstrumente

Abbildung 4-11 fasst die vorgeschlagenen Änderungen der Koordinationsfunktionen zusammen. Erkennbar ist zum einen die Verlagerungen von Aufgaben von den ÜNB zu einer Koordinationssinstitution. Diese integriert Koordinationsfunktionen der kurzfristigen Strommärkte, was durch den schwarzen Kasten symbolisiert wird. Zum anderen ist die Verlagerung der Prognoseaufgabe zu den EE-Anlagebetreibern erkennbar.

Zeitraum Akteure		Langfristig		Day-ahead		Intraday		Echtzeit		Nach Lieferung	
		Erzeuger		Erzeugungsplanung		Economic dispatch, Angebotserstellung EE-Lastprognose		Momentan-optimierung EE-Lastprognose		Lieferung	
Koordinierungsinsti- tutionen		Koordination der Systemplanung		Händler, Broker		A					
				Betrieb Börse (Day-ahead) B ₂		Betrieb Börse (Intraday) B ₂					
		Übergang von Aufgaben zur Koordinierungsinstitution		Betrieb Regelenergiemarkt		Netzungpassmanagement		Netzungpassmanagement		Feststellung Echtzeitpreis, Abrechnung	
				Netzungpassmanagement		Fahrplanmanagement		Fahrplanmanagement			
				Fahrplanmanagement							
Systembetreiber (4 ÜNB)		Netzplanung		Operative Netzführung		Operative Netzführung		Regelenergieeinsatz			
Händler, Verbraucher		Verbrauchsplanung		Nachfrageprognose, Gebotsabgabe				Verbrauch			

Legende: Die Buchstaben bezeichnen die Marktformen, die für die Koordinationleistung Anwendung finden.
 Neue Aufgaben

Abbildung 4-11: Vorschlag für eine Aufgabenverteilung und Marktformen im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem

5 Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick

Ausgangspunkt dieser Arbeit sind zwei wesentliche Entwicklungen in den Elektrizitätsversorgungssystemen seit Mitte der 1990er Jahre. Zum einen hat die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft in zahlreichen Ländern in der Form der Separierung der bislang vertikal integrierten Wertschöpfungskette von Elektrizität und zur Einführung von Wettbewerb auf dem Strommarkt stattgefunden. Das innerhalb von integrierten Unternehmen genutzte Koordinationsprinzip Hierarchie wurde damit teilweise durch die Koordination über Marktpreise ersetzt. Zum anderen werden stochastisch einspeisende EE verstärkt zur Stromerzeugung genutzt, um die negativen Umwelteffekte konventioneller Wärmekraftwerke zu vermeiden. Aufgrund der Charakteristika von Erneuerbaren Energie sind die Koordinationsaufgaben, die zur wirtschaftlich effizienten technischen Integration von EE in ein von konventionellen Wärmekraftwerken dominiertes Elektrizitätsversorgungssystem erforderlich sind besonders komplex. In dieser Arbeit wurden diese beiden Entwicklungen zusammengeführt und die Fragestellung behandelt, inwieweit Märkte diese Koordinationsaufgaben durchführen können und wie sie gestaltet werden müssen, um diese Aufgaben effizient zu erfüllen. Diese Fragestellung wurde in der Literatur bislang nur ansatzweise behandelt.

In Deutschland wurde mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1998 die Elektrizitätswirtschaft liberalisiert und mit dem im Jahr 1990 in Kraft getretenen Stromeinspeisegesetz begann ein starkes Wachstum der Nutzung von EE zur Stromerzeugung. Die Frage nach der Durchführung der durch EE beeinflussten Koordinationsaufgaben durch Strommärkte stellt sich somit auch für das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem. Daher erfolgten anhand des Beispiels von Deutschland eine Konkretisierung der Darstellung und eine Ableitung von konkreten Handlungsempfehlungen für das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem.

Zur Bearbeitung dieser Fragestellungen wurden zunächst die Koordinationsaufgaben in einem Elektrizitätsversorgungssystem allgemein dargestellt und im Anschluss die sich aus der Integration von EE ergebenden speziellen Koordinationsaufgaben analysiert. Es wurde festgestellt, dass die Integration von EE in ein Elektrizitätsversorgungssystem keine grundsätzlich neuen Koordinationsanforderungen stellt, sondern stellenweise bestehende Koordinationsaufgaben erschwert. Wesentliche Einzelergebnisse der Analyse sind:

1. Der stochastische Charakter der Leistungsbereitstellung von EE führt bei ihrem Einsatz in Elektrizitätsversorgungssystemen zu Auswirkungen auf die kurzfristige, horizontale Koordination: Aufgrund von Inflexibilitäten von Kraftwerken des konventionellen Kraftwerksparks erhöht sich bei steigender Laststochastik der EE die notwendige Reservebereitstellung (horizontal-zeitliche Koordinationsaufgabe). Im Falle der Windenergie ist die bereitzustellende Minutenreserveleistung direkt von dem Prognosefehler der Erzeugungsleistung abhängig. Da Prognosefehler meist länger andauern, ist Minutenreserveleistung teilweise durch Stundenreserveleistung ersetzbar.
2. Die langfristigen horizontalen Koordinationsaufgaben bestehen aus der Bereitstellung des kostenoptimalen Kraftwerksmixes, der hinsichtlich der Verhältnisse von Investitions- zu

Betriebskosten der einzelnen Kraftwerke und seiner Flexibilitätsstruktur auf die Charakteristika der EE abgestimmt sein muss. Untersuchungen, die ein optimales Verhältnis von konventioneller Kraftwerksleistung zu der installierten Leistung von EE ermitteln, sind mit den Randbedingungen eines regulierten Marktes erstellt worden. Ihre Ergebnisse sind auf die Situation in liberalisierten Märkten nur eingeschränkt übertragbar und können daher nicht als Steuerungsgröße herangezogen werden.

3. Die vertikalen Koordinationsaufgaben mit dem Transport- und Verteilungsnetz sind von der teilweise hohen Standortinflexibilitäten von EE geprägt. Dies gilt insbesondere für Windenergieanlagen und Wasserkraftwerke. Kurzfristig muss das Netzengpassmanagement auch bei häufigen, kurzfristig auftretenden Netzengpässen einen kostenoptimalen Redispatch gewährleisten. Langfristig besteht die Koordinationsaufgabe darin, in einer Abwägung zwischen den Kosten des Netzausbaus und den Kosten des dauerhaften Engpassmanagements das Kostenoptimum zu realisieren.

Im Anschluss wurden die grundsätzlichen Vorteilhaftigkeiten verschiedener Gestaltungsoptionen für Strommärkte untersucht. Die wesentlichen Untersuchungsobjekte waren die Formen der Marktintegration des Stroms aus EE sowie der Zentralisierungsgrad der Marktarchitektur. Es wurde festgestellt, dass auch die durch EE erweiterten Koordinationsaufgaben durch Marktmechanismen durchgeführt werden können. Dazu ist eine direkte Marktintegration von EE (durch direktes Angebot am Strommarkt) einer indirekten Integration (über physische Wälzungsmechanismen) vorzuziehen. Weiterhin wurde gezeigt, dass zentrale Marktarchitekturen dezentraleren Architekturen bei der Integration von EE überlegen sind. Im Detail heißt dies:

1. Die Koordinationsleistungen, die theoretisch durch Strommärkte erbracht werden können liegen im Zeitbereich zwischen der intra-day-Koordination (ab ca. 1 Stunde vor Lieferung) und der langfristigen Koordination (Bau von Kraftwerken). Auszunehmen ist die langfristige Koordination des Netzausbaus mit der räumlichen Ansiedlung von Kraftwerken und Verbrauchern. Jedoch können räumliche, kurzfristige Marktpreise einer unabhängigen Koordinationsinstanz Hinweise geben, wo Netzausbauten langfristig effizient sind.
2. Eine Direktvermarktung von Strom aus EE auf dem Strommarkt ist einer physikalischen Weiterwälzung auf Endkunden überlegen da sie die mit der physischen Weiterwälzung verbundenen Transaktionskosten vermeidet. Bei der Direktvermarktung lassen Skaleneffekte die Bildung einer zentralen Vermarktungsinstitution wahrscheinlich werden. Weiterhin wird die Struktur der Vergütungen für die EE-Anlagenbetreiber zumindest teilweise dem Marktpreis angepasst werden müssen.
3. Die Erhöhung von kurzfristigen Koordinationsanforderungen durch EE bedeutet eine erhöhte Informationsdichte, die bei der Koordination berücksichtigt werden muss. Diese Informationen betreffen vor allem Inflexibilitäten von Kraftwerken und Verbrauchern. Werden diese Informationen

in einem Markt zentralisiert, kann eine erhöhte produktive Effizienz des Kraftwerkeinsatzes erzielt werden. So können Kraftwerksflexibilitäten in mehrteiligen Gebotsstrukturen ausgedrückt und bei der Marktkoordination durch Optimierungsalgorithmen besser berücksichtigt werden als bei dezentraler Koordination. Langfristig zementieren zentralisierte Märkte jedoch Inflexibilitäten des Kraftwerksparks, wenn mehrteilige Preise (Mindestvergütungen, Leistungspreise) inflexiblen Kraftwerken den Marktzugang vereinfachen sollen. Im Ergebnis ist festzuhalten, dass zur Erfüllung der kurzfristigen durch den vermehrten Einsatz von EE erhöhten Koordinationsleistungen aus statischer Sicht eine zentralisierte Marktstruktur vorteilhafter ist.

4. Zwischen den kurzfristigen Teilmärkten für Strom bestehen enge Verbindungen. Ihre Integration kann daher die Senkung von Transaktionskosten bringen. Sind die Märkte getrennt, darf die Ausnutzung von Arbitragebeziehungen durch Händler nicht behindert werden. Nur bei falsch gewählten Durchführungsregeln können Arbitragegeschäfte die Effizienz der Märkte senken.

Am Beispiel Deutschlands wurde untersucht, inwieweit Koordinationsaufgaben, die sich aus der Integration von EE ergeben, durch den deutschen Strommarkt geleistet werden können. Ergebnis der Untersuchung ist, dass die vorwiegend aus der Integration von Windenergie herrührenden Koordinationsaufgaben gegenwärtig nur in sehr beschränktem Maße durch den Strommarkt erfüllt werden können. Dies ist einerseits auf die nur mittelbare Integration von EE in den Strommarkt zurückzuführen, andererseits ist der deutsche Strommarkt durch Ineffizienzen vor allem im für eine effiziente Integration bedeutsamen kurzfristigen Bereich geprägt. Im Einzelnen wurde Folgendes festgestellt:

1. Eine unmittelbare Marktintegration von EE in den Strommarkt existiert nicht. Vielmehr legt das EEG einen physischen Wälzungsmechanismus des Stroms aus EE fest. Durch teilweise unnötige Transformationen des gewälzten Leistungsprofils ist die Weiterwälzung ineffizienter als eine unmittelbare Marktintegration.
2. Die physische Weiterwälzung des Stroms aus EE erfolgt durch ÜNB, die eigentumsrechtlich mit Erzeugungsunternehmen verbunden sind. Da mit der Weiterwälzung Stromhandelsfunktionen verbunden sind, können Interessenskonflikte bei der Wahrnehmung dieser Aufgabe nicht ausgeschlossen werden.
3. Die Analyse der Bestimmungen der EEG-Novelle 2004 hat ergeben, dass durch sie die diagnostizierten Ineffizienzen dieser Integrationsform zwar vermindert, aber nicht beseitigt wurden.
4. In Deutschland hat sich die Struktur der Strommärkte durch von den Marktakteuren getriebene Verhandlungen sowie einiger Auflagen des Bundeskartellamtes herausgebildet. Dies hat dazu geführt, dass die Koordinationsaufgaben weitestgehend dezentral vorgenommen werden. So wird Regelenergie von den vier ÜNB separat durch Ausschreibungen kontrahiert. Eine Analyse von Marktergebnissen des Regelenergiemarktes hat ergeben, dass in den Märkten keine Wettbewerbsbedingungen herrschen und ineffiziente Preise erzielt werden. Ursache für die ineffizienten Preise ist die Ausübung von Marktmacht der Regelenergieanbieter sowie Fehler in der

Marktgestaltung. Mögliche Synergien, die sich aus Kooperationen zwischen den ÜNB ergeben könnten, werden nicht genutzt.

5. Eine auf die Erzielung eines Gesamtkostenoptimums ausgerichtete langfristige Koordination von Kraftwerksstandorten und Netzausbau findet nur ansatzweise statt.
6. Eine dynamische Weiterentwicklung von Regulierungsregeln und Institutionen durch Verhandlungen der beteiligten Akteure ist innerhalb des deutschen Regulierungsparadigmas möglich. Effiziente Verhandlungsergebnisse werden allerdings nur erzielt, wenn das bestehende Kräfteungleichgewicht beseitigt werden kann.

Auf Grundlage der Ergebnisse der Analyse der gestalterischen Mängel der deutschen Marktstruktur wurden Veränderungen vorgeschlagen, die erforderlich sind, um den Strommarkt zur Erbringung von Koordinationsleistungen zur effizienten Integration von EE zu nutzen. Die Eckpunkte der vorgeschlagenen Änderungen der deutschen Marktgestaltung sind:

1. die Aufgabe des ineffizienten Wälzungsverfahrens für Strom aus EE nach EEG und Einführung einer Direktvermarktung,
2. die Nutzung von Größenvorteilen durch Zentralisierung von bisher durch die ÜNB dezentral wahrgenommene Funktionen wie die Zusammenlegung der Regelzonen, des Regelenergiemarktes und des Netzengpassmanagements,
3. die institutionelle Kopplung von Märkten mit großen Überschneidungsbereichen hinsichtlich der Marktteilnehmer und Handelsprodukte: Die Vereinigung der Strombörse EEX mit dem bisher bilateral abgewickelten intraday-Markt sowie dem dezentral abgewickelten Netzengpassmanagement,
4. die Schaffung von klar definierten Rahmenbedingungen für die netzführenden Stellen durch Neudefinition der Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit unter Einbeziehung des Einflusses der Nutzung von EE,
5. die Bildung einer Koordinationsinstitution für die langfristige Netz- und Kraftwerksausbauplanung, die die von den ÜNB bislang separat durchgeführte Planung ergänzt.

In dieser Arbeit wurde gezeigt, dass die in der bislang vorliegenden Literatur aus technischer Sicht betrachteten Anpassungen des Elektrizitätsversorgungssystems an eine Erzeugungsstruktur mit hohen Anteilen von EE über eine Marktsteuerung in weiten Teilen möglich sind. Es wurden Empfehlungen abgeleitet, deren Umsetzung zum Teil unmittelbare Effizienzwirkungen zeigen werden. Die Empfehlungen haben die Grundtendenz einer stärkeren Zentralisierung von Strommärkten. Diese Grundtendenz liegt in einer Linie mit Vorschlägen, die gegenwärtig für eine europäische und eine US-amerikanische Marktgestaltung diskutiert werden. So zeichnet sich in den Diskussionen des „Florence Forums“, in denen die verschiedenen Interessengruppen auf europäischer Ebene ihre Vorstellungen zur europäischen Strommarktregulierung artikulieren, ein Weg hin zu einer Zentralisierung der Marktarchitektur ab.

Ausgehend von der Fragestellung nach der optimalen Bewirtschaftung von Netzengpässen an den Kuppelstellen zwischen den nationalen Elektrizitätsversorgungssystemen zur Verwirklichung eines europäischen Binnenmarktes für Elektrizität wird deutlich, dass nur eine stufenweise Zentralisierung der Märkte eine wirtschaftliche Gesamtoptimierung des Elektrizitätsversorgungssystem erbringen kann.²⁵¹ Ähnliches gilt für die bereits mehrfach angesprochene Entwicklung des *Standard Market Designs* in den USA, das nach dem Vorbild von zentralisierten Marktstrukturen Nordamerikanischer Strommärkte entsteht.²⁵² Die Diskussion des Modells ist bis Mitte 2004 noch nicht abgeschlossen.

Aus den Analysen dieser Arbeit ergeben sich weitere Forschungsmöglichkeiten, die sich vor allem auf die Konkretisierung und Umsetzung der Empfehlungen für den deutschen Strommarkt beziehen. Die wesentlichen sind abschließend kurz dargestellt.

Eine umfassende Studie zu den technischen Konsequenzen des Windenergieausbaus in Deutschland, die von der deutschen Energieagentur im September 2003 in Auftrag gegeben wurde, ist im Februar 2005 vorgestellt worden.²⁵³ In dieser Studie werden die in dieser Arbeit grob skizzierten Koordinationsanforderungen auf der Grundlage einer detaillierten Datenbasis für das deutsche Stromnetz und den Kraftwerkspark beschrieben und die optimalen Koordinationsergebnisse einer solchen Vorschau aus einer „Top-down“ Perspektive erstellt. Sie könnte eine Grundlage für weitergehende Untersuchungen bilden, die es ermöglichen, Quantifizierungen von erwarteten Effizienzgewinnen auch unter Berücksichtigung von Transaktionskosten durchzuführen. Eine wichtige Untersuchung bezieht sich auf die Auswirkungen der Gebotsstruktur eines zentralisierten Strommarktes auf die langfristige Flexibilitätsstruktur des Kraftwerksparks.

Die vorgeschlagenen Maßnahmen zur effizienteren Integration von EE in den liberalisierten Strommarkt zielen zum Großteil auf die Nutzung von Strompreisen zur Wahrnehmung von Koordinationsaufgaben ab. Dies wird sich voraussichtlich in Veränderungen der Volatilität der Strompreise ausdrücken. Dieser Parameter ist wiederum Grundlage für die Bewertung von Derivaten, die für die notwendigen Absicherungstransaktionen verwendet werden. Weiterführende Arbeiten können sich auf die Quantifizierungen der Volatilität beziehen.

Da festgestellt wurde, dass für langfristige Koordinationsentscheidungen zwischen Netz- und Kraftwerksbau Marktmechanismen nicht wirksam werden können, eröffnet sich weiterhin ein Forschungsfeld, das sich auf die Ausarbeitung von Handlungsrichtlinien für eine übergreifende, koordinierende Stelle konzentriert.

²⁵¹ Vgl. dazu die Dokumente des 10. Florence Forums unter http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/florence/index_en.htm

²⁵² Vgl. dazu die Ausführungen in Kapitel 3.4.2., sowie Kapitel 3.5.

²⁵³ Es handelt sich um die Studie "Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis 2020", die von der Deutschen Energieagentur in Auftrag gegeben wurde, und unter Beteiligung der wesentlichen Akteure (ÜNB, Windenergie-Verbände) entsteht.

6 Glossar

Ausgleichsenergie	In der deutschen Marktarchitektur verwendete Bezeichnung für die Differenz zwischen der Höhe der Fahrplananmeldung eines Bilanzkreisverantwortlichen und der Höhe der tatsächlich gelieferten Leistung. Ausgleichsenergie wird in Deutschland zum →Echtzeitpreis abgerechnet.
Cycling costs	Kosten des Kraftwerksbetriebs, die durch schnelle Laständerungen konventioneller Kraftwerke hervorgerufen werden. Diese sind vor allem die schnellere Abnutzung von Bauteilen sowie der Mehrverbrauch an Brennstoffen.
Day-ahead-Markt	Strommarkt, auf dem Stromprodukte gehandelt werden, deren Lieferung am folgenden Tag erfolgt.
Durchführungsregeln	(Engl. <i>Procedural Rules</i>). Detaillierte Beschreibung von Modalitäten der Abwicklung von Handelsgeschäften auf Strommärkten. Teil der Durchführungsregeln sind die → Settlement-Regeln.
Echtzeitpreis	Strompreis für eingespeiste oder abgenommene Strommengen, der zur Anwendung kommt, falls vorab über die Strommenge keine Zukunftsgeschäfte abgeschlossen wurden.
<i>Economic dispatch</i>	Kosten minimierende Tageseinsatzplanung für Kraftwerke, bei der im Rahmen operativer Betriebsplanung die konkreten Einschaltzeitpunkten sowie die Auslastung der einzelnen Kraftwerksblöcke festgelegt werden
Erneuerbare Energien (EE)	Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Stromerzeugung
<i>Fat boy trades</i>	Geschäfte, die durch „Überspeisung“ Erlöse für Überschussenergie im Echtzeitmarkt erzielen, werden als „ <i>fat boy trades</i> “ bezeichnet
Gebots- und Preisstruktur (eines Strommarktes)	Beschreiben die Strukturen von Geboten (Order) und Preisen in Strommärkten. So wird zwischen ein- und mehrteiligen Geboten unterschieden. Mehrteilige Gebote beinhalten z.B. Nebenbedingungen (z.B. Mindesteinsatzzeiten) oder das Gebot für eine zweite Preiskomponente (z.B. Leistungspreis und Arbeitspreis).
<i>Generation Adequacy</i>	Adequate Bereitstellung von Kraftwerksleistung zur Deckung der Last zu jedem Zeitpunkt. Beeinflusst die Realisierung der Versorgungszuverlässigkeit
Grundlegende Merkmale	(Engl. <i>Basic Conditions</i>). Bezeichnen in der industrieökonomischen Literatur die Merkmale von Angebot und Nachfrage. Auf Strommärkte bezogen beschreiben sie Charakteristika der Stromnachfrage (z.B. zeitliche Struktur oder Preiselastizität) und des Stromangebotes (z.B. des Kraftwerksparks).

Inflexibilitätskosten	Inflexibilitätskosten bestehen aus Startkosten, <i>cycling-costs</i> und variablen Kosten, die über das Kostenniveau hinausgehen, das sich bei einem Einsatz der Kraftwerke nach der Reihenfolge ihrer variablen Kosten ergäbe.
Intra-Day-Markt	Märkte, die in einem Zeitbereich zwischen dem → day-ahead-Markt und dem Zeitpunkt der Übernahme der Verantwortung der Leistungsbereitstellung durch den → Systembetreiber liegen.
Konventionelle Kraftwerke	Kraftwerke, bei der thermische Energie zur Stromerzeugung eingesetzt wird (auch als Wärmekraftwerke bezeichnet).
Koordinationsaufgaben	Koordinationsaufgaben in einem Elektrizitätsversorgungssystem bezeichnen die Notwendigkeit der Abstimmung von Entscheidungen über den Einsatz von Erzeugung, Übertragung und Verbrauch von Elektrizität. Die optimale Abstimmung der Entscheidungen erzielt unter der Rahmenbedingung der Versorgungszuverlässigkeit ein Gesamtkostenminimum.
<i>Marginal Cost Pricing (MCP)</i>	→Settlement-Regel, bei der die Abrechnung aller Gebote zum Marktpreis erfolgt. Der Marktpreis wird entsprechend der Höhe des marginalen Gebotes festgesetzt, das die bestehende Nachfrage deckt.
Marktarchitektur	Zuordnung von Koordinationsaufgaben zu Marktinstitutionen, die Festlegung der Form des Zusammenwirkens von Marktinstitutionen, sowie die Festlegung des Funktionsumfang des verbliebenen Monopolbereiches und seine Regulierung
Marktform	In dieser Arbeit verwendeter übergeordnete Ausdruck für den →Zentralisierungsgrad sowie die →Gebots- und Preisstruktur eines Strommarktes.
Marktgestaltung	Festlegung der Marktarchitektur, Marktformen und Durchführungsregeln.
Marktstruktur	Gesamtheit der Unternehmensstruktur, Marktarchitektur, der Regulierung der Versorgungszuverlässigkeit sowie die Form der Integration von EE. Sie wird durch die Verfahrens- und Strukturregulierung beeinflusst. Die Marktstruktur ist ein Element des → SVE-Ansatzes.
<i>Pay as Bid (PaB)</i>	Bei diesem Verfahren erhalten erfolgreiche Bieter ihren individuellen Gebotspreis.
Poolmodell	Marktarchitektur, die aus zentralisierten Marktformen besteht. Die Anwendung dieser Marktarchitektur erfolgte in England/Wales bis 2001.
Regelenergie	Bei dem Einsatz von →Regelleistung umgewandelte Energie.

Regelenergiemarkt	Markt auf dem der → Systembetreiber Regelleistung (als Option) bezieht, die er zur Sicherung der Versorgungszuverlässigkeit bereitstellt, daher eigentlich „Regelleistungsmarkt“.
Regelleistung	Bereitgestellte Kraftwerksleistung oder Leistung von Verbrauchern, die der → Systembetreiber einsetzen kann, um das Gleichgewicht zwischen Elektrizitätsangebot und –nachfrage herzustellen. Regelleistung kann weiter unterschieden werden in Minutenreserve, Sekundärregelreserve und Primärregelleistung.
Restlast	Die Restlast ist die von Erzeugungssystemen zu deckende Elektrizitätsnachfrage abzüglich der durch Erneuerbare Energien bereitgestellten Energie.
Settlement-Regel	Abrechnungsregeln, in denen festgelegt wird zu welchen Preisen die Gebote an Strombörsen nach Feststellung des Gleichgewichtspreises abgerechnet werden.
<i>side payments</i>	Zahlungen, die in Strommärkten mit bei mehrteiligen Gebots- und Preisstrukturen über die Energievergütung hinausgehen und z.B. die Leistungsbereitstellung separat vergüten
SVE-Ansatz	Der Struktur-Verhaltens-Ergebnis-Ansatz nach Mason und Bain beschreibt die Beziehungen zwischen den grundlegenden Merkmalen, der Marktstruktur, der Regulierung und dem Marktergebnis.
Systembetreiber	Für die Zuverlässigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems verantwortliche Institution. Er organisiert die Erbringung von Systemdienstleistungen.
Systemdienstleistungen	Nach VDN: Für die Funktionstüchtigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems unvermeidlichen Dienstleistungen, die Systembetreiber erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen (dazu zählen Frequenzhaltung durch den Einsatz von Regelleistung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Betriebsführung).
<i>Trading arrangement</i>	Siehe → Marktarchitektur
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	In Deutschland: Eigentümer und Betreiber des Übertragungsnetzes und Systembetreiber
<i>Unit Commitment</i>	Tagesübergreifende Kraftwerkseinsatzplanung, auch als Blockeinsatz bezeichnet
Zentralisierungsgrad (eines Strommarktes)	Der Zentralisierungsgrad eines Strommarktes gibt an, in welchem Umfang einer Koordinationsinstitution Kompetenzen zugewiesen werden.

7 Literaturverzeichnis

7.1 Gesetze und Verordnungen

EEG (2000): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29. März 2000 (BGBl I 2000 S. 305).

EEG (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29. März 2000 (BGBl I 2000 S. 305) Zuletzt geändert durch Gesetz v. 22.12.2003 (BGBl. I S. 3074).

EnWG (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 13.07.2005 (BGBl. I S. 1970).

StrEG (1990): Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz - StrEG) vom 7. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2633; 1994 S. 1618; 1998 S. 730), aufgehoben durch das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes Vom 29. März 2000 (BGBl. I 2000, S. 305).

7.2 Verwendete Literatur

Baehr, Reinhart (1985): Konzeption und Aufbau von Dampfkraftwerken. In: Bohn, Thomas, Handbuchreihe Energie, 5, Technischer Verlag Reschl/Verlag TÜV Rheinland GmbH, Köln.

Baldick; Ross und Kahn, Edward (1993): Transmission Planning Issues in a Competitive Economic Environment. In: IEEE Transactions on Power Systems, 8, 4, S. 1497-1503.

Bathurst, Gream und Strbac, Goran (2001): The value of Intermittent Renewable Sources in the first week of NETA. In: Tyndall Briefing Note.

Baughman, Martin L. und Siddiqi, Shams N. (1991): Real-Time Pricing of Reactive Power: Theory and Case Study Results. In: IEEE Transactions on Power Systems, 6, 1, February, S. 23-29.

Baughman, Martin L.; Siddiqi, Shams N. und Zarnikau, Jay W. (1997): Advanced Pricing in Electrical Systems Part II: Implications. In: IEEE Transactions on Power Systems, 12, 1, February, S. 496-502.

Bauknecht, Dierk und Collela, Whitney (2002): NETA und die Folgen für erneuerbare Energien und KWK-Anlagen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 52. Jg., 6, S. 415-417.

Bazovsky, Igor (1961): Reliability Engineering and Practice, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N. J.

Berger, Arthur W. und Schweppe, Fred C. (1989): Real Time Pricing to Assist in Load Frequency Control. In: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, Nr. 3, S. 920-926.

- Bernow, Stephen et al. (1994): Modelling Renewable Electric Resources: A Case Study of Wind, Tellus Institute, Boston, Tellus No. 91-187, Cambridge, MA.
- Bernreuter, Johannes (2003): Willkommenes Alibi: Die Elektrizitätswirtschaft schiebt Ökostrom als Grund für überhöhte Regelenergiepreise vor. In: Photon, Nr. 6, S. 10-16.
- Beune, René J. L. und Nobel, Frank (2001): System Balancing In The Netherlands, Conference on Methods to Secure Peak Load Capacity on Deregulated Electricity Markets, June 7-8, Stockholm.
- Billinton, R. und Chen, Hua (1998): Assessment of Risk-Based Capacity Benefit Factors Associated With Wind Energy Conversion Systems. In: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, Nr. 3, August, S. 1191-1196.
- Billinton, Roy und Allan, Roland N. (1996): Reliability Evaluation of Power Systems, 2, Plenum Press, New York.
- Bitsch, Rainer (1998): Tomorrow's energy needs require intelligent networks. In: Modern Power Systems, Vol. 18, Nr. 9, S. 19-24
- Bitsch, Rainer (2001): Achieving Energy System and Market Compatibility of RES and DG by Modern Information Technology, Integration of RES and DG in Energy System, Brussels 25.-26.9.2001, Brüssel.
- BMWA (2003): Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: Energiedaten 2003, Berlin.
- Böhmer, Till (2003): Förderung und Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung - Erfahrungen und Perspektiven, VDEW Konferenz: Regenerative Energien - Herausforderung und Perspektive für die Elektrizitätswirtschaft, 25-26.2.2003, Berlin.
- Borchert, Jörg (2004): Analyse von Determinanten der Großhandelspreise für Elektrizität anhand einer Systemstudie des deutschen Marktes, Diss. TU Berlin.
- Borenstein, Severin; Jaske, Michael und Rosenfeld, Arthur (2002): Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets, CSEM WP 105 (CSEM Working Paper Series), California.
- Börnigk, Stefan und Schwab, Adolf J. (2002): Ausfallkosten für Industrieunternehmen durch Stromversorgungsunterbrechungen. In: ew, Vol. 101, Nr. 12, S. 36-39.
- Bosse, Felix (1998): Ein Verfahren zur Bewertung energiepolitischen Handels in einer offenen Gesellschaft, Mensch & Buch Verl., Berlin.
- Bouillon, Hanns (1998): Windenergienutzung und Kraftwerkseinsatzplanung, ISET Kassel.
- Brattle Group (2000): Shortening the NYISO's Installed Capacity Procurement Period: Assessment of Reliability Impacts.
- Bundeskartellamt (2000): RWE / VEW, Geschäftszeichen B8- 309/99, Entscheidungen des Bundeskartellamtes auf dem Gebiet der Fusionskontrolle.

- Bundeskartellamt (2002): Marktöffnung und Gewährleistung von Wettbewerb in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft.
- Bundeskartellamt (2003a): Tätigkeitsbericht 2001/2002, Bonn.
- Bundeskartellamt (2003b): Bundeskartellamt leitet Missbrauchsverfahren gegen RWE- und E.ON- Unternehmen wegen überhöhter Regelenenergie-Preise ein, Pressemeldung.
- Bushnell, James und Saravia, Celeste (2002): An Empirical Assessment of the Competitiveness of the New England Electricity Market, CSEM WP 101 (CSEM Working Paper Series), California.
- Cameron, Lisa und Cramton, Peter (1999): The Role of the ISO in U.S. Electricity markets: A Review of Restructuring in California and PJM. In: Electricity Journal, Vol 12, Nr. 3, S. 71-81.
- Chao, H. und Peck, S. C. (1997): An Institutional Design for an Electricity Contract Market with Central Dispatch. In: The Energy Journal, Vol. 18, Nr. 1, S. 85-110.
- Chao, Hung-po und Wilson, Robert (2002): Multi-Dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Incentive-Compatible Evaluation and Settlement Rules. In: Journal of Regulatory Economics, Vol. 22, Nr. 2, S. 161-183.
- Comisión Nacional de Energía (CNE) (2001): Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura, Madrid.
- Cramton, Peter (2003): Electricity Market Design: The Good, the Bad, and the Ugly, Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences, January.
- Czisch, G. and Trieb, F. (2002): Optionen einer Europäisch-, Transeuropäischen Stromversorgung aus erneuerbaren Energien. In: Energiespeicher - Fortschritte und Betriebserfahrungen, VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI Berichte, Nr. 1734, VDI Verlag, Düsseldorf, S. 21-36.
- Dany, G. et al. (2000): Wert der Windenergieeinspeisung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 50, Nr. 1/2, S. 48-52.
- Dany, Gundolf (2000): Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil. In: Haubrich, H.-J., Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Vol. 71, Nr. 1, Klinkenberg Verlag, Aachen.
- Dany, Gundolf et al. (2003): Auswirkungen der zunehmenden Windenergieeinspeisung auf die Übertragungsnetzbetreiber. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 53, Nr. 9, S. 562-566.
- DeCarolis, Joseph F. und Keith, David W. (2005): The Costs of Wind's Variability: Is There a Threshold? In: Electricity Journal, Vol. 18, Nr. 1, S. 69-77.
- De Vries, Laurens und Neuhoff, Karsten (2003): Insufficient investment in generating capacity in energy-only electricity markets, Workshop on Applied Infrastructure Research, Berlin, October 11, 2003, Technische Universität Berlin, FG für Wirtschafts und Infrastrukturpolitik WIP, Berlin.

- DeMeo, Ed; Porter, Kevin und Wiese, Steve (2003): Implications of Energy Scheduling Requirements for Wind Energy, National Wind Coordinating Committee statements.
- Dennerlein, Rudolf K. H. (1987): Residential Demand for Electrical Appliances and Electricity in the Federal Republik of Germany. In: The Energy Journal, Vol. 8, Nr. 1, S. 69-86.
- Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (1997): Zuverlässigkeit elektrischer Versorgungssysteme - Leistungsreserve im Verbundbetrieb -, DVG, Heidelberg.
- Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG) (1997): Dienstleistungen im elektrischen Versorgungssystem, Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG), Heidelberg.
- Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG) (2000): Jahresbericht 2000, Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG), Heidelberg.
- Deutscher Bundestag (2002): Enquete-Kommission - Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung. In: Deutscher Bundestag, Zusammenfassung des Berichts; Auszug aus Drucksache 14/9400, 12/9400, Berlin.
- Dittmer, Manfred (1989): Lastmanagement bei zeitvariabler Elektrizitätspreisbildung in Industriebetrieben. In: Winje, Dietmar and TU Berlin, Schriftenreihe Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energie- und Rohstoffwirtschaft, Vol. 2, Nr. 1, Springer-Verlag, Berlin.
- Doorman, Gerard L. und Nygreen, Bjorn (2002): An integrated model for market pricing of energy and ancillary services. In: Electric Power Systems Research, Vol. 61, Nr. 3, S. 169-177.
- Dosi, Giovanni (1988): Sources, Procedures and Microeconomic Effects of Innovation. In: Journal of Economic Literature, Vol. 16, S. 1120-1171.
- Dreher, Martin et al. (1999): Grüne Angebote in Deutschland im internationalen Vergleich. In: ZfE, Nr. 3, S. 235-248.
- Drillisch, Jens (2001): Quotenregelung für regenerative Stromerzeugung - Ein umweltpolitisches Instrument auf liberalisierten Elektrizitätsmärkten. In: von Weizsäcker, C. Christian, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 57, Oldenbourg Industrieverlag GmbH, München.
- Dubin, Jeffrey und McFadden, Daniel (1984): An Econometric Analysis of Residential Electric Appliance Holdings and Consumption. In: Econometrica, Vol. 52, Nr. 2, S. 345-362.
- Dunn, Seth (2000): Micropower: The Next Electrical Era, Worldwatch Institute, Worldwatch Paper Nr. 151.
- Ehrenmann, Andreas und Neuhoff, Karsten (2003): A comparison of electricity market designs in networks, CMI Working Paper 31, Cambridge Working Papers in Economics, CWPE 0341, Cambridge.
- Energiestiftung Schleswig Holstein (1997): Kostenorientierte Strompreisbildung - Entwicklung und Test eines lastabhängigen Echtzeit-Tarifs in Eckernförde, Studie erstellt von der Forschungsgesell. für umweltschonende Energieumwandlung und -nutzung mbH, Studie 4, Kiel.

- EPRI – Electric Power Research Institute (1995): Winning Retail Strategies: Beyond Innovative Rate Design, Research Report TR-105226, Palo Alto, CA.
- EU Kommission (2003): Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen, KOM(2003) 740 endgültig.
- Fenton, F. H. (1982): Survey of cyclic load capabilities of fossil-steam generation units. In: IEEE Transactions PAS, Vol. 101 , Nr. 6.
- FERC (2002): Notice of Proposed Rulemaking – Standard Market Design.
- Fishedick, Manfred und Kaltschmitt, Martin (1994): Photovoltaische und windtechnische Stromerzeugung im Kraftwerksverbund - Lastanalyse und Kraftwerkseinsatz. In: Elektrizitätswirtschaft, Vol. 93, Nr. 4, S. 160-167.
- Flechner, Bernd und Wolter, Horst (2000): Kraftwerkseinsatzoptimierung im liberalisierten Strommarkt. In: Elektrizitätswirtschaft, Vol. 99, Nr. 9, S. 29-37.
- Fleischer, Torsten et al. (1995): Energiespeicherung in Supraleitenden Spulen (SMES) - Ergebnisse einer Technikfolgenabschätzung. In: Forschungszentrum Karlsruhe, Technik und Umwelt, Wissenschaftliche Berichte; FZKA 5575, Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe.
- Fleischer, Torsten et al. (2000): TA-Projekt "Elemente einer Strategie für eine nachhaltige Energieversorgung" - Vorstudie, TAB Arbeitsbericht Nr. 69, Berlin.
- Ford, Andrew (1999): Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western United States. In: Energy Policy, Vol. 27, S. 637-658.
- Ford, Andrew (2001): Waiting for the boom: a simulation study of power plant construction in California. In: Energy Policy, Vol. 29, S. 847-869.
- Forum für Zukunftsenergien (1997): Langfristige Aspekte der Energieversorgung - Folgerungen und Kriterien für die Energiepolitik heute. In: Forum für Zukunftsenergien, Schriftenreihe des Forums, Band 40, Forum für Zukunftsenergien, Bonn.
- Fritsch, Michael; Wein, Thomas und Ewers, Hans-Jürgen (2001): Marktversagen und Wirtschaftspolitik - Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns, 4. Auflage , Verlag Franz Vahlen GmbH, München.
- Geue, Heiko (1997): Evolutionäre Institutionenökonomik - ein Beitrag aus der Sicht der österreichischen Schule. In: Gutmann, G., Hamel, H., Pleyer, K., Schüller, A., and Thieme, H. J., Schriften zu Ordnungsfragen der Wirtschaft, Band 55, Lucius und Lucius, Stuttgart.
- Giebel, Gregor (2000): On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe, Diss. Universität Oldenburg FB Physik.

- Grawe, Joachim (1990): Zentrale und dezentrale Energieversorgung. In: Elektrizitätswirtschaft, Vol. 89, Nr. 22, S. 1207-1218.
- Grubb, M. J. (1991): The Integration of Renewable electricity sources. In: Energy Policy, Vol. 19, S. 670-687.
- Grubb, Michael John (1987): The integration and analysis of intermittent sources on electricity supply systems, Diss., University of Cambridge.
- Grunwald, Armin et al. (2002): Kernfusion - Sachstandsbericht, TAB Arbeitsbericht Nr. 75, Berlin.
- Grütter, Konrad (2001): Perspektiven einer dezentralen Elektrizitätsversorgung im liberalisierten Strommarkt, Technische Universität Berlin, Fakultät VIII, FG Energie- und Rohstoffwirtschaft, Diplomarbeit, Berlin.
- Habay, Pascal (1999): The emergence of distributed generation in the European electricity industry. In: Power Economics, May, S. 24-25.
- Hanitsch, R. et al. (1993): Zeitvariable lineare Stromtarife - eine empirische Untersuchung im Versorgungsgebiet der Berliner Kraft- und Licht (Bewag)-Aktiengesellschaft, TU Berlin, Zeitvariable lineare Stromtarife, Berlin.
- Hirst, Eric (2000): Electric Reliability: Potential Problems and Possible Solutions, Oak Ridge, Tennessee.
- Hirst, Eric (2001): Real-time Balancing Operations and Markets: Key to Competitive Wholesale Electricity Markets, Prepared for Edison electric Institut and Projekt for Sustainable FERC Energy Policy, Oak Ridge, TN.
- Hirst, Eric und Kirby, Brendan (1998): Simulating the Operation of Markets for Bulk-Power Ancillary Services. In: Energy Journal, Vol. 19, Nr. 3, S. 49-68.
- Hirst, Eric und Kirby, Brendan (2000a): Measuring Generator Performance in Providing the Regulation and Load-Following Ancillary Services, Oak Ridge, Tennessee.
- Hirst, Eric und Kirby, Brendan (2000b): Customer-Specific Metrics for the Regulation and Load-Following Ancillary Services, Oak Ridge National Laboratory, ORNL/CON-474, Oak Ridge, Tennessee.
- Hobbs, Benjamin F.; Inón, Javier und Kahal, Matthew (2001): Issues concerning ICAP and alternative approaches for power capacity markets, Conference on Methods to Secure Peak Load Capacity on Deregulated Electricity Markets, June 7-8, Stockholm.
- Hogan, William W. (1992): Contract Networks for Electric Power Transmission. In: Journal of Regulatory Economics, Vol. 4, S. 211-242.
- Hogan, William W. (2002): Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms. In: Journal of Regulatory Economics, Vol. 21, Nr. 1, S. 103-132.
- Hoppe-Klipper, Martin (2004): Regelenergiebedarf und Windeinspeisung: In: Symposium "Der Regelenergiemarkt" der Prognoseforum GmbH, Leipzig, Sept. 2004.

- Hunt, Sally (2002): Making competition work in electricity, John Wiley & Sons, New York.
- ISET (1998): Jahresauswertung 1998, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V., "Wissenschaftliches Meß- und Evaluierungsprogramm" (WMEP) zum Breitentest "250 MW Wind", Kassel.
- Jensch, Werner (1987): Vergleich von Energieversorgungssystemen unterschiedlicher Zentralisierung unter Berücksichtigung von energietechnischen, ökonomischen und ökologischen Parametern, München.
- Johannes Bernreuter (2003): Willkommenes Alibi: Die Elektrizitätswirtschaft schiebt Ökostrom als Grund für überhöhte Regelenergiepreise vor. In: Photon, Vol. 6, S. 10-16.
- Joseph F. DeCarolis und David W. Keith (2005): The Costs of Wind's Variability: Is There a Threshold? In: Electricity Journal, Vol. 18, Nr. 1, S. 69-77.
- Joskow, P. L. und Tirole, J. (2000): Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks. In: Rand Journal of Economics, Vol. 31, Nr. 3, S. 450-487.
- Joskow, Paul und Tirole, Jean (2003): Merchant Transmission Investment. Working paper.
- Joskow, Paul L. (1995): The New Institutional Economics: Alternative Approaches. In: Journal of Institutional and Theoretical Economics, Vol. 151, Nr. 1, S. 248-259.
- Joskow, Paul L. (1996): Introducing Competition into Regulated Network Industries: from Hierarchies to Markets in Electricity. In: Industrial and Corporate Change, Vol. 5, Nr. 2, S. 3431-382.
- Joskow, Paul L. (1998): Electricity Sectors in Transition. In: The Energy Journal, Vol. 19, Nr. 2, S. 25-52.
- Joskow, Paul L. (2000): Transaction cost economics and competition policy.
- Joskow, Paul L. und Schmalensee, Richard (1983): Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation, MIT Press, Cambridge, MA.
- Kaltschmitt, Martin und Wiese, Andreas (1996): Zur Definition der Kapazitätseffekte einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung. In: BKW, S. 67-71.
- Kamat, Rajnish und Oren, Shmuel S. (2002): Rational Buyer Meets Rational Seller: Reserves Market Equilibria under Alternative Auction Designs. In: Journal of Regulatory Economics, Vol. 21, Nr. 3, S. 247-288.
- Kariuki, K. K. und Allan, R. N. (1996): Evaluation of reliability worth and value of lost load. In: IEE Proceedings-Generation Transmission and Distribution, Vol. 143, Nr. 12, S. 171-180.
- Kiefer, Klaus und Hoffmann, Volker U. (1997): Energieerträge von netzgekoppelter Photovoltaik-Anlagen in Deutschland. In: Elektrizitätswirtschaft, Vol. 96, Nr. 24, S. 1442-1446.
- Klopfer, Thomas und Schulz, Walter (1993): Märkte für Strom - Internationale Erfahrungen und Übertragbarkeit auf Deutschland. In: Klopfer, Thomas, Schulz, Walter, and Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Vol. 42, Nr. 1, Oldenbourg Verlag GmbH, Köln

- Knieps, Günter (2001): Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik, Springer-Verlag, Berlin.
- Kogelschatz, Bernhard (1999): Vergleich von Modellen liberalisierter Elektrizitätsmärkte, Technische Universität Berlin, Fakultät VIII, FG Energie- und Rohstoffwirtschaft, Diplomarbeit, Berlin.
- Kosman, Gerard und Rusin, Andrzej (2001): The influence of the start-ups and cyclic loads of steam turbines conducted according to European standards on the component's life. In: Energy, Vol. 26, Nr. 12, S. 1083-1099.
- Krämer, Marcel (2003): Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Einspeisung von Windenergie. In: VDI, Fortschrittsberichte, Reihe 6, Band 492, VDI Verlag, Düsseldorf.
- Krishna, Vijay und Perry, Motty (1998): Efficient Mechanism Design.
- Kristiansen, Tarjei und Rosellón, Juan (2003): A Merchant Mechanism for Electricity Transmission Expansion, Workshop on Applied Infrastructure Research, Berlin, October 11, 2003, Technische Universität Berlin, FG für Wirtschafts und Infrastrukturpolitik WIP, Berlin.
- Kumkar, Lars (2000): Wettbewerbsorientierte Reformen der Stromwirtschaft. In: Horst Siebert, Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel, Kieler Studien, Nr. 305, Mohr Siebeck, Tübingen.
- Lange, Matthias; Focken, Ulrich und Heinemann, Ulrich (2002): Windleistung kalkulierbar machen. In: Erneuerbare Energien. Vol. 9, S. 34-37.
- Langer, Heinz (2002): Weltweit dezentrale Netzwerke. In: Sonnenenergie, November, S. 40-41.
- Langniß, Ole und Markard, Jochen (1999): Grüner Strom und staatliche Förderung: Eine Analyse der Wechselwirkungen. In: ZfE, Nr. 4, S. 275-284
- Lefton, S. A.; Besuner, P. M. und Grimsrud, G. P. (2002): The real cost of cycling powerplants: What you don't know will hurt you. In: POWER, November/December, S. 29-34.
- Lefton, Steve; Besuner, Phil und Grimsrud, Paul (1997): Understand what it really costs to cycle fossil-fired units. In: Power, March/April, S. 41-46.
- Lisa Cameron und Peter Cramton (1999): The Role of the ISO in U.S. Electricity markets: A Review of Restructuring in California and PJM. In: Electricity Journal, Vol. 12, Nr. 3, S. 71-81.
- Littlechild, Stephen C. (2003): Wholesale Spot Price Pass-Through. In: Journal of Regulatory Economics, Vol. 23, Nr. 1, S. 61-93.
- Lovins, Amory B. et al. (2002): Small is Profitable: The Hidden Economic Benefits of Making Electrical Resources the Right Size, Rocky Mountains Institute.
- Luther, Matthias (2002): Entwicklung von Verbundnetzen unter Berücksichtigung hoher Windeinspeisung, Dokumentation des Fachkongresses der Deutschen Energie-Agentur und der Fördergesellschaft

Windenergie - Perspektiven für die Stromversorgung der Zukunft am 21. und 22. November 2002 in Berlin, Berlin, S.

- Luther, Matthias und Santjer, Fritz (2001): Technische und betriebliche Aspekte für den Netzanschluss von Windenergieanlagen. In: DEWI Magazin, Nr. 19, S. 14-22.
- Lux, Rainer; Sontow, Jette und Voß, Alfred (1999): Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Forschungsbericht, 56, Stuttgart.
- Lux, Rainer et al. (1999): Windstrom im Kraftwerksverbund. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 49, Nr. 8, S. 534-539.
- Machate, Rolf-Dieter (79): Wirtschaftliche Auswirkungen ungenauer Eingangsinformationen bei der kurzfristigen Einsatzplanung thermischer Kraftwerke, Diss., TH Aachen.
- Malik, Arif S. und Corby, Brain J. (1999): Integrated resource planning with consideration of dynamic costs of thermal units. In: Electric Power Systems Research, Vol. 51, Nr. 2, S. 123-130.
- Martin, Brian und Carlin, John (1983): Wind-Load Correlation and Estimates of the Capacity Credit of Wind Power: An Empirical Investigation. In: Wind Engineering, Vol. 7, Nr. 2, S. 79-84.
- Martin Hoppe-Klipper (2004): Regelenergiebedarf und Windeinspeisung, Symposium "Der Regelenergiemarkt", Leipzig, Sept. 2004.
- Meyer, Tim-Patrick (2002): Dealing with Intermittency - An Investigation of the Benefits of Wind Power Forecasting, Technische Universität Berlin, Fakultät VIII - Wirtschaft und Management, FG Energie- und Rohstoffwirtschaft, Diplomarbeit, Berlin.
- Midtun, A. (1997): The Norwegian, Swedish and Finnish Reforms: Competitive Public Capitalism and the Emergence of the Nordic International Market. In: Midtun, A., European Electricity Systems in Transition, A Comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe, Elsevier Science, Oxford, S. 89-130.
- Milligan, Michael (1996): Measuring Wind Plant Capacity Value. National Renewable Energy Laboratory, Oakridge, CO.
- Milligan, Michael R. (1996): Alternative Wind Power Modeling Methods - Using Chronological and Load Duration Curve Production Cost Models.
- Milligan, Michael R. und Parsons, B. (1999): Comparison and Case Study of Capacity Credit Algorithms for Wind Power Plants. In: Wind Engineering, Vol. 23, Nr. 3, S. 159-166.
- Milligan, Michael R. und Parsons, Brian (1997): A Comparison and Case Study of Capacity Credit Algorithms for Intermittent Generators, Solar '97, Washington, DC - April 27-30, 1997, NREL/CP-440-22591, USA.

- Mintzberg, Henry; Ahlstrand, Bruce und Lampel, Joseph (1994): Strategy Safari - A Guided Tour through the wilds of strategic management, The Free Press, NY.
- Monopolkommission (2002): Vierzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission 2000/2001. In: Deutscher Bundestag, Bundestagsdruckesache, 14/9903.
- Munasinghe, Mohan (1979): The Economics of Power System Reliability and Planning: Theory and Case Study, The Johns Hopkins University Press, USA.
- Müsgens, Felix (2004): Market Power in the German Wholesale Electricity Market, EWI Working Papers, 04.03, Köln.
- Nabe, Christian und Riemann, Holger (2002): "Missbrauch" erwünscht. In: Marktplatz Energie ME, Nr. 3, Oktober, S. 20-26.
- NERA - National Economic Research Associates (2000): Wirtschaftliche Effizienz und wettbewerbliche Aspekte der Bereitstellung von Regelenergie in Deutschland - Ein Gutachten für den Verband kommunaler Unternehmen (VKU), London.
- Neuhoff, Karsten (2003): Integrating Transmission and Energy markets Mitigated Market Power, CMI Working Paper 17, DAE Working Paper, WP 0310, Cambridge.
- Nießen, Stefan (1998): Kraftwerkseinsatz- und Handelsplanung im liberalisierten Strommarkt. In: Haubrich, H.-J., Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 54, Klinkenberg Verlag, Aachen.
- Nießen, Stefan und Hormes, O. (1996): Abschätzung des Einsparpotentials bei der gemeinsamen Kraftwerkseinsatzplanung mehrerer Verbundunternehmen, Jahresbericht des Institutes für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH-Aachen.
- Nitsch, D.; Schmitz, H. und VGB-Arbeitsgruppe (1995): VGB Technisch-wissenschaftliche Berichte "Wärmeleistungwerke" Verfügbarkeit von Wärmeleistungswerken 1985 - 1994. VGB Verlag. Essen.
- Nitsch, Joachim et al. (2000): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien / Umweltbundesamt, Erich Schmidt Verlag, Berlin.
- Nitsch, Joachim et al. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU, FKZ 901 41 803, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal.
- North American Reliability Council (1996): Glossary of Terms.
- Oren, Shmuel S. (2001): Design of Ancillary Service Markets, 34th Hawaii International Conference on System Sciences.
- Pardina, Martin Rodriguez (2002): Governance Mechanisms for the Electricity Market in Argentina - Critical analysis and international comparison, Workshop on Applied Infrastructure Research, Berlin, October 12, 2002, Technische Universität Berlin, FG für Wirtschafts und Infrastrukturpolitik WIP, Berlin, S. 273-315.

- Porter, Michael E. (1983): Wettbewerbsstrategie (Competitive Strategy) - Methoden zur Analyse von Branchen und Konkurrenten, Campus Verlag GmbH, Frankfurt/Main.
- Prada, José Fernando und Ilic, Marija D. (1999): Pricing Reliability: A Probabilistic Approach, Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, USA.
- Pregel, Robert (2002): Analyse des deutschen Marktes für verbraucherseitige Minutenreserve, Technische Universität Berlin, Fakultät VIII - Wirtschaft und Management, FG Energie- und Rohstoffwirtschaft, Studienarbeit, Berlin.
- Proenca, L. M.; Pinto, J. Luis und Matos, Manuel A. (1999): Economic dispatch in isolated networks with renewables using evolutionary algorithms. In: IEEE Power Tech '99.
- Putnam; Hayes und Bartlett (1998): Alternative Settlement Systems, Mechanics and Issues, Prepared for the Ontario Market Design Committee.
- Quaschnig, Volker (1999): Systemtechnik einer Klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, Technische Universität Berlin, FB Elektrotechnik, Habilitationsschrift, Berlin.
- Quaschnig, Volker (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. In: VDI Verlag GmbH, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6 - Energietechnik; Nr. 437, VDI Verlag, Düsseldorf.
- Ramesohl, Stephan et al. (2002): Die technischen Entwicklungen auf den Strom- und Gasmärkten: Eine Kurzanalyse der Rolle und Entwicklungsperspektiven neuer dezentraler Energietechnologien und der Wechselwirkungen zwischen technischem Fortschritt und den Akteursstrukturen in den Strom- und Gasmärkten, Kurzexpertise für die Monopolkommission, Wuppertal.
- Ranatunga, R. A. S. K.; Annakkage, U. D. und Kumble, C. S. (2003): Algorithms for incorporating reactive power into market dispatch. In: Electric Power Systems Research, Vol. 65, Nr. 3, S. 179-186.
- Rehm, Marcus (1999): Lastmanagement & dynamische Stromtarife in regenerativen Energiesystemen, VDI Fortschrittsberichte, Band 419, VDI Verlag 1999.
- Roe, Brian et al. (2001): US consumers' willingness to pay for green electricity. In: Energy Policy, Vol. 29, S. 917-925.
- Roggenbau, Marc (1999): Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen. In: Haubrich, H.-J. and Institut für Elektr. Anlagen u. Energiewirtschaft, Forschungsgesell. Energie RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 57, Nr. 1, Klingenberg Verlag, Aachen.
- Saxena, Anuradha und Ilic, Marija D. (2000): A Value Based Approach to Voltage/Reactive Power Control, Energy Laboratory and Massachusetts Institute of Technology, MIT EL 00-004 WP.
- Scheer, Hermann (1999): Solare Weltwirtschaft - Strategie für die Ökologische Moderne, Verlag Antje Kunstmann.

- Scherer, F. M. und Ross, D. (1990): *Industrial Market Structure and Economic Performance*, 3, Houghton Mifflin Company, Boston.
- Schrader, Kurt et al. (2003): *Vorschlag für eine ergänzende Regelung im Erneuerbare Energien Gesetz zur Erhöhung der Transparenz und Minimierung der Transaktionskosten, Kurzanalyse im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie (BWE)*, Aachen.
- Schumacher, E. F. (1973): *Small is Beautiful. A Study of Economics as if People Mattered*, Harper & Row Inc., New York.
- Schweer, Adolf und Tzschoppe, Jürgen (1998): *Einfluß zunehmender dezentraler Stromerzeugung auf des elektrische Energieversorgungssystem*. In: *Elektrizitätswirtschaft*, Vol. 97, Nr. 19, S. 46-55.
- Seidel, Birgitt und Nolte, Micaela BINE (2001): *Förderfibel Energie - Aktuelle Ergänzungen (Stand: 30. März 2001)*. In: *Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Information mbH, Deutscher Wirtschaftsdienst, Köln*.
- Shuttleworth, Graham (2002): *Hot Topics in European Electricity: What Is Relevant and What Isn't?* In: *The Electricity Journal*, Vol. 15, Nr. 8, S. 25-29.
- Siemes, Bernd und Reufkauf, Thomas (1998): *Reserveleistung im Wettbewerb*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Vol. 48. Nr. 4, S. 225-229.
- Singh, Harry (1999): *Auctions for ancillary services*. In: *Decision Support Systems*, Vol. 24, S. 183-199.
- Skantze, Petter; Gubina, Andrej und Ilic, Marija (2000): *Bid-based Stochastic Model for Electricity Prices: The Impact of Fundamental Drivers on Market Dynamics*, Energy Laboratory, Massachusetts Institute of Technology, MIT EL 00-004, Cambridge, MA.
- Smeers, Yves (2001): *Market incompleteness in regional electricity transmission*, .
- Sontow, Jette und Kaltschmitt, Martin (1999): *Kapazitätseffekte einer Windstromerzeugung - Quantifizierung und ökonomische Bewertung*. In: *BWK*, Nr. 11/12, S. 68-73.
- Steinberger-Willms, Robert (1993): *Untersuchung der Fluktuationen der Leistungsabgabe von räumlich ausgedehnten Wind- und Solarenergie-Konvertersystemen in Hinblick auf deren Einbindung in elektrische Versorgungsnetze*, Verlag Shaker, Aachen.
- Stoft, Steven (2002): *Power Economics. Designing Markets for Electricity*, John Wiley & Sons, INC., Publication, USA.
- Stoft, Steven E. (2001): *Power Economics. Designing Markets for Electricity*. John Wiley & Sons.
- Streit, Manfred E. (1991): *Theorie der Wirtschaftspolitik*, 4, Werner Verlag, Düsseldorf.
- Strese, Jörg (2003): *Das virtuelle Regelkraftwerk*. In: *EMW - Energie, Markt Wettbewerb*, Vol. 1, Nr. 6, S. 17-19.

- Swanekamp, Robert (2002): Distributed technologies yielded large capacity. In: Power, Vol. 146, Nr. 4, S. 69-74.
- Thon, Michael (1999): Ermittlung der Potentiale für die energetische Nutzung von Biogas in der Region Berlin/Brandenburg, Technische Universität Berlin, FB 14, FG Energie- und Rohstoffwirtschaft
Diplomarbeit, Berlin.
- Timpe, Christof; v. Grabczewski, Nicole und Fritsche, Uwe R. (2002): Kennzeichnung von Strom, Öko-Institut Forschungspapier 2002-006-de.
- UCPTE (1998): Spielregeln zur primären u. sekundären Frequenz- u. Wirkleistungsregelung in der UCPTE, UCPTE-Sekretariat / Büro Wien.
- UCTE (2002): UCTE System Adequacy Forecast 2003-2005.
- Umweltbundesamt (2003): Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung - Analyse des Bedarf zukünftiger Kraftwerkskapazitäten und Strategie für eine nachhaltige Stromnutzung in Deutschland. Berlin.
- Uphoff, Volker (2004): Was ist der Strom wert? In: Sonne Wind & Wärme, Vol. 28, Nr. 4, S. 28-30.
- Varian, Hal R. (1995): Grundzüge der Mikroökonomik, 3, R. Oldenbourg Verlag GmbH, München.
- Vázquez, Carlos; Rivier, Michel und Pérez-Arriaga, Ignacio J. (2001): If Pay-as-Bid Auctions Are Not a Solution for California, then Why Not a Reliability Market? In: The Electricity Journal, Vol. 14, Nr. 4, S. 41-48.
- VDEW (1999): VDEW Statistik 1998: Leistung und Arbeit.
- VDEW-Projektgruppe (2000): Brennstoffzellen - eine Option für EVU? In: Elektrizitätswirtschaft, Vol. 99, Nr. 24, S. 60-66.
- VDN (2003): TransmissionCode 2003 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Berlin.
- VDN e.V. (2002): Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland 2003 bis 2005, Berlin.
- VDN e.V. (2003): Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland 2004 bis 2010, Berlin.
- Verband deutscher Netzbetreiber (VDN e.V.) (2003): Jahresbericht 2002. Berlin.
- Verbong, G und van der Vleuten, E. (2002): Long Term Electricity System Supply Dynamics - A Historic analysis, Sustelnet project reports, www.sustelnet.net.
- Vickrey, W. (1971): Responsive pricing of public utility services. In: The Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 2, S. 337-346.
- Visudhiphan, Poonsaeng; Skantze, Petter und Ilic, Marija (2001): Dynamic Investment in Electricity Markets and Its Impact on System Reliability, MIT Energy Laboratory, MIKT EL 01-012 WP, Cambridge, MA.

- Wagner, Eberhard (2000): Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1999. In: Elektrizitätswirtschaft, Vol. 99, Nr. 24, S. 10-24.
- Wiese, Andreas (1995): Ausgleichs- und Kapazitätseffekte einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. In: Regenerative Energien, S. 16-25.
- Wilson, Robert (1998): Efficiency Considerations in Designing Electricity Markets, Report to the Competition Bureau of Industry Canada, Canada.
- Wilson, Robert (1999): Market Architecture, Stanford University, Stanford, CA.
- Wilson, Robert (2001): Architecture of Power Markets, Stanford University.
- Wiser, Ryan; Pickle, Steven und Goldmann, Charles (1998): Renewable energy policy and electricity restructuring: a California case study. In: Energy Policy, Vol. 26, Nr. 6, S. 465-475.
- Wolak, Frank A. (1997): Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison, University of California Energy Institut, Working Paper PWP, 051, Berkeley, CA.
- Wood, Allen J. und Wollenberg, Bruce F. (1996): Power generation operation and control, 2, John Wiley & Sons, Inc., New York.
- Wüstenhagen, Rolf (1999): Nachhaltige Marktchancen dank dezentraler Energie? Ein Blick in die Zukunft der Energiedienstleistung, IWÖ Diskussionsbeitrag, 72, St. Gallen.
- Zängl, Wolfgang (1989): Deutschlands Strom - Die Politik der Elektrifizierung von 1866 bis heute, Campus Verlag GmbH, Frankfurt/Main.

8 Abkürzungsverzeichnis

ACE	Area Control Error
BGBI	Bundesgesetzblatt
BHKW	Blockheizkraftwerk
E.ON Netz	E.ON Netz GmbH
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange (Leipzig)
EnBW TN	EnBW Transportnetze AG
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPRI	Electric Power Research Institut, Palo Alto, California
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (USA).
GW	Gigawatt
ICAP	Installed Capacity
ISO	Independent System Operator (Systembetreiber)
LOLP	Loss of Load Probability
MCP	Marginal Cost Pricing
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
OTC	Over the counter (Bezeichnung für bilaterale Märkte)
PaB	Pay-as-bid
RTP	Real-time pricing
RTP	Real-time-Pricing
RWE net	RWE net AG
SMD	Standard Market Design
SMES	Supraleitende Magnetische Speicher
SVE (Ansatz)	Struktur-Verhalten-Ergebnis-Ansatz

TCC	Transmission Congestion Contracts
TOU	Time-of-Use
TWh	Terawattstunden
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity, ehem. UCPTE
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDN	Verband der Netzbetreiber e.V.
VET	Vattenfall Europe Transmission GmbH
VoLL	Value of Lost Load