

**Die Marktfähigkeit von fluktuierenden
erneuerbaren Energien
im liberalisierten Stromsektor**

Dissertation

zur Erlangung des Grades eines Doktors der Wirtschaftswissenschaft

(doctor rerum politicarum)

der Rechts- und Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät

der

Universität des Saarlandes

vorgelegt von

Alexander Zipp

10.06.2015

Tag der Disputation: 15.07.2016

Dekan: Univ.-Prof. Dr. Gerd Waschbusch

Erstberichterstatter: Univ.-Prof. Dr. Ashok Kaul

Zweitberichterstatter: Univ.-Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Zusammenfassung

Die Arbeit untersucht, inwieweit die Preiseffekte von erneuerbaren Energien mit sehr geringen Grenzkosten auf dem liberalisierten Stromgroßhandel einen Einfluss auf das Erreichen derer Marktfähigkeit haben. Zu den untersuchten Technologien zählen Photovoltaik- und Windanlagen, die im Allgemeinen als fluktuierende erneuerbare Energien bezeichnet werden. Um diese Forschungsfrage zu beantworten, wird die Ökonomie des liberalisierten Stromsektors in der Arbeit umfassend theoretisch besprochen und der Einfluss fluktuierender erneuerbarer Energien auf den Strommärkten empirisch untersucht. Die Arbeit gliedert sich in sechs Kapitel. Nach der Einleitung werden zunächst die im Stromsektor gehandelten Güter und deren ökonomischen Eigenschaften definiert, die aufgrund physikalischer Gesetzmäßigkeiten allgemein gültig sind. Darauf aufbauend werden im dritten Kapitel die vergangenen und gegenwärtigen Organisationsformen des liberalisierten Stromgroßhandels sowie die Modelle der Preisbildung beschrieben. Um eine Aussage über den Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung im Stromsektor treffen zu können, werden zudem die wesentlichen Instrumente zur Förderung regenerativer Anlagen analysiert und bewertet. Im folgenden Kapitel werden die möglichen technischen und ökonomischen Konflikte besprochen, die in einem Stromsystem mit einem hohen Anteil an fluktuierenden erneuerbarer Energien auftreten können. Anschließend werden Daten des Stromsektors in Deutschland und Österreich genutzt, um die theoretischen Preiseffekte empirisch zu überprüfen. Im fünften Kapitel werden aus den Ergebnissen der empirischen Analyse und relevanter Literatur die Perspektiven für die Erreichung der Marktfähigkeit fluktuierender Stromerzeugungsanlagen und Vorschläge zur Anpassung des Stromsektordesigns abgeleitet. Die Arbeit schließt mit einem Fazit und einem Ausblick. In einem Anhang sind die Ergebnisse verschiedener Robustheitstests sowie deskriptive Statistiken verwendeter Daten aufgeführt.

Die empirische Analyse der Arbeit baut methodisch auf einem multiplen linearen Regressionsmodell auf. Für die statistische Schätzung des Modells werden die verfügbaren Daten der europäischen Strombörse European Power Exchange für den deutsch-österreichischen Stromsektors als Basis gewählt, da sich dieser durch einen bereits hohen Anteil an Wind- und Photovoltaikerzeugung sowie langfristige Ziele zum Ausbau fluktuierender Anlagen und eine hohe Marktdatentransparenz auszeichnet. Die Ergebnisse zeigen, dass die Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen innerhalb des Untersuchungszeitraums von Juli 2010 bis einschließlich Dezember 2013 eine signifikante, preissenkende Wirkung hatte, die als Merit-Order-Effekt bezeichnet wird. Der spezifische Merit-Order-Effekt nahm laut den Schätzergebnissen

während des Untersuchungszeitraums im Durchschnitt zu. Ein Vergleich der Ergebnisse zur Höhe des Merit-Order-Effekts mit komparablen Studien zeigt, dass diese in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Die empirisch beobachtete Degression der Investitionskosten von Wind- und Photovoltaikanlagen sowie prognostizierte Trends weisen darauf hin, dass das Erreichen der Marktfähigkeit von fluktuierenden erneuerbaren Energien aufgrund des Merit-Order-Effekts gefährdet ist.

In der Arbeit werden, auf der Grundlage der Ergebnisse der empirischen Untersuchung sowie Ergebnisse relevanter Literatur, Maßnahmen vorgeschlagen, die die Marktfähigkeit fluktuierender Technologien verbessern. Hierzu zählen auf der marktlichen Ebene eine Anpassung der Handelsfristen und –zeiträume sowie das Zulassen von Wettbewerb zwischen den Handelsplätzen, der eine verbesserte Marktintegration bewirkt. Auf regulatorischer Ebene werden verschiedene Maßnahmen abgeleitet, die als wirkungsvoll hinsichtlich der Verbesserung der Marktfähigkeit von fluktuierenden Energien eingestuft werden. Hierzu zählen eine Reformierung der eingesetzten Emissionshandelssysteme, der Abbau von Subventionen für die fossile Stromerzeugung sowie der ordnungspolitische Eingriff zum Einsatz von erneuerbaren Energien entgegenstehenden Technologien. Darüber hinaus sind die Aufrechterhaltung des Flexibilisierungsdrucks für konventionelle Kraftwerke, die Flexibilisierung der Refinanzierungsinstrumente für brennstoffbasierte erneuerbare Anlagen sowie die bedachte Marktintegration von fluktuierenden erneuerbaren Energien wirkungsvolle Maßnahmen. Eine Anpassung der Regelleistungsmärkte ermöglicht eine Teilnahme der fluktuierenden Anlagen und somit zusätzliche Erlöse. Ebenso generiert eine, von regulatorischer Seite her ermöglichte, Vermarktung der Grünstromeigenschaft Markterlöse für regenerative Stromerzeuger. Als weitere Maßnahmen werden die Erhöhung der kurzfristigen Preiselastizität der Stromnachfrage sowie der Ausbau der Grenzkuppelstellen zu benachbarten Stromsektoren aufgeführt, die beide eine Reduzierung des Merit-Order-Effekts zur Folge haben.

Abstract

This thesis analyses the impact of renewable energies with very low marginal costs on the wholesale electricity prices as well as on their marketability in a liberalized electricity sector. The analyses include photovoltaic and wind power systems that are known as variable renewable energies. A theoretical discussion of the economics of the electricity sector and an empirical analysis of the influence of variable renewable energies on the wholesale market are used to answer the research question. The thesis is divided into six chapters. Following the introductory chapter, the trade goods and their economics are defined in chapter two. Some of the explained attributes are generally valid due to physical laws. The past and current organization structures of the wholesale electricity markets and the models of price setting are described in chapter three. As a next step, the most important promotion schemes for renewable energies are analyzed in order to constitute their influence in the electricity sector. In chapter four, the technical and economic conflicts in an electricity system with a high share of variable renewables are discussed. Market and production forecast data of the German and Austrian electricity sector are used for an empirical analysis of the price effects of variable power generation. Chapter five shows the analysis of the perspective of variable renewables for achieving the marketability based on the empirical results. This chapter also gives recommendations for a further development of the electricity sector design. The thesis concludes with the lessons learned as well as a prospect for future research. The results of robustness checks and descriptive statistics can be found in the appendix.

The empirical analysis is based on a multiple linear regression model. Electricity market data from the European Power Exchange for Germany and Austria are used for estimating the model. The German-Austrian electricity sector already has a high share of variable renewable energies. According to political long term targets, the renewable share will rise drastically. The statistical estimation results show that the production of wind and photovoltaic power systems has a significant price reducing effect in the sample period from July 2010 to December 2013. This price reducing effect is known as the ‘merit-order-effect’. In average, the specific merit-order-effect increased during the period of investigation as seen in the empirical results. A comparison of the thesis results with comparable studies shows that the effects are in a similar range. The historical cost reductions of wind and photovoltaic power and the projected future trends indicate that the achievement of the marketability of variable renewable energies is threatened by the merit-order-effect.

The thesis gives recommendations for improving the marketability of variable renewable energies based on the results of the empirical analysis and a literature survey. From a market perspective, these include an adequate change of the trading times and units as well as the competition between different wholesale markets. From a regulatory perspective, these include a structural reform of the applied emission trading schemes, the cutback of subsidies for fossil electricity generation and the stronger regulation of technologies that are opposed to renewable energy technologies. Furthermore, keeping up the pressure for a flexible conventional power production, the increased market price orientation of remuneration schemes for fuel based renewable power stations and a considered stepwise market integration for variable renewables are effective methods for improving the variable renewable's marketability. Additional revenues for variable renewables are possible through their participation on the balancing markets and through a commercialization of their 'green power character'. Both actions need regulatory changes of the current electricity sector design. Further effective measures are the increase of the short term price elasticity of electricity demand and the extension of the transnational interconnection capacity for reducing the merit-order-effect and for improving the marketability of variable renewables.

Résumé

L'objectif de cette thèse est d'examiner jusqu'à quel point les énergies renouvelables ayant des coûts marginaux très faibles influencent les perspectives d'une future viabilité commerciale de leur courant dans un marché de gros de l'électricité libéralisé. Les technologies renouvelables examinées sont le photovoltaïque et l'éolien, appelés couramment énergies renouvelables variables. Afin de pouvoir répondre à cette question, cette thèse examine la théorie de l'économie du secteur de l'électricité libéralisé et l'empirie de l'influence des énergies renouvelables variables sur les marchés de gros de l'électricité. La thèse est structurée dans six chapitres. L'introduction est suivie d'une définition des marchandises commercialisées dans le secteur de l'électricité et de leurs caractéristiques provenant de lois techniques et physiques et par conséquent immuables. Le troisième chapitre décrit l'organisation du marché de gros de l'électricité et ses modes de fixation des prix. Afin de pouvoir déterminer l'influence des renouvelables dans ces marchés, cette thèse examine les mécanismes de refinancement des énergies renouvelables. Le chapitre suivant analyse les conflits économiques et techniques potentiels qui pourraient émerger lors d'un pourcentage élevé de renouvelables. S'en suit une analyse des données des secteurs de l'électricité en Allemagne et en Autriche afin de valider les effets stipulés dans la théorie économique (classique) de manière empirique. Le cinquième chapitre essaie sur la base des résultats de cette thèse et de la littérature sur le même sujet une déduction des perspectives de viabilité économique du courant des énergies renouvelables variables et en développe des propositions d'adaptation des règles du secteur de l'électricité. Le dernier chapitre conclut les résultats de cette thèse et esquisse les perspectives et développements futurs. Dans l'annexe de cette thèse se trouvent les résultats de tests de robustesse et les statistiques descriptives des données utilisées.

L'analyse empirique de cette thèse est basée sur une analyse de régression multiple linéaire. Sont utilisées pour l'estimation statistique les données de la bourse d'électricité European Power Exchange pour le marché couplé de l'Allemagne et de l'Autriche qui est déjà caractérisé par une forte pénétration avec les énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques, des objectifs de long terme concernant les renouvelables et une grande disponibilité des données. Les résultats montrent que l'injection du courant éolien et photovoltaïque observée entre juillet 2010 et décembre 2013 possédait un fort effet de réduction des prix de l'électricité sur les marchés, appelé effet de préséance économique ou merit order effect, en anglais. L'effet spécifique de préséance économique s'est accentué pendant la période obser-

vée. Une comparaison avec d'autres études équivalentes confirme ces effets ainsi que leur niveau. La baisse des prix des installations éoliens et PV empiriquement constatée et les développements futurs pronostiqués laissent supposer qu'une future viabilité économique du courant éolien et photovoltaïque n'est pas assurée.

Dans cette perspective, cette thèse développe sur la base de ces résultats des propositions qui devraient pouvoir améliorer la viabilité économique des renouvelables variables. Du côté des marchés, la thèse propose ainsi des adaptations des délais et des durées de commercialisation ainsi que le fait d'admettre la compétition entre différents secteurs du marché. D'autres mesures concernent le niveau réglementaire. Celles-ci consistent dans une réforme des systèmes d'échange des quotas d'émissions, la réduction des subventions pour les énergies fossiles et des mesures de gouvernance économique capables de minimiser le recours aux technologies adverses par rapport à l'utilisation des énergies renouvelables. D'autres propositions élaborées sont la maintenance d'une pression exercée afin de flexibiliser les centrales conventionnelles, l'adaptation des mécanismes de refinancement des énergies renouvelables non-variables et une amélioration de l'intégration des renouvelables dans les marchés. Une refonte des règles des marchés d'ajustement permet une participation des énergies renouvelables variables ainsi que des revenus supplémentaires. En outre, une admission de la commercialisation du 'caractère vert' du courant renouvelable pourrait améliorer les perspectives de viabilité économique. L'augmentation de l'élasticité à court terme de la demande d'électricité ainsi qu'une extension des interconnexions transfrontalières peuvent aussi résulter dans une réduction de l'effet de préséance économique des énergies renouvelables.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Spezielle Charakteristika des Stromsystems	7
2.1	Physikalische Grundlagen und Definitionen	7
2.1.1	Der einfache Stromkreis	7
2.1.2	Der erweiterte Stromkreis - Das Stromnetz	10
2.2	Handelsobjekte	11
2.2.1	Elektrische Energie und Leistung	12
2.2.2	Übertragung, Verteilung und Versorgungszuverlässigkeit . .	22
3	Organisation des Stromsektors in der Gegenwart	37
3.1	Historie: Der regulierte Stromsektor	37
3.1.1	Umfassende Regulierung des Strompreises	40
3.1.2	Von der Regulierung zur Liberalisierung	53
3.2	Organisationsformen des liberalisierten Stromhandels	58
3.2.1	Poolmodell	60
3.2.2	Börsenmodell	66
3.2.3	Zusammenfassende Bewertung von Pool- und Börsenmodell .	74
3.3	Koordination des Kraftwerkseinsatzes in liberalisierten Strommärkten	76
3.3.1	Einsatzreihenfolge der Kraftwerke nach dem Merit-Order-Modell	77
3.3.2	Preisbildungsmechanismen am Spotmarkt	81
3.4	Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	94
3.4.1	Legitimation und Ziele	94
3.4.2	Ausgestaltung der Förderinstrumente	103
3.4.3	Bewertungskriterien	112
3.4.4	Zusammenfassende Bewertung	116
4	Systemkonflikte bei einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien	121
4.1	Rolle der Erzeugungstechnologien	123
4.1.1	Fluktuierende Erzeugungstechnologien	123
4.1.2	Regelbare Erzeugungstechnologien	126
4.1.3	Paradigmenwechsel	129
4.2	Preiseffekte durch fluktuierende erneuerbare Energien	130

4.2.1	Ursache und Wirkung in zeitlicher Perspektive	131
4.2.2	Auswirkungen auf regelbare Erzeugungstechnologien	140
4.2.3	Auswirkungen auf fluktuierende Erzeugungstechnologien . . .	147
4.2.4	Stand der Forschung	154
4.3	Empirische Analyse des Merit-Order-Effekts	162
4.3.1	Der Stromsektor in Deutschland und Österreich	162
4.3.2	Daten und Methodik	170
4.3.3	Ergebnisse	182
4.3.4	Zusammenfassung und Vergleich der Ergebnisse	193
5	Konsequenzen für den Stromsektor	201
5.1	Möglichkeiten und Grenzen der Marktintegration von fluktuierenden erneuerbaren Energien	201
5.1.1	Perspektiven der Marktfähigkeit	202
5.1.2	Steigerung der Marktfähigkeit durch Marktintegration . . .	212
5.2	Vorschläge zur Anpassung des Stromsektordesigns	217
5.2.1	Anpassung der Strommärkte	217
5.2.2	Regulatorische Änderungen	222
6	Fazit und Ausblick	237
	Literaturverzeichnis	243
	Anhang	279

Abbildungsverzeichnis

1	Durchschnittskosten der Kapazität	20
2	Durchschnittskosten der Energie	21
3	Struktur des Elektrizitätsversorgungssystems	22
4	Prognosefehler der Netzlast	29
5	Bestimmung der optimalen Überschuss-/Defizitwahrscheinlichkeit .	33
6	Optimum economic dispatch	48
7	Screening curve-Methode	51
8	Wertschöpfungsstruktur im liberalisierten Stromsektor	55
9	Status der Strommarkliberalisierung und Regulierung in der EU-15	57
10	Anteile der CfDs am Handelsvolumen	65
11	Vertriebswege für erzeugte elektrische Energie im Poolmodell	66
12	Vertriebswege für erzeugte elektrische Energie im Börsenmodell . .	71
13	Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks	80
14	Marktergebnisse bei verschiedenen Auktionsregeln	84
15	Effizienzverluste bei einer Pay-as-bid Auktion	85
16	Physische und ökonomische Kapazitätszurückhaltung	90
17	Bruttostromerzeugung und Handelsvolumen in Deutschland	92
18	Wechselwirkung zwischen Emissionshandel und Förderinstrumenten für EE-Stromerzeugung	100
19	Preise für European Union Allowance	101
20	Übersicht Förderinstrumente für erneuerbare Energien	104
21	Marktergebnisse im Quotenmodell und unter einer festen Einspeise- vergütung	111
22	Der Merit-Order-Effekt in der kurzen Frist	132
23	Einflüsse auf den Merit-Order-Effekt	135
24	Veränderung des optimalen Kraftwerksparks	136
25	Mögliche Einflüsse der FEE-Erzeugung auf den Endkundenpreis . .	140
26	Optimierungspotenziale von Kraftwerken bei Preisdifferenzen	147
27	Vergleich der PV-Erzeugung an verschiedenen Standorten in Deutsch- land	149
28	Stromerzeugung aus EE und Anteil am Bruttostromverbrauch . . .	164
29	Schema der EEG-Stromvermarktung	166
30	Schema der ÖSG-Förderung	169
31	Eigene Schätzungen des spezifischen Merit-Order-Effekts	195
32	Vergleich von Schätzungen des absoluten Merit-Order-Effekts	196

33	Jahresdurchschnittspreise auf dem Day-Ahead-Handel	198
34	Entwicklung der durchschnittlichen Börsenpreise und FEE-Markterlöse von 2008 bis 2014	204
35	Weltweite Preisentwicklung für Windturbinen	206
36	Preisentwicklung für kristalline PV-Module auf dem europäischen Großhandelsmarkt	207
37	Systematische Abweichungen auf den Spotmärkten am Beispiel der PV-Stromerzeugung	220
38	Diagramme der verwendeten Variablen	281
39	Cook's Distance-Diagramme zum Identifizieren von Ausreißern . . .	282
40	Entwicklung des relativen Marktwertes von Strom aus PV und Windonshore von 2008 bis 2014	283

Tabellenverzeichnis

1	Verbundnetzeinteilung nach Spannungshöhe und Distanz	15
2	Einflussfaktoren auf die Stromnetzstruktur und deren Kosten	24
3	Arten von Regelleistung	31
4	Lastabwurf nach den UCTE/ENTSO-E-Richtlinien	31
5	Verschiedene Organisationsformen des Stromhandels	59
6	Marktkonzentration im Elektrizitätssektor in Europa	88
7	Nutzungsarten von Solarenergie	122
8	Negative Preise an der EPEX Spot in den Jahren 2009-2013	145
9	Übersicht der Literatur über die Quantifizierung des Merit-Order- Effekts	155
10	Ausbauziele der erneuerbaren Energien in Deutschland	163
11	Beschreibung der Originaldaten	175
12	Zusammenfassende Statistik der Variablen nach Jahren	176
13	Zusammenfassende Statistik der Variablen	176
14	Augmented Dickey-Fuller Teststatistiken	177
15	Paarweise Korrelation der verwendeten Variablen	180
16	Ergebnisse der OLS-Schätzung (Modellvarianten 1 bis 5)	184
17	Ergebnisse der OLS-Schätzung (Varianten Modell 6)	185
18	Ergebnisse der OLS-Schätzung (Varianten Modell 7)	187
19	Ergebnisse der OLS-Schätzung (Modellvarianten 8 und 9)	188
20	Regulatorische Maßnahmen zur Unterstützung der Marktfähigkeit von FEE-Anlagen	235
21	Ergebnisse der OLS-Schätzung ohne Ausreißer (Robustheitstest) . .	279
22	Ergebnisse der OLS-Schätzung (Robustheitstest)	280
23	Paarweise Korrelation der Variablen (Robustheitstest)	280

Abkürzungsverzeichnis

ADF	Augmented Dickey-Fuller
ARA	Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen
AT	Österreich
AusglMechAV	Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BNEF	Bloomberg New Energy Finance
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage
CEGB	Central Electricity Generating Board
CfD	Contracts for Differences
DE	Deutschland
DK	Dänemark
DSM	Demand-Side-Management
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy Only-Markt
EPEX	European Power Exchange
EU	Europäische Union
EUA	European Union Allowance
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria
FEE	fluktuierende erneuerbare Energien
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FI	Finnland
FIT	Feed-in Tariff
GuD	Gas und Dampf
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HHI	Herfindahl-Hirschman-Index
IRENA	International Renewable Energy Agency
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

LCOE	Levelized Cost of Electricity
MOE	Merit-Order-Effekt
NO	Norwegen
NWE	North-Western Europe
OC	Overnight Costs
OLS	Ordinary Least Squares
ÖSG	Ökostromgesetz
OTC	Over-the-Counter
Phelix	Physical Electricity Index
PPP	Pool Purchase Price
PSP	Pool Selling Price
PV	Photovoltaik
RSI	Residual Supply Index
SE	Schweden
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VIF	Variance Inflation Factor
VoLL	Value of Lost Load

Einheitenverzeichnis

A	Ampere	elektrische Stromstärke
GW	Gigawatt	(elektrische) Leistung
h	Stunden	Zeit
Hz	Hertz	Frequenz
kW	Kilowatt	(elektrische) Leistung
kWh	Kilowattstunde	(elektrische) Energie
MW	Megawatt	(elektrische) Leistung
MWh	Megawattstunde	(elektrische) Energie
s	Sekunden	Zeit
t	Tonne	Masse
TWh	Terawattstunde	(elektrische) Energie
V	Volt	elektrische Spannung
W	Watt	(elektrische) Leistung
Wh	Wattstunden	(elektrische) Energie
W_p	Watt Peak	(elektrische) Leistung
Ws	Wattsekunden	(elektrische) Energie

1 Einleitung

Der Stromsektor wurde während den Anfängen der Elektrifizierung Ende des 19. Jahrhunderts einem umfangreichen staatlichen Eingriff unterworfen. Dieser war durch technisch-ökonomische Gegebenheiten auf der Erzeugungsseite sowie im Bereich der leitungsgebundenen Übertragung begründet und erstreckte sich über die gesamten Wertschöpfungsstufen. Im Rahmen einer umfassenden Regulierung entwickelten sich weltweit, jedoch insbesondere in industriell geprägten Nationen, Elektrizitätsversorgungssysteme, die sich durch zentrale, fossil-atomare Großkraftwerke und eine darauf ausgelegte Netzinfrastruktur auszeichneten. Erst infolge technischer Entwicklungen im Kraftwerksbau und einem politischen Umdenken, angestoßen durch die neoliberale Wirtschaftstheorie, kam es vielerorts zu einem Liberalisierungsprozess. Im Rahmen dessen wurde die wettbewerbliche Organisation der Stromerzeugung und des -vertriebs schrittweise eingeführt, wobei sich der Stromhandel als neue Zwischenstufe entwickelte. Der Netzbereich hingegen blieb weiterhin ein staatlich regulierter Bereich innerhalb des liberalisierten Stromsektors.

Die Stromerzeugung auf der Basis fossiler und atomarer Brennstoffe ist mit erheblichen negativen Umwelt- und Klimaeffekten verbunden. Mit der wissenschaftlichen Anerkennung des menschlichen Einflusses auf den globalen Klimawandel fand ein Umdenken in der Energie- und Umweltpolitik statt und es wurde Bedarf für einen korrigierenden Eingriff durch staatliche Instrumente in den Stromsektor gesehen. Mit der staatlichen Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung wurde beabsichtigt, den steigenden Emissionen von Treibhausgasen entgegenzuwirken, aber auch die lokale Umweltverschmutzung einzudämmen sowie den Einsatz endlicher Ressourcen zu vermeiden. Die hierfür verwendeten Technologien umfassen sowohl solche mit einer möglichen Leistungssteuerung als auch welche mit einer dargebotsabhängigen, nicht dauerhaft zur Verfügung stehenden Stromerzeugung. Letztere werden als *fluktuierende erneuerbare Energien* bezeichnet, die nach heutigem Stand hauptsächlich Windkraftanlagen zur indirekten Nutzung der Solarenergie sowie Photovoltaikanlagen zur direkten Nutzung der Sonnenstrahlung entsprechen. Beide Technologien sind somit nicht auf den Einsatz von Brennstoff angewiesen und haben sehr geringe variable Kosten.

Der Einsatz der Kraftwerke im liberalisierten Stromsektor erfolgt gemäß dem *Merit-Order-Modell* in der Reihenfolge ihrer aufsteigenden Grenzkosten der Stromerzeugung, woraus sich letztlich die aggregierte Angebotskurve bildet (vgl. Bhattacharyya, 2011; Stoft, 2002). Die zeitweise Stromerzeugung fluktuierender erneuerbarer Ener-

gien mit sehr niedrigen Grenzkosten erhöht das Angebot und verdrängt brennstoffbasierte Kraftwerke mit höheren Grenzkosten. Die hierdurch induzierte Senkung des Strompreises wird *Merit-Order-Effekt* genannt. Während sich eine Vielzahl an Untersuchungen zum Merit-Order-Effekt mit der wohlfahrtsökonomischen Analyse und Beurteilung der langfristigen Preis- und Kosteneffekte der energiepolitischen Instrumente zum Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung beschäftigen (u. a. Sáenz de Miera et al., 2008; Sensfuß et al., 2008; Unger & Ahlgren, 2005), widmen sich andere den kurzfristigen Preiseffekten auf dem Stromgroßhandel (u. a. Gelabert et al., 2011; Woo et al., 2011; Würzburg et al., 2013). Der Zusammenhang zwischen diesen Effekten und dem systematischen Verfall der Markterlöse von fluktuierenden erneuerbaren Energien, der bei einer hohen zeitlichen Simultanität des natürlichen, zur Stromerzeugung genutzten Dargebots innerhalb der geographischen Ausbreitung eines Stromsektors auftreten kann, fand in der Literatur bisher wenig Beachtung.

Zwar war in der Vergangenheit eine stetige Degression der Stromgestehungskosten von Wind- und Photovoltaikanlagen zu beobachten, jedoch würde ein fortwährender Rückgang der Erlöse auf den liberalisierten Großhandelsmärkten der angestrebten Refinanzierung solcher Anlagen entgegenstehen, die möglichst keiner regulatorisch festgelegten oder unmittelbar beeinflussten Vergütungen bedarf. Ohne einen solchen staatlichen Eingriff ergibt sich eine über den Markt langfristig bereitgestellte Kapazität an fluktuierenden erneuerbaren Energien, die aus wohlfahrtsökonomischer Perspektive die optimale darstellt (Edenhofer et al., 2013; Hirth, 2015). Neben zahlreichen energie- und ressourcenwirtschaftlichen Einflüssen ist dabei die Höhe dieser Menge abhängig von der Korrektur des vielfältigen Marktversagens im Kontext der Elektrizitätsversorgung (Gawel et al., 2014). Daher kann ein energiepolitisch angestrebter Umbau des Stromsystems, der mit einem steigenden Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung verbunden ist, eine umfassende Anpassung der marktlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen erfordern.

Die vorliegende Arbeit widmet sich der empirischen Analyse des Merit-Order-Effekts und dessen Folgen auf das Erreichen der Marktfähigkeit von fluktuierenden erneuerbaren Energien im liberalisierten Stromsektor. Dies ist insbesondere von hoher Bedeutung, falls die langfristigen energiepolitischen Ziele einen Umstieg von einer konventionellen Stromversorgung aus fossilen und atomaren Energieträgern hin zu einem auf erneuerbaren Energien basierenden System vorsehen und diese ohne einen umfangreichen Ausbau der dargebotsabhängigen Stromerzeugung nicht zu erreichen sind. Damit soll eine Lücke in der energiewissenschaftlichen Forschung zu den Konsequenzen für das *Stromsektordesign* geschlossen werden.

Der Handel mit elektrischer Energie ist, unabhängig von der Ausgestaltung der verfügbaren Märkte oder der Art und des Umfangs des staatlichen Eingriffs, physikalischen Gesetzmäßigkeiten unterworfen. Diese Grundlagen gelten ebenfalls für einen Sektor mit einem hohen Anteil an fluktuierender Erzeugungskapazität und sind demzufolge von hoher Relevanz für die Fragestellung dieser Arbeit. In Kapitel 2 werden zunächst die physikalischen Grundlagen der Umwandlung und Übertragung von elektrischer Energie erklärt sowie die in dem weiteren Verlauf der Arbeit verwendeten Begrifflichkeiten definiert. Darauf aufbauend werden die auf den Strommärkten gehandelten Güter und deren prägenden Eigenschaften erläutert.

Nach den Ausführungen zur grundsätzlichen Ökonomie des Stromsektors werden in Kapitel 3 die Organisationsstrukturen und -mechanismen der historisch gewachsenen Strommärkte in der Gegenwart besprochen. In einem ersten Schritt werden die seit Beginn der Elektrifizierung vorherrschenden Regulierungsregimes und deren Vorgehen bei dem Kraftwerkseinsatz und den -investitionen analysiert. Die hierbei von den Wirtschaftswissenschaften identifizierten Schwächen führten im Zusammenspiel mit technologischen und politischen Entwicklungen zur weltweit eintretenden Liberalisierung der Stromsektoren. In einem zweiten Schritt werden die Koordinationsmechanismen der liberalisierten Strommärkte vorgestellt, wobei auf der Makroebene zwischen dem Börsen- und Poolmodell unterschieden wird. Es zeigt sich, dass der Hauptunterschied zwischen der dezentralen Planung der Erzeugung im Börsenmodell und der durch einen zentralen Akteur vorgenommenen Optimierung im Poolmodell besteht. In einem dritten Schritt wird das Merit-Order-Modell und dessen Annahmen für die theoretische Erklärung des Kraftwerkseinsatzes ausführlich besprochen. Hierfür haben sich verschiedene Handelsplattformen etabliert, jedoch gilt der Preis auf dem vortäglichen Spotmarkt oftmals als Referenzpreis für die übrigen Teilmärkte. Die Einheitspreisauktion ist die dort am häufigsten eingesetzte Preisbildungsregel, woraus sich verschiedene Strategien zur Marktmachtausübung und entsprechende Regulierungsmaßnahmen zu deren Vermeidung ergeben. In dem abschließenden Schritt von Kapitel 3 werden die vielfältigen Gründe für den Einsatz energiepolitischer Instrumente zur Förderung des Ausbaus von regenerativer Stromerzeugung aufgezeigt. Zwei idealtypische Formen, zum einen feste Einspeisevergütungen und zum anderen ein angebotsorientiertes Quotensystem, werden anschließend hinsichtlich ihrer energiewirtschaftlichen Wirkungen diskutiert und bewertet.

Nach der Erläuterung der bestehenden Strukturen und Mechanismen wird in Kapitel 4 der Konflikt im Stromsystem detailliert beschrieben, der durch einen hohen Anteil fluktuierender Erzeugungskapazitäten entstehen kann. Hierfür werden zunächst die technischen und ökonomischen Besonderheiten solcher Anlagen hergeleitet, aus denen sich eine neue Rollenverteilung für die bestehende sowie ein Bedarf für neue Infrastrukturen ergeben. Aufgrund der sich durch den Systemumbau verändernden Rationalität des Gesamtsystems wird diskutiert, inwieweit ein Paradigmenwechsel ansteht (vgl. Leprich et al., 2012). Eine wesentliche Ursache hierfür ist der von den fluktuierenden Anlagen ausgelöste, preissenkende Merit-Order-Effekt auf dem Stromgroßhandel und dessen möglichen Auswirkungen, die zunächst theoretisch analysiert werden. Anschließend werden die Literatur zur Quantifizierung der Effekte besprochen und hierbei die Regressionsanalyse als eine geeignete Methode zur Bearbeitung der Fragestellung identifiziert. Im Anschluss an die theoretischen Ausführungen und die Literaturübersicht wird eine eigene empirische Analyse des Merit-Order-Effekts im deutsch-österreichischen Stromsektor vorgenommen, in dem bereits ein hoher Anteil der Stromerzeugung von Wind- und Photovoltaikanlagen geleistet wird. Die Ergebnisse des aufgestellten und geschätzten multiplen linearen Regressionsmodells zeigen, dass die Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien einen signifikanten preissenkenden Effekt haben, der zudem innerhalb des Untersuchungszeitraums zugenommen hat. Das Ergebnis liegt in einer Größenordnung mit dem von vergleichbaren Studien, bietet jedoch aktuellere und erweiterte Resultate.

In Kapitel 5 wird untersucht, inwieweit der festgestellte Preiseffekt Konsequenzen für das Design des Stromsektors hat. Anhand des historischen Verlaufs wichtiger Indikatoren für die Höhe der Stromgestehungskosten von Wind- und Photovoltaikanlagen und Prognosen über deren zukünftige Entwicklung wird hergeleitet, welche Auswirkungen sinkende Markterlöse infolge des Merit-Order-Effekts auf das Erreichen der Marktfähigkeit haben können. Der Vergleich mit den zuvor quantifizierten Effekten zeigt, dass eine Anpassung der Rahmenbedingungen auf marktlicher, aber auch auf regulatorischer Ebene stattfinden sollte, um den sinkenden Markterlösen von fluktuierenden erneuerbaren Energien entgegenzuwirken. Die Auswertung der Literatur zur Marktintegration von regenerativen Anlagen verdeutlicht, bis zu welchem Grad dies über eine stärkere Übernahme von Risiken seitens der Betreiber und Investoren möglich ist. Im Anschluss werden die Erkenntnisse genutzt, um Vorschläge zur Verbesserung der wirtschaftlichen Situation von dargebotsabhängigen Energien zu entwickeln, die zum einen auf der marktlichen Ebene seitens der

Betreiber von Großhandelsplätzen durch eine Neudefinition der Handelsregeln oder durch die Einführung neuer Handelsprodukte und zum anderen auf der regulatorischen Ebene durch eine Anpassung oder Ergänzung des staatlichen Eingriffs in den Stromsektor umgesetzt werden können. Dabei werden eine Reihe von möglichen Maßnahmen identifiziert und diskutiert, deren Realisierung eine Erhöhung der Erlöse und somit eine Verbesserung der Marktfähigkeit von fluktuierenden erneuerbaren Energien im liberalisierten Stromsektor bewirken können.

Das abschließende Kapitel 6 fasst die wichtigsten Ergebnisse der Arbeit zusammen und würdigt sie kritisch. Für die energiepolitische Umsetzung der vorgeschlagenen Anpassungen des Stromsektordesigns werden Empfehlungen genannt, die insbesondere bei Änderungen der Instrumente zur Finanzierung fluktuierender, aber auch regelbarer erneuerbarer Energien, hin zu einem stärkeren Grad der Marktintegration zu beachten sind. Zudem wird der Zusammenhang zwischen einer bedingungslosen Marktintegration regenerativer Stromerzeugungsanlagen und dem Erreichen ihrer Marktfähigkeit erläutert. Das Kapitel schließt mit einem Ausblick auf offene Fragen und zukünftigen Forschungsbedarf.

2 Spezielle Charakteristika des Stromsystems

Elektrische Energie besitzt aufgrund physikalischer Gesetzmäßigkeiten als ökonomisches Gut Eigenschaften, die vollständig unabhängig von der Organisationsform des Elektrizitätssektors und der Erzeugungs- und Übertragungsstrukturen sind. Daher unterscheidet sich der Handel mit elektrischer Energie von dem mit anderen Gütern grundlegend. Um zu verstehen, was in einem Stromsektor mit all seinen denkbaren Teilmärkten gehandelt wird, müssen wichtige naturwissenschaftliche Phänomene erklärt und Begriffe definiert werden. In einem ersten Schritt werden die physikalischen Grundlagen des Stromsystems zunächst vereinfacht anhand eines einfachen und anschließend erweiterten Stromkreises erläutert. Darauf aufbauend werden als zweiter Schritt die im Stromsektor gehandelten Objekte und deren prägenden Eigenschaften hergeleitet. Daraus lassen sich wichtige Schlussfolgerungen für den Stromhandel ziehen, die für jedes Stromsektordesign, unabhängig von Erzeugungs- und Netzstruktur, geographischer Lage sowie nationaler Politik, den marktlichen und regulatorischen Gestaltungsraum determinieren.

2.1 Physikalische Grundlagen und Definitionen

Die Umwandlung und Übertragung von elektrischer Energie unterliegt physikalischen Gesetzmäßigkeiten, die auch durch technischen Fortschritt nicht beeinflusst werden können. Die folgenden Erläuterungen beziehen sich zur vereinfachenden Darstellung größtenteils auf Gleichstrom, die daraus abgeleiteten ökonomischen Schlussfolgerungen sind jedoch auf Wechselstrom übertragbar. Zunächst werden die wesentlichen physikalischen Größen im Zusammenhang mit der Nutzung elektrischer Energie im einfachsten Fall definiert und anschließend auf den anwendungsbezogenen Fall eines Stromnetzes mit mehreren Erzeugern und Verbrauchern übertragen.

2.1.1 Der einfache Stromkreis

Elektrizität ist ein weit gefasster Begriff und umfasst alle physikalischen Vorgänge, welche ihre Ursache in der negativen oder positiven Ladung im atomaren Bereich haben (Purcell, 2011, S. 2 ff.). Dazu zählen ebenso ruhende elektrische Ladungen (elektrostatische Ladungen) als auch bewegte elektrische Ladungen (elektrischer Strom). Werden zwei gegensätzliche elektrische Ladungen unter Energie bzw. Ar-

beitsaufwand voneinander getrennt, besteht ein Ladungsungleichgewicht.¹ Die atomare elektrische Ladung hat das Bestreben, in ihren neutralen Gleichgewichtszustand zurückzukehren. Dieses Ausgleichsbestreben wird als *elektrische Spannung* bezeichnet und in *Volt* (V) gemessen.² Eine konstante elektrische Spannung wird als *Gleichspannung* bezeichnet. Wechselt die Spannung ihre Polarität in regelmäßigen Perioden, wird diese als *Wechselspannung* bezeichnet. Die Anzahl der Perioden je Sekunde gibt die Frequenz der Wechselspannung an, welche in *Hertz* (Hz) gemessen wird.

Wird zwischen den beiden Polen eines Ladungsungleichgewichts eine elektrisch leitende Verbindung hergestellt, fließen die negativ geladenen Elektronen, bis der neutrale Gleichgewichtszustand herrscht. *Elektrischer Strom*³ ist demnach eine strömende elektrische Ladung, welche in Form von elektrischen Ladungsträgern durch einen elektrischen Leiter (z. B. Kupferdraht) fließt und dabei Arbeit verrichtet. Die Menge an Ladung, welche in einem bestimmten Zeitintervall durch den Leiter fließt, wird als *Stromstärke* bezeichnet und in *Ampere* (A) gemessen. Der Fluss der elektrischen Ladung wird von der Leitfähigkeit des Stromleiters beeinflusst. Diese hängt von dem *elektrischen Widerstand* des benutzten Leitermaterials ab, welcher in *Ohm* (Ω) gemessen wird. Der elektrische Widerstand ergibt sich aus dem verwendeten Leitermaterial sowie dessen Länge und Querschnitt, ist jedoch unabhängig von elektrischer Spannung und Stromstärke (Frohne et al., 2011, S. 30 ff.). Der elektrische Widerstand beschreibt den bei konstanter Temperatur proportionalen Zusammenhang zwischen elektrischer Spannung und Stromstärke. Demzufolge lässt sich diese Beziehung mit der folgenden Formel, dem Ohmschen Gesetz,⁴ beschreiben:

$$\text{elektrische Spannung [V]} = \text{elektrischer Widerstand } [\Omega] \cdot \text{Stromstärke [A]}$$

¹Die verschiedenen Vorgänge zur Spannungserzeugung werden hier nicht näher erläutert. Im Kontext der Arbeit ist der physikalische Vorgang nicht von Relevanz, nur die wichtigsten wirtschaftlichen Kenngrößen der Stromerzeugung, welche in Kapitel 2.2.1 beschrieben werden.

²Je höher das Ausgleichsbestreben zwischen zwei Ladungen ist, desto höher ist das spezifische Arbeitsvermögen der Ladung. Eine hohe potenzielle Energie der Ladungsungleichheit wird demnach mit einer hohen Voltzahl ausgedrückt.

³Im Folgenden vereinfachend auch nur als Strom bezeichnet.

⁴Die Bezeichnung geht auf Georg Simon Ohm zurück, der diesen Zusammenhang als Erster mathematisch beschrieben hat (Ohm, 1827). Das Gesetz gilt bei konstanter Temperatur.

Wird ein geschlossener Stromkreislauf mit einer Spannungs- oder Stromquelle⁵ und einem Energiewandler gebildet, so kommt es zu einem Stromfluss. Der Stromfluss entsteht also aufgrund der in der Quelle erzeugten Ladungsungleichheit, welche wiederum durch das Zuführen von Arbeit erzeugt wird. Wird der Stromfluss über einen gewissen Zeitraum aufrecht erhalten, verrichtet dieser Arbeit. Diese *elektrische Energie* wird durch den Energiewandler in eine andere Energieform umgewandelt. Man spricht auch von *Energieverbrauch* bzw. von einem Energieverbraucher statt Energiewandler, obwohl die übertragene elektrische Energie nicht tatsächlich verbraucht, sondern lediglich in eine andere Form umgewandelt wird.⁶ Um sich dem allgemeinen Sprachgebrauch anzupassen, werden im Kontext von elektrischer Energie die Begriffe *Verbrauch* und *Erzeugung* in der restlichen Arbeit als Synonym für *Umwandlung* verwendet.

Der Verbraucher wandelt (*verbraucht*) in jeder Momentaufnahme eine bestimmte *elektrische Leistung* um. Diese ist abhängig von der elektrischen Spannung der Quelle sowie von der Stromstärke. Die elektrische Leistung wird in *Watt* (W) gemessen:

$$\text{elektrische Leistung [W]} = \text{elektrische Spannung [V]} \cdot \text{Stromstärke [A]}$$

Wird diese Leistung über einen gewissen Zeitraum, gemessen in *Sekunden* (s), übertragen und durch einen Verbraucher in eine andere Energieform gewandelt, so verbraucht dieser eine gewisse Menge elektrische Energie. Daraus lässt sich die folgende Definition ableiten:

$$\text{elektrische Arbeit} = \text{elektrische Leistung [W]} \cdot \text{Zeit [s]}$$

Bei schwankender Leistung über die Zeit t ändert sich die Definition zu:

$$\text{elektrische Arbeit} = \int_{t_0}^{t_1} \text{elektrische Leistung } dt$$

⁵Darunter fallen alle bekannten Arten von Stromerzeugungs- und Speichertechnologien. Die elektrotechnische Unterscheidung zwischen einer Spannungsquelle und Stromquelle wird in Felderhoff et al. (2007, S. 264 ff.) erläutert.

⁶Dies folgt aus dem ersten Satz der Thermodynamik, der besagt, dass die gesamte Energie in geschlossenen Systemen konstant ist (Langeheinecke et al., 2013, S. 60 ff.).

Aus dieser Definition folgt, dass elektrische Arbeit in *Wattsekunden* (Ws) gemessen wird. Geläufiger ist der Gebrauch der abgeleiteten Einheit *Wattstunde* (Wh).⁷

Die obigen Erklärungen über die Zusammenhänge in einem Stromkreislauf lassen sich vereinfacht folgendermaßen zusammenfassen und beschreiben: Eine Spannungsquelle erzeugt eine elektrische Spannung und wird über eine elektrische Hin- und Ableitung mit einem Verbraucher verbunden. Der so entstehende Fluss von elektrischer Ladung wird als elektrischer Strom bezeichnet und fließt abhängig vom Widerstand des Leiters und der Höhe der Spannung mit einer bestimmten Stromstärke. Dem Verbraucher steht, je nach Spannung und Stromstärke, eine gewisse elektrische Leistung zur Verfügung. Diese Leistung wird erbracht, solange die Spannungsquelle anliegt. Dabei wird elektrische Energie, das Integral der elektrischen Leistung über die Zeit, in eine andere Energieform (z. B. Wärme, Licht, mechanische Energie) umgewandelt.

2.1.2 Der erweiterte Stromkreis - Das Stromnetz

Aus beliebig vielen Spannungsquellen und Verbrauchern, die über Leitungen miteinander verbunden sind, lässt sich ein Stromnetz⁸ bilden, bis hin zu einem kontinentalen elektrischen Energieversorgungsnetz. Im Gegensatz zu einem einfachen geschlossenen Stromkreis mit einer Spannungsquelle und einem Verbraucher lässt sich hier der verbrauchte Strom nicht einer eindeutigen Quelle zuweisen. Das heißt, ein Verbraucher ist nicht in der Lage nachzuvollziehen, von welcher Quelle die von ihm bezogene elektrische Energie erzeugt wurde.⁹ Da elektrische Stromnetze keine Energie speichern können, muss die Energieerzeugung zu jedem Zeitpunkt mit dem Energieverbrauch übereinstimmen (Crastan, 2012b, S. 71).

In den meisten Stromversorgungsnetzen wird aufgrund diverser Vorteile bei der Transformation auf andere Spannungsebenen und dem damit verbundenen Transport Wechselstrom eingesetzt (Crastan, 2012a, S. 17).¹⁰ Dabei ist die Frequenz eine bedeutende Größe innerhalb der Regelzone eines Stromnetzes und ist im regulären

⁷1 Wh = 3600 Ws

⁸Im Folgenden teilweise auch nur als *Netz* bezeichnet.

⁹Der elektrische Strom fließt nach den Kirchhoffschen Gesetzen (Kirchhoff, 1845). Das erste Gesetz (Knotenregel) besagt, dass in einem Knotenpunkt eines elektrischen Netzes die Summe der zufließenden Ströme gleich der Summe der abfließenden Ströme ist. Das zweite Gesetz (Maschenregel) besagt, dass die Summe der Teilspannungen in einer Masche des Stromnetzes sich zu Null summieren.

¹⁰Bei Fernübertragungsleitungen über sehr große Strecken verschieben sich die Vorteile in Richtung Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (Crastan, 2012a, S. 17 ff).

Betrieb auf einem konstanten Nennwert (*Nennfrequenz* oder *Sollfrequenz*).¹¹ Fallen in einem Wechselstromnetz erzeugte und entnommene Leistung auseinander, kommt es zu einer Änderung der Netzfrequenz und somit zu einer Abweichung von der Nennfrequenz. Folglich ist die Frequenz der Parameter, mit dem die Stabilität eines Netzes kontrolliert und geregelt wird.

Ist die Stromnachfrage größer als die aktuell eingespeiste Strommenge, sinkt die Frequenz innerhalb des Netzes. Umgekehrt steigt die Frequenz, wenn mehr Strom ins Netz eingespeist als verbraucht wird. Bei einem Frequenzabfall können als Gegenmaßnahmen entweder die eingespeiste Strommenge erhöht oder die Stromnachfrage reduziert werden. Im Fall einer Frequenzerhöhung kann entsprechend über eine Reduktion der eingespeisten Strommenge bzw. über eine Erhöhung des Verbrauchs die ursprüngliche Frequenz wiederhergestellt werden (Kamper, 2009, S. 11 ff.). Eine Abweichung von der Nennfrequenz kann zum Ausfall, Fehlbetrieb oder Beschädigung von Verbrauchern und Erzeugern führen, die auf eine feste Frequenz angewiesen sind. Können keine geeigneten Schritte gegen einen Abfall der Netzfrequenz eingeleitet werden, kann dies zum Abschalten von Stromerzeugern führen (sogenannter *Lastabwurf*), was wiederum zu einem weiteren Abfall der Frequenz führt. Dadurch kann ein Kreislauf aus Kraftwerksausfall und Frequenzabfall entstehen, bis kein Erzeuger mehr Strom einspeist und das Netz zusammenbricht. Grundsätzlich gilt dies für Differenzen von der Nennfrequenz in beide Richtungen, wobei die Abweichung nach unten der kritischere Fall ist (E-Control, 2011, S. 19).

2.2 Handelsobjekte

Der Elektrizitätssektor wird aus technischer Sicht durch ein komplexes Zusammenspiel zwischen Erzeugungsanlagen gebildet, die elektrische Energie über ein Versorgungsnetz den angeschlossenen Verbrauchern zur Verfügung stellen. Dabei sind die wirtschaftlichen Aktivitäten innerhalb des Sektors den erläuterten physikalischen Gesetzen unterworfen. Dies betrifft alle Wertschöpfungsketten von der Erzeugung, der Übertragung bis zum eigentlichen Handel mit elektrischer Energie. In den folgenden Abschnitten werden aus dem physikalischen Begriff der elektrischen Energie ein ökonomisches Gut definiert sowie die zugrunde liegende Ökonomie des Stromsektors erläutert.

¹¹Die Nennfrequenz eines Netzes ergibt sich aus der Rotationsgeschwindigkeit der Welle von angeschlossenen Generatoren. Die Nennfrequenz von Stromversorgungsnetzen hat meist historisch-technische Ursprünge (Neidhöfer, 2011; Owen, 1997).

2.2.1 Elektrische Energie und Leistung

Wie in Abschnitt 2.1 erläutert, wandeln in einem Stromnetz angeschlossene Verbraucher elektrische Energie in eine andere Energieform um. Diese wird von Stromerzeugungsanlagen generiert, welche wiederum Energie, gespeichert in diversen Formen (z. B. chemische Energie in fossilen Brennstoffen, Strahlungsenergie der Sonne etc.), in elektrische Energie umwandeln. Bei der öffentlichen und industriellen Energieversorgung werden Anlagen dieser Art im Allgemeinen als *Kraftwerke* bezeichnet (Konstantin, 2013, S. 256). Die elektrische Energie wird über elektrischen Strom, den Fluss elektrischer Ladungsträger, übertragen (siehe S. 8 dieser Arbeit). Aufgrund der Bedeutungsähnlichkeit werden die Begriffe elektrische Energie und Strom oftmals synonym verwendet. In der vorliegenden Arbeit erfolgt die Trennung über den objektiven physikalischen Zusammenhang:

Elektrische Energie wird über elektrischen Strom übertragen, der mit einer, innerhalb einer Netzebene, festgelegten Stromspannung und Frequenz fließt. Elektrischer Strom ist demnach der Träger der elektrischen Energie (Energieträger).

Damit ist auch die enge Relation geklärt: Der Fluss von elektrischem Strom ist eine notwendige Bedingung für den Verbrauch von elektrischer Energie. Aufgrund des Zusammenhangs zwischen elektrischer Leistung und Energie, als Integral der elektrischen Leistung über die Zeit (siehe S. 10 dieser Arbeit), wird in der fundamentalen Erläuterung des folgenden Kapitels nicht weiter zwischen diesen Begriffen unterschieden. Als Handelsobjekt besitzt elektrische Energie aufgrund der Übertragung über den Energieträger elektrischen Strom sehr spezielle Eigenschaften, die es von anderen deutlich unterscheidet (u. a. Erdmann & Zweifel, 2008, S. 292 ff.; Frank, 2011, S. 7 ff.; Griffin & Puller, 2005, S. 5 ff.; Stoft, 2002, S. 30 ff.).

Homogenität

Innerhalb eines Verbundnetzes mit einer durch Konvention festgelegten Nennfrequenz und Spannung ist elektrische Energie ein **homogenes Gut**, d. h. in rein physikalisch qualitativer Hinsicht ist es für den Verbraucher irrelevant, von wem die Energie mit welcher Technologie erzeugt wird. Aus der ökonomischen Perspektive trifft dies nicht unweigerlich zu, da die Erzeugungskosten je nach zeitlichem und örtlichem Verbrauch sowie Erzeugungstechnologie variieren können (Erdmann & Zweifel, 2008, S. 293 ff.). Die ökologische Bewertung fällt ebenfalls nicht homogen aus und unterscheidet sich stark nach eingesetztem Energieträger und Kraftwerkstyp

(Lübbert, 2007). Durch die physikalisch qualitative Homogenität wird elektrische Energie zu einer Art *Vertrauensgut*, da der Verbraucher die ökologische Qualität selbst nicht oder nur schwer nachempfinden und überprüfen kann (Leprich, 2009, S. 4).

Speicherbarkeit

Elektrische Energie ist **im Stromnetz nicht speicherbar**, daher müssen Angebot und Nachfrage an elektrischer Energie in einem Verbundnetz stets übereinstimmen (Stoft, 2002, S. 40 ff.). Andernfalls kann es zu Lastabwürfen und einem Zusammenbruch der elektrischen Energieversorgung kommen (siehe Seite 11 dieser Arbeit). Das bedeutet jedoch nicht, dass elektrische Energie generell nicht gespeichert werden kann. Dafür bedarf es jedoch an das Stromnetz angeschlossene, spezielle und gegenwärtig noch sehr kostenintensive Stromspeicher.¹² Der Ausgleich der schwankenden Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch muss daher sowohl im Laufe einer Minute, einer Stunde, eines Tages oder eines Jahres als auch in der langen Frist gewährleistet sein und stellt eine der maßgeblichen Aufgaben eines funktionierenden Stromsystems dar.

Substitutionalität

Bei der Erzeugung von elektrischer Energie kann auf viele Formen von eingesetzter und umgewandelter Primärenergie¹³ zurückgegriffen werden. Demnach ist bei der Erzeugung eine Energiequelle perfekt durch eine andere substituierbar. Das physische Produkt *elektrische Energie* (bzw. *elektrischer Strom*) ist jedoch in vielen Anwendungsbereichen gegenwärtig sehr schlecht oder unmöglich ersetzbar (Wüstenhagen, 2000, S. 40 f.). Dies liegt zum einen an den Anforderungen spezieller Anwendungen, zum anderen an den einzigartigen Eigenschaften des Energieträgers elektrischer Strom, welcher wiederum manche Anwendungen erst ermöglicht hat (Erdmann & Zweifel, 2008, S. 293):

- Elektrischer Strom ist ein Energieträger mit maximaler Energie und kann vollständig in jede beliebige Energieform umgewandelt werden.
- Elektrischer Strom ist ein praktisch masse- und volumenloser Energieträger.

¹²Eine Übersicht der derzeit verfügbaren Speichertechnologien ist in Popp (2010, S. 40 ff.) zu finden.

¹³Unter Primärenergie versteht man Energieträger, die noch keinen Umwandlungsprozess durchlaufen haben (z. B. Kohle, Erdgas, Sonnenenergie usw.). Eine ausführliche Definition und weitere Differenzierungen in Energiebilanzen sind in Konstantin (2013, S. 1 ff.) zu finden.

- Die örtlichen Emissionen bei der Nutzung von elektrischer Energie beschränken sich auf Wärme und Lärm, erzeugt durch den Maschineneinsatz.
- Die Gesetze der Thermodynamik begrenzen die maximale Energiedichte nicht, daher sind bei Stromanwendungen höchste Temperaturen erreichbar.

Strom ist aufgrund der genannten Eigenschaften ein sehr variabler Energieträger und kann in manchen Sektoren nicht durch andere Produktionsfaktoren substituiert werden.¹⁴ Die von Strom übertragene Energie ist reine Exergie und kann vollständig für beliebige Energieumwandlungsprozesse genutzt werden.¹⁵ Aufgrund der nicht vorhandenen Emissionen von Luftschadstoffen eignen sich Stromanwendungen für den Einsatz in abgassensiblen Bereichen.

Leitungsgebundenheit

Die Übertragung von elektrischer Energie in Form von elektrischem Strom ist leitungsgebunden.¹⁶ Das bedeutet, es wird ein Transportnetz benötigt, um die Übertragung vom Ort der Erzeugung hin zum Ort des Verbrauchs zu ermöglichen. Beim Transport über längere Strecken fällt die Spannung durch den Ohmschen Widerstand entlang der Stromleitung ab und ein Teil der eingespeisten Arbeit geht als Abwärme verloren (Konstantin, 2013, S. 454). Um diese Verluste zu minimieren, geschieht der Transport über eine sehr große Entfernung bei sehr hoher elektrischer Spannung. Ein elektrisches Verbundnetz besteht daher üblicherweise aus verschiedenen Netzebenen, deren Spannung umso höher ist, je größer das versorgte Netzgebiet und damit die Übertragungsdistanz ist (siehe Tabelle 1). In der Regel wird die elektrische Energie über Wechselstrom übertragen. Bei sehr langen Distanzen oder bestimmten geographischen Besonderheiten (z. B. Unterseekabel) kommen auch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen (HGÜ) zum Einsatz (näheres dazu auf S. 22 dieser Arbeit). Prinzipiell ist die genaue Einteilung der Netzebenen frei wählbar und es existieren verschiedene länder- oder kontinentalspezifische Aufteilungen (z. B. Erdmann & Zweifel, 2008, S. 295; Harris, 2006, S. 62 f.; Konstantin, 2013, S. 455).

¹⁴Diese Aussage wurde nach aktuellem technologischen Wissensstand getroffen. Dies trifft speziell auf die digitale Informationsübertragung oder Anwendungen in der Lasertechnologie zu (Erdmann & Zweifel, 2008, S. 293).

¹⁵Exergie ist als derjenige Teil einer Energie definiert, der in nutzbare Arbeit umgewandelt werden kann. Der nicht nutzbare Teil ist sogenannte Anergie (Langeheinecke et al., 2013, S. 106 f.).

¹⁶Eine Ausnahme stellt die Übertragung von elektrischer Energie mittels Induktion dar. Diese Form der Energieübertragung wird u. a. im Bereich der Elektromobilität erforscht (siehe Schraven et al., 2011).

Tabelle 1: Verbundnetzeinteilung nach Spannungshöhe und Distanz (angelehnt an Erdmann & Zweifel (2008, S. 295))

Netztyp	elektrische Spannung	Übertragungsdistanz
HGÜ-Leitungen	300.000 V - 800.000 V	Ferntransport
Höchstspannungsnetz	220.000 V - 380.000 V	Ferntransport
Hochspannungsnetz	35.000 V - 110.000 V	überregionaler Transport
Mittelspannungsnetz	1.000 V - 30.000 V	regionale Verteilung
Niederspannungsnetz	220 V - 380 V	Feinverteilung

Die Leitungsgebundenheit hat zur Folge, dass elektrische Energie nicht überall handelbar ist, sondern ein Netzanschluss bestehen muss. Dies gilt sowohl für Erzeuger als auch für Verbraucher. Des Weiteren müssen ausreichende Übertragungsmöglichkeiten an den gewünschten Orten für den Handel mit elektrischer Energie bestehen, was unter (zeitlichen) Umständen zu einer technisch bedingten Einschränkung des Handelsvolumens führen kann (Stoft, 2002, S. 382 ff.). Obwohl einzelne Netzebenen oder Teile davon durchaus unterschiedlichen Eigentümer gehören können, ist das Verbundnetz an sich ein **unteilbares Gut** (vgl. Erdmann & Zweifel, 2008, S. 297). Dies liegt an der festgelegten Netzfrequenz, die über alle Netzbesitzer hinweg die Funktionsfähigkeit des Versorgungsnetzes bestimmt und an dem nicht zu spezifizierendem Fluss des elektrischen Stroms durch die Netze (siehe folgendes Kapitel).

Spezifizierbarkeit

Der Fluss des elektrischen Stroms innerhalb eines Verbundnetzes richtet sich nach den elektrischen Widerständen der einzelnen Teilabschnitte. Dabei folgt der Strom prinzipiell dem Weg des geringsten Widerstandes. Dieses Verhalten ist in den *Kirchhoffschen Gesetzen* physikalisch beschrieben (siehe S. 10 dieser Arbeit). Da elektrische Energie innerhalb eines Verbundnetzes ein physikalisch qualitatives homogenes Gut ist, hat dies zur Folge, dass es für den Verbraucher, der elektrische Energie aus dem Verbundnetz bezieht, nahezu unmöglich ist, die von ihm bezogene elektrische Energie einem bestimmten Erzeuger zuzuordnen (vgl. Grellet, 2009, S. 109 f.; Grichnik & Vortmeyer, 2002, S. 3). Gleichzeitig kann der Erzeuger nicht bestimmen, dass der von ihm eingespeiste Strom auch an einen bestimmten Verbraucher fließt. Die in dem Netz fließende elektrische Energie (Strom) ist also **nicht spezifizierbar**. Der für die Netzstabilität erforderliche ständige Ausgleich

zwischen Angebot und Nachfrage muss daher sowohl direkt zwischen Erzeuger und Verbraucher als auch auf übergeordneter Netzebene stattfinden. Des Weiteren ist der Handel von elektrischer Energie nicht zwingend an die tatsächliche physikalische Lieferung über einen Stromfluss zwischen Erzeuger und Verbraucher gebunden, sondern lediglich an den Anschluss der Handelspartner an das selbe Verbundnetz.

Erzeugungskosten von elektrischer Energie

Die Kosten zur Umwandlung einer anderen Energieform in elektrische Energie in einer Stromerzeugungsanlage werden als *Stromerzeugungskosten* oder *Stromgestehungskosten* bezeichnet. In diesem Kapitel wird auch der Begriff der *Energieerzeugung* als Synonym verwendet. Jedes Kraftwerk hat aufgrund seiner technologischen Eigenschaften und ökonomischen Randbedingungen spezifische Stromerzeugungskosten, die sich auf *Fixkosten* und *variable Kosten* aufteilen und sich auf die erzeugte elektrische Energie beziehen, also den durchschnittlichen Stromerzeugungskosten in einem bestimmten Zeitabschnitt entsprechen.

Variable Kosten

Die variablen Kosten der Stromerzeugung bestehen überwiegend aus den Brennstoffkosten, aber auch aus denjenigen Betriebs- und Wartungskosten der Stromerzeugungsanlage, deren Höhe von der Betriebsdauer bzw. der erzeugten elektrischen Energie bestimmt wird. Falls ein System zur Internalisierung externer Umweltkosten existiert (z. B. Handel von Treibhausgasemissionen), fallen diese ebenfalls unter die variablen Kosten (Wissel et al., 2008, S.17 f.). Die variablen Kosten hängen von der Menge der erzeugten elektrischen Energie ab, d. h. sie fallen proportional zu jeder erzeugten Kilowattstunde (kWh), Megawattstunde (MWh) usw. an. Daher werden die variablen Kosten der Stromerzeugung in *Geldeinheiten pro Energiemenge*, also z. B. €/MWh gemessen.

Fixe Kosten

Der fixe Anteil der Stromerzeugungskosten einer Anlage besteht überwiegend aus deren Kapitalkosten und zu einem Teil aus betriebsunabhängigen Wartungskosten.¹⁷ Die Kapitalkosten ergeben sich aus der installierten Leistung und den spezifischen Investitionskosten des Kraftwerks:

¹⁷In der folgenden Betrachtung wird angenommen, dass die betriebsunabhängigen Wartungskosten einen vernachlässigbaren Teil der Fixkosten ausmachen und werden daher ignoriert.

- Die installierte Leistung, auch Kraftwerkskapazität genannt, ist die maximal erzeugbare elektrische Leistung eines Kraftwerks. Diese wird, je nach Größe der Anlage, in Kilowatt (kW), Megawatt (MW) oder Gigawatt (GW) angegeben.¹⁸
- Die spezifischen Investitionskosten sind abhängig von Kraftwerkstechnologie sowie zyklischen Trends des Kraftwerksmarkts und werden in €/kW angegeben (Wissel et al., 2008, S. 2 f.). Aus ökonomischer Sicht entsprechen sie dem Kapitalwert der Investition in ein Kraftwerk einer bestimmten Technologie pro kW installierter Leistung (auch *Overnight Costs*, OC, genannt, Stoff, 2002, S. 33).¹⁹

Es ist zu beachten, dass ein Kraftwerk nicht tatsächlich *über Nacht* errichtet wird. Daher ist eine bedeutende Einflussgröße der Kosten während der Bauzeit die zu Grunde liegende Diskontrate und die damit verbundenen Zinszahlungen.²⁰ Die fixen Kosten hängen, wie dargestellt, von der Höhe der Kraftwerkskapazität ab, d. h. sie fallen proportional zu der installierten Leistung an.²¹

Bis hierhin lässt die Erläuterung nicht zu, dass die spezifischen Investitionskosten als fixer Anteil (gemessen in €/MW) und variablen Kosten der Erzeugung von elektrischer Energie (gemessen in €/MWh) addiert werden, da sie in unterschiedlichen Einheiten gemessen werden. Damit die Stromerzeugungskosten berechnet werden können, ist dies jedoch notwendig. Um dies zu ermöglichen, müssen die Fixkosten auf mehrere Zahlungen in einem bestimmten Zeitabschnitt verteilt werden. Eine Möglichkeit ist die Aufteilung der Fixkosten auf einen Zahlungsstrom in konstanten Zeitabschnitten über die gesamte Lebensdauer eines Kraftwerks. Im Fall einer flachen Zinsstruktur ist das dafür geeignete Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung die Annuitätenmethode (vgl. Hering, 2008, S. 44 ff.). Diese basiert auf der Kapitalwertmethode und ermöglicht die Verteilung des spezifischen Kapitalwertes²² einer Investition auf gleich hohe Zahlungen $\bar{a}$ zu den Zeitpunkten $t = 1, 2, \dots, T$ während einer endlichen Laufzeit T . Die konstante Zahlung $\bar{a}$ (Annuität) erhält

¹⁸1 GW = 1.000 MW = 1.000.000 kW = 1.000.000.000 Watt

¹⁹Baunebenkosten, wie z. B. Grundstückskosten, werden hier vernachlässigt.

²⁰Eine exemplarische Darstellung des Einflusses der Diskontrate auf die Kapitalkosten verschiedener Kraftwerkstechnologien ist in Wissel et al. (2008, S. 15 f.) zu finden.

²¹Dabei ist zu berücksichtigen, dass die spezifischen Investitionskosten für bestimmte Stromerzeugungstechnologien definiert sind, welche nur in einem gewissen Leistungsspektrum verfügbar sind.

²²Der spezifische Kapitalwert ergibt sich aus den spezifischen Investitionskosten, also nicht aus den gesamten Investitionskosten des Kraftwerks, sondern aus den auf die installierte Leistung (Kapazität) bezogenen Investitionskosten.

man, indem man den Kapitalwert C der Investition mit dem Annuitätenfaktor²³ ANF (für den Kalkulationszins i und die Laufzeit T) multipliziert:

$$\bar{a} = ANF_{i,T} \cdot C = \frac{i \cdot (1+i)^T}{(1+i)^T - 1} \cdot C = \frac{i}{1 - (1+i)^{-T}} \cdot C \quad (1)$$

Bezogen auf die spezifischen Investitionskosten eines Kraftwerksbaus entsprechen die Kapitalkosten C in der voranstehenden Formel den Overnight Costs. Der Kalkulationszins ist als jährlicher Zinssatz definiert. Dies ist im Kontext der Stromerzeugungskosten mit den innerhalb eines Jahres wiederkehrenden wetterbedingten Einflussfaktoren auf die Stromnachfrage sowie auf die Stromerzeugung begründet. Damit ist auch klar, dass hier eine jährliche Annuität beschrieben ist.²⁴ Die spezifischen Investitionskosten werden also auf gleichmäßige jährliche Zahlungen über die erwartete Nutzungsdauer des Kraftwerkes verteilt.

Dadurch erhalten die vorher statisch betrachteten spezifischen Investitionskosten eine Zeitkomponente (in diesem Fall *pro Jahr*). Daher kann die resultierende Annuität ökonomisch als jährliche Kosten der Kapitalnutzung I (englisch: *User Cost of Capital* oder *Rental Cost*) interpretiert werden (vgl. Erdmann & Zweifel, 2008, S. 40 f.; Stoft, 2002, S. 36). Praktisch entspricht dies den Kosten, welche für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazität, bezogen auf die elektrische Leistung, über ein Jahr (y) anfallen, d. h. für die Möglichkeit zur Erzeugung einer bestimmten elektrischen Leistung in diesem Zeitraum, unabhängig von der tatsächlich erzeugten Energiemenge. Zur Vereinfachung wird angenommen, dass dies der einzige Bestandteil der Fixkosten FC ist (d. h. es gilt $FC = I$). Setzt man in Formel (1) zusätzlich die nun bekannten Einheiten (in eckigen Klammern) und anstelle der Kapitalkosten C die Overnight Costs OC ein und löst auf, erhält man folgendes:

$$\bar{a} = ANF \left[\frac{1}{y} \right] \cdot OC \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] = \left[\frac{\frac{\text{€}}{\text{kW}}}{y} \right] = \left[\frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot y} \right]$$

Daraus resultiert, dass die fixen Kosten der Stromerzeugung in *Geldeinheiten pro Energiemenge*, also z. B. €/kW_y, gemessen werden.

²³Der Annuitätenfaktor entspricht dem Kehrwert des Rentenbarwertfaktors. Zur ausführlichen Herleitung des Rentenbarwertfaktors siehe Tallig (2005, S. 83 ff.) und zur Verknüpfung mit dem Annuitätenfaktor Hering (2008, S. 43 f.).

²⁴Für eine kontinuierliche Berechnung lautet die Formel für den Annuitätenfaktor (vgl. Copeland et al., 2008, S. 1122): $ANF_{i,T} = \frac{i}{1 - e^{-(iT)}}$

Die Kosten der Stromerzeugung im Jahr t ergeben sich aus den jährlichen Fixkosten FC_t ²⁵ und den jährlichen variablen Kosten VC_t . Diese sind wiederum abhängig von dem sogenannten *Kapazitätsfaktor* k (englisch: *capacity factor*, vgl. Stoft, 2002, S. 34), der sich aus der Auslastung eines Kraftwerks j innerhalb eines Jahres t ergibt.

$$k_{j,t} = \frac{E_{j,t}}{P_j^{max} \cdot 8760 \text{ h}} \quad (2)$$

wobei $k_{j,t}$ Kapazitätsfaktor des Kraftwerks j im Jahr t
 $E_{j,t}$ Netto-Stromerzeugung²⁶ in kWh des Kraftwerks j im Jahr t
 P_j^{max} Maximale Erzeugungsleistung (Kapazität) in kW des Kraftwerks j

Der Kapazitätsfaktor ist dimensionslos und nimmt einen Wert zwischen 0 und 1 an. Die mathematische Darstellung der gesamten spezifischen Stromerzeugungskosten in Formel 3 folgt der *Screening Curve*-Methodik zur Bestimmung des optimalen Stromerzeugungsmix (vgl. Koomey et al., 1990; De Jonghe et al., 2011, S. 2232 ff.):

$$TC_{j,t}^{spez} = FC_{j,t} + k_{j,t} \cdot VC_{j,t} \quad (3)$$

mit $TC_{j,t}^{spez}$ Gesamte spezifische Stromerzeugungskosten des Kraftwerks j im Jahr t
 $FC_{j,t}$ spezifische Fixkosten des Kraftwerks j im Jahr t
 $VC_{j,t}$ Variable Kosten des Kraftwerks j im Jahr t

Es wird noch einmal darauf hingewiesen, dass bisher eine *spezifische* Betrachtung der Kosten erfolgt ist, d. h. bezogen auf die elektrische Leistung des Kraftwerks. Die jährlichen spezifischen Stromerzeugungskosten TC^{spez} können daher als durchschnittliche Kosten der Kapazitätsnutzung (englisch: *average cost of capacity*, vgl. Stoft, 2002, S. 36 f.) interpretiert werden.²⁷

$$AC_{j,t}^{Kap} = \frac{TC_{j,t}}{P_j^{max}} = \frac{TC_{j,t}^{spez} \cdot P_j^{max}}{P_j^{max}} = TC_{j,t}^{spez}$$

wobei $AC_{j,t}^{Kap}$ Durchschnittskosten der Kapazität des Kraftwerks j im Jahr t
 $TC_{j,t}$ Gesamte Stromerzeugungskosten des Kraftwerks j im Jahr t

²⁵Diese sind nach obigen Überlegungen für jedes Jahr konstant, d. h. $FC_t = \text{konst.}$ für alle $t = 1, 2, \dots, T$

²⁶Manche Kraftwerkstypen verbrauchen während der Stromerzeugung selbst etwas elektrische Energie. Wird dieser Eigenverbrauch von der Brutto-Stromerzeugung abgezogen, ergibt sich die Netto-Stromerzeugung.

²⁷Stoft (2002, S. 36) weist daraufhin, dass es sich nicht um die gesamten jährlichen Kosten der Energieerzeugung eines Kraftwerks (TC) handelt. Um diese zu erhalten muss man die hier dargestellten spezifischen Stromerzeugungskosten mit der installierten Kapazität multiplizieren.

In Abbildung 1 sind die jährlichen Durchschnittskosten der Kapazität als eine Funktion des Kapazitätsfaktors dargestellt. Der Ordinatenabschnitt entspricht den spezifischen Fixkosten, die Steigung der Gerade den variablen Kosten. Die jährlichen Durchschnittskosten werden in $\frac{\text{€}}{\text{kW}_y}$ pro Jahr (oder anders: $\frac{\text{€}}{\text{kW}_y}$) gemessen. Die Umrechnung in die gebräuchlichere Größe $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ erfolgt einfach über die Division mit dem Umrechnungsfaktor 8,76.²⁸

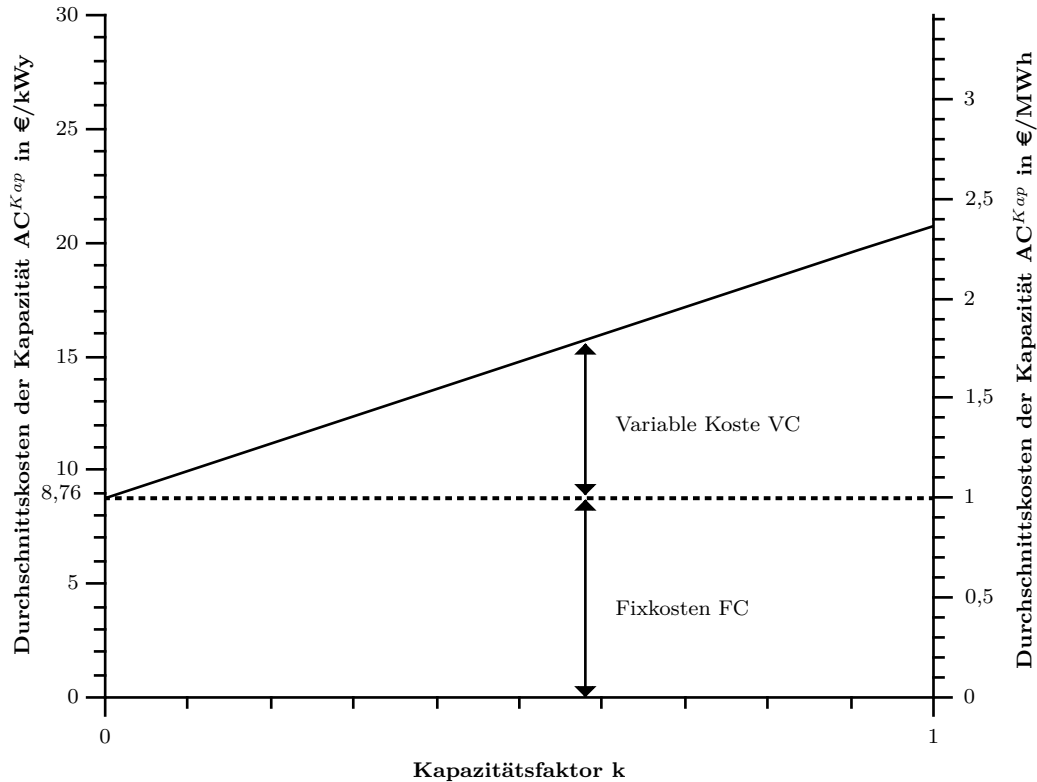


Abbildung 1: Durchschnittskosten der Kapazität in Abhängigkeit des Kapazitätsfaktors (eigene Darstellung)

Aus den gesamten spezifischen Stromerzeugungskosten lassen sich auch die jährlichen Durchschnittskosten der Stromerzeugung ermitteln. Dazu müssen die gesamten spezifischen Stromerzeugungskosten des Kraftwerks TC^{spez} über dessen gesamte mögliche Ausnutzung verteilt, also durch den Kapazitätsfaktor k dividiert, werden:

$$AC_{j,t}^{En} = \frac{TC_{j,t}}{k_{j,t}} = \frac{FC_{j,t}}{k_{j,t}} + VC_{j,t}$$

wobei $AC_{j,t}^{En}$ Durchschnittskosten der Energieerzeugung des Kraftwerks j im Jahr t

²⁸Dieser ergibt sich aus (vgl. Stoft, 2002, S. 37): $\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot \frac{0,001 \text{ MW}}{1 \text{ kW}} \cdot \frac{8760 \text{ h}}{1 \text{ y}} = \frac{\text{€}}{\text{kW}_y} \cdot 8,76$

Stellt man die Durchschnittskosten der Energieerzeugung in Abhängigkeit des Kapazitätsfaktors dar, ergibt sich eine nicht-lineare Funktion (siehe Abbildung 2). Dabei wird ersichtlich, dass die Durchschnittskosten der Energie AC^{En} mit höherer jährlicher Ausnutzung des Kraftwerks geringer werden. Infolge der höheren Ausnutzung werden die fixen Kosten über eine größere erzeugte Energiemenge verteilt (vgl. Schwab, 2012, S. 929 f.; Stoft, 2002, S. 37). Auf Basis der jährlichen Durchschnittskosten der Energie lassen sich mittels der Kapitalwertmethode die durchschnittlichen Kosten für die Erzeugung elektrischer Energie während der Nutzungsdauer einer Stromerzeugungsanlage berechnen. Diese werden als Stromgestehungskosten bzw. als *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) bezeichnet. Die Methode der LCOE wird häufig für den Kostenvergleich verschiedener Stromerzeugungstechnologien verwendet (vgl. Borenstein, 2012, S. 70 ff.; Konstantin, 2013, S. 177 f.; Wissel et al., 2008, S. 37 f.). Die beschriebenen Berechnungen für die verschiedenen jährlichen Kosten der Erzeugung von elektrischer Energie sind Grundlage für das Verständnis der Bestimmung der Einsatzzeiten verschiedener Kraftwerkstypen auf bestehenden Strommärkten, auf die in Kapitel 3.1.1 für den regulierten bzw. in Kapitel 3.3.1 für den liberalisierten Stromsektor näher eingegangen wird.

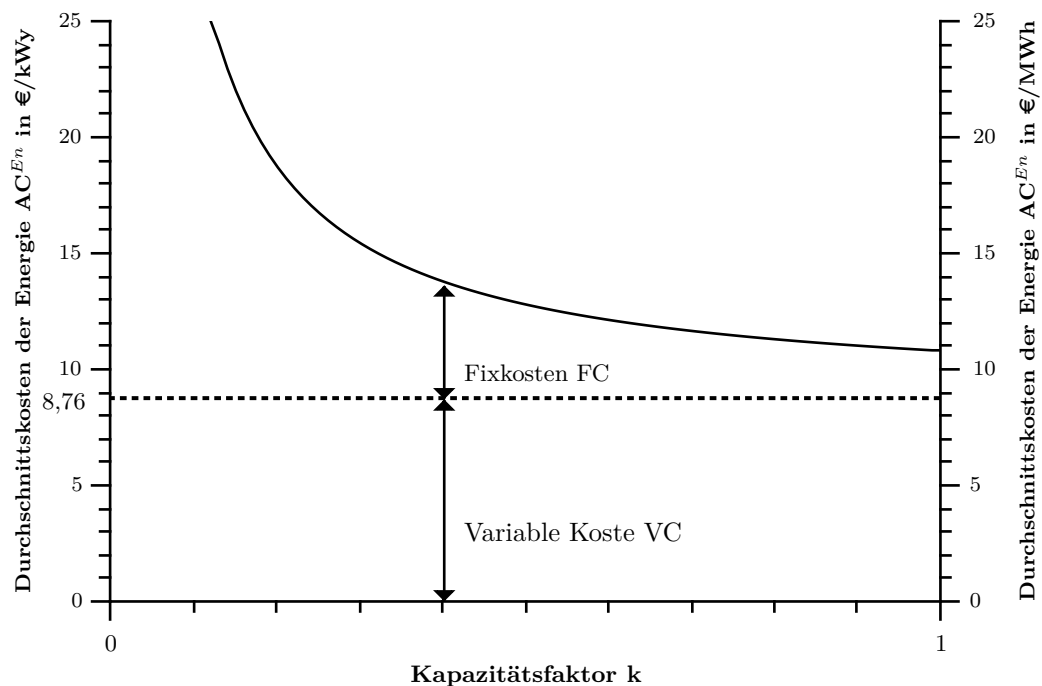


Abbildung 2: Durchschnittskosten der Energie in Abhängigkeit des Kapazitätsfaktors (eigene Darstellung)

2.2.2 Übertragung, Verteilung und Versorgungszuverlässigkeit

Kosten der Netzinfrastruktur

Die Übertragung von elektrischer Energie erfolgt über ein Transportnetz, dessen Aufbau und Erhalt wiederum Investitionen erfordert. Wie in Tabelle 1 aufgeführt, besteht ein nationales oder kontinentales Verbundnetz aus mehreren Spannungsebenen, um eine möglichst verlustarme Übertragung der elektrischen Energie zu gewährleisten. Aus historisch-technischen Gründen kommen fast ausschließlich Wechselstromsysteme zum Einsatz. Bei sehr hohen Übertragungsleistungen über sehr lange Strecken und bei der Untersee- und Erdkabelübertragung wird der Einsatz von HGÜ-Leitungen sinnvoll. Diese weisen ab einer gewissen Distanz geringere Leitungsverluste als Wechselstromleitungen auf. Die Untersee- bzw. Erdkabelübertragung mittels HGÜ-Leitungen weist ebenfalls diverse technische Vorteile auf (siehe hierzu Crastan & Westermann, 2012, S. 397 ff.; Schwab, 2012, S. 434 ff.). HGÜ-Leitungen bilden, im Gegensatz zu Wechselstromleitungen, kein Masche- oder Ringnetz, sondern stellen Zweipunktverbindungen her (siehe Abbildung 3).

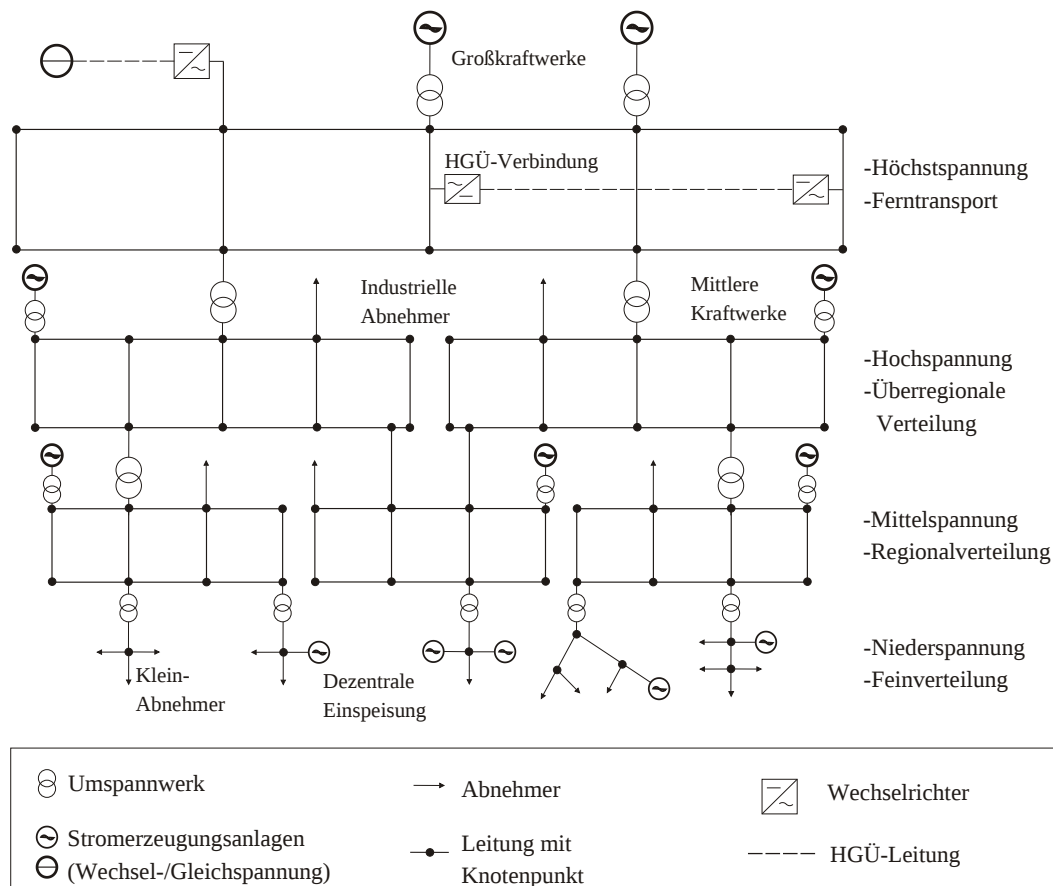


Abbildung 3: Struktur des Elektrizitätsversorgungssystems (eigene Darstellung)

Die verschiedenen Spannungsebenen werden durch Umspannwerke miteinander verbunden, deren *Primärtechnik* aus Regeltransformatoren und Schaltwerken besteht. Sie stellen also die Schnittstelle zwischen den Netzen her und werden daher als Netzknoten bezeichnet. Zur *Sekundärtechnik* zählen Einrichtungen zur Kommunikation und Fernsteuerung, zur Messung und Überwachung sowie zur Automatisierung und zum Netzschutz (vgl. Schwab, 2012, S. 575). Beide Bestandteile der Netztechnik ermöglichen den vertikalen Energiefluss innerhalb des Stromnetzes (vgl. Crastan & Westermann, 2012, S. 505 ff.; Schwab, 2012, S. 573 ff.). Die Auslegung der Kapazität der Netzebenen und deren Schnittstellen auf eine bestimmte Höchstlast ist ein bestimmender Kostenfaktor für die Gesamtinvestitionskosten eines Elektrizitätsversorgungsnetzes (siehe Tabelle 2).²⁹ Um zu berücksichtigen, dass an das Netz angeschlossene Verbraucher in der Regel nicht gleichzeitig ihre Maximalleistung beziehen, wird der *Gleichzeitigkeitsfaktor* oder *Bedarfsfaktor* bei der Berechnung der Netzauslegung verwendet (Kasikci, 2001, S. 13 f.). Dieser gibt an, wie groß der Anteil des Verbrauchers an der Netzhöchstlast ist. Daher setzt sich der gesamte Leitungsbedarf aus der Summe der einzelnen Lasten multipliziert mit dem jeweiligen Gleichzeitigkeitsfaktor zusammen:

$$P^{max} = \sum P_j \cdot g_j$$

wobei P^{max} Gesamter Leistungsbedarf
 P_j installierte Leistung von Verbraucher j
 g_j Gleichzeitigkeitsfaktor von Verbraucher j

Der Gleichzeitigkeitsfaktor kann auch als Wahrscheinlichkeit interpretiert werden, dass der Verbraucher zum Zeitpunkt der Netzhöchstlast seine volle Leistung aus dem Netz bezieht (Erdmann & Zweifel, 2008, S. 325). Der Gleichzeitigkeitsfaktor ist eine steigende Funktion des Lastfaktors, der sich analog zum Kapazitätsfaktor (siehe S. 19 dieser Arbeit) berechnet:

$$l_{j,t} = \frac{E_{j,t}}{P_j^{max} \cdot 8\,760\,h} \quad (4)$$

$$\frac{\partial g_j}{\partial l_j} > 0$$

mit $l_{j,t}$ Lastfaktor von Verbraucher j im Jahr t
 $E_{j,t}$ Strombezug in kWh von Verbraucher j im Jahr t
 P_j^{max} Maximale Bezugsleistung in kW des Verbrauchers j

²⁹Für welche Höchstlast das Stromversorgungsnetz ausgelegt ist, ist im Fall einer Netzregulierung Aufgabe des Regulators. Siehe dazu S. 26 f. dieser Arbeit.

Darüber hinaus gilt: $0 \leq g \leq 1$ bzw. $0 \leq l \leq 1$ und $g(l) = 1$, falls $l = 1$. Der Gleichzeitigkeitsfaktor muss bei der Auslegung jeder Netzebene berücksichtigt werden und wird für verschiedene Verbrauchergruppen empirisch ermittelt (vgl. Kasikci, 2001, S. 14 f.).

Je nach Fläche des Netzes, Anzahl der Einspeise- und Ausspeisepunkte und deren lokale Konzentration ergeben sich unterschiedliche Strukturen des Netzes. Dadurch, und durch die je nach Gleichzeitigkeitsfaktor ausgelegte Netzkapazität, werden die Investitionskosten in die Netzinfrastuktur bestimmt. Eine Auswahl von wichtigen Einflussfaktoren auf die Netzstruktur und deren Kosten ist in Tabelle 2 gegeben. Die hier vorgegebene hierarchische Aufteilung der Faktoren lässt sich im Komplexitätsgrad erweitern, z. B. Verbraucherstruktur $\rightarrow$ Netzanschlussebene $\rightarrow$ Industrieanteil $\rightarrow$ Anteil stromintensiver Industrie (usw.). Teilweise sind Korrelationen oder kausale Zusammenhänge unter den Faktoren zu vermuten.

Tabelle 2: Wichtige Einflussfaktoren auf die Stromnetzstruktur und deren Kosten (eigene Darstellung)

Faktor	spezifischer Faktor
Netzkapazität	Leistung der Verbraucher Gleichzeitigkeitsfaktor der Verbraucher Priorität der Versorgungssicherheit ³⁰ topographische Lage
Erzeuger-/Verbraucherstruktur	Anzahl an Erzeuger/Verbraucher Netzanschlussebene geographische Lage topographische Lage
Siedlungsstruktur	Bevölkerungsdichte Gebäudestruktur

Die Kosten der reinen Netzinfrastuktur sind weitestgehend Fixkosten (Crastan & Westermann, 2012, S. 496). Folglich hat die Menge der übertragenen Energie *kurzfristig* einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Kosten der Netzinfrastuktur:

³⁰Die Netzkapazität muss nicht zwingend der möglichen Netzhöchstlast entsprechen. Falls sie geringer ist, kann es bei einer sehr hohen Nachfrage zu Versorgungsengpässen kommen. Im Fall eines regulierten Netzbetriebes bestimmt der Regulator die Priorität der Versorgungsqualität.

$$I^{Netz}(X) = I^{Netz}(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

$$\frac{\partial I^{Netz}}{\partial E} \approx 0$$

mit	I^{Netz}	Investitionskosten in die Netzinfrastruktur
	x	Einflussfaktoren auf I^{Netz} (siehe Tabelle 2)
	E	Über das Netz übertragene elektrische Energie

Das bedeutet jedoch keinesfalls, dass ein einmal errichtetes und funktionstüchtiges Stromnetz keine weiteren Kosten mehr verursacht. Die einzelnen Einflussfaktoren auf die Höhe der Investitionskosten eines Netzes sind nur kurzfristig konstant bzw. langfristig nicht konstant. Beispielsweise müssen neue Verbraucher und Erzeuger an das Netz angeschlossen werden, eine Veränderung der Höchstlast macht einen Ausbau des Netzes erforderlich oder das Netz wird geographisch erweitert. Ein elektrisches Energieversorgungsnetz kann sich demnach in einem ständigen Wandel befinden. Dies wirft die Frage auf, wer den Netzausbau und -umbau bestimmt und dafür bezahlt.

Regulierungsbedarf des Stromnetzes

Der Netzbereich in einem elektrischen Energieversorgungssystem ist nach derzeitigem Stand der Technologie ein klassischer Fall, in dem ein natürliches Monopol vorliegt. Die neoklassische Theorie begründet dies mit der Eigenschaft der Subadditivität einer Kostenfunktion $C(q)$, die vorliegt, wenn die Kosten für die Herstellung einer Gesamtmenge durch einen Anbieter geringer sind, als die Summe der Kosten bei Erzeugung durch mehrere Anbieter (Diekmann et al., 2006, S. 9):

$$C\left(\sum_{i=1}^n q_i\right) < \sum_{i=1}^n C(q_i)$$

wobei gilt $q = \sum q_i$

Übertragen auf das leitungsgebundene Stromnetz bedeutet dies, dass die Gesamtnachfrage nach der Netzinfrastruktur durch einen Anbieter günstiger befriedigt werden kann, als dies bei mehreren der Fall wäre. Zwei oder mehr parallel existierende Netze würden folglich zu erheblichen Mehrkosten führen. Dabei ist zu beachten, dass die Charakterisierung des Stromnetzes als natürliches Monopol im Sinne der Subadditivität der Kostenfunktion ausschließlich potenzielle Verbundvorteile aufzeigen kann. Ebenso muss die aufgrund eines ausschließlich technischen

Kriteriums getroffenen Aussage mit Hinweis auf den möglichen technischen und wirtschaftlichen Wandel relativiert werden (Diekmann et al., 2006, S. 11).

Die Schlussfolgerung allein, dass es sich bei dem Bereich des Stromnetzes um ein natürliches Monopol handelt, bedeutet nicht, dass es zwingend unter eine staatliche Regulierung fällt. Der potenzielle Regulator des Netzbereiches muss über ein umfassendes Wissen über den Netzbereich verfügen, um bei bestimmten verfolgten Zielen Fehlallokationen zu vermeiden, und somit zu einem besseren Ergebnis zu kommen, als dies ohne Regulierung der Fall wäre. Bedeutende Fragen in diesem Zusammenhang sind (vgl. Erdmann & Zweifel, 2008, S. 327; Joskow, 2007):

- Wie werden Güter und Dienstleistungen unter Berücksichtigung der Vollkostendeckung effizient bepreist?
- Welche Qualität und Produktvielfalt soll garantiert werden?
- Wie können Größen- und Verbundvorteile in statischer und dynamischer Hinsicht ausgeschöpft werden?
- Welche Formen des Netzausbaus werden genehmigt und als unabdingbare Kosten anerkannt?
- Nach welcher Methode werden bereits abgeschriebene Investitionen bewertet?
- Welche Eigenkapital-/Fremdkapitalanteile werden zugelassen?
- Welche Gewinne werden dem Netzbetreiber ermöglicht, damit Monopolgewinne vermieden, aber Innovationen und Effizienzsteigerung angereizt werden?
- Welche Umverteilungseffekte innerhalb der Gruppe der Netznutzer ergeben sich durch die Netzregulierung?

Die Vielzahl und Komplexität der aufgeführten Auswahl an zentralen Fragen verdeutlicht den Umfang des Regulierungsdesigns. Darüber hinaus existieren mehrere institutionelle Alternativen, welche für die Behandlung natürlicher Monopole in Frage kommen (siehe hierzu Diekmann et al., 2006, S. 15 ff.). Es soll festgehalten werden, dass es sich im Fall des Elektrizitätsversorgungsnetzes aus neoklassischer Sicht um ein natürliches Monopol handelt.³¹ In welcher Form Güter- und Dienstleistungen (größtenteils Fixkosten) des Netzbetriebes bepreist werden, hängt vom Regulierungsdesign und den damit verbundenen Zielen ab.

³¹Diekmann et al. (2006, S. 15) weisen daraufhin, dass eine Regulierung des Netzbetriebes häufiger auch aus nicht-neoklassischen Gründen gefordert wird.

Systemdienstleistungen

Die physische Verbindung von Verbrauchern und Erzeuger über ein elektrisches Energieversorgungssystem ist eine notwendige, aber keine hinreichende Bedingung für die Gewährleistung eines Stromflusses zwischen diesen. Die von den Stromerzeugungsanlagen oder auch Speichern bereitgestellte elektrische Leistung muss aufgrund der Nicht-Speicherbarkeit (siehe S. 13 dieser Arbeit) von elektrischer Energie innerhalb eines elektrischen Verbundnetzes stets mit der Netzlast, also dem gesamten aktuellen Verbrauch an elektrischer Leistung, übereinstimmen. Andernfalls droht eine Abweichung der Netzfrequenz von der Nennfrequenz der Regelzone. Man kann dabei zwischen saisonalen, wochenendbedingten und tageszeitlichen Verbrauchsschwankungen unterscheiden (Crastan, 2012b, S. 71).

Ebenso muss stets eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Verbundnetzes und der angeschlossenen Verbrauchern herrschen.³² Ansonsten kommt es zu Spannungsveränderungen. Beides sind für eine Gewährleistung der Versorgungsqualität notwendige *Systemdienstleistungen* (englisch: *ancillary service*). Kommt es dennoch infolge eines Störfalls zu einem Netzzusammenbruch, muss die Versorgung wieder aufgebaut werden. Demnach lassen sich drei essentielle Systemdienstleistungen für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb identifizieren (vgl. Konstantin, 2013, S. 464; Schwab, 2012, S. 931):

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Wiederaufbau des Netzes nach Zusammenbruch

Aus heutiger Sicht eines Netzbetreibers, der in Deutschland für die genannten Systemdienstleistungen zuständig ist, stellt die Frequenzhaltung bei einem erheblichen Zubau an fluktuierenden erneuerbaren Energien und dem Wegfall von steuerbaren Grundlastkraftwerken die größte Herausforderung dar (Weinreich, 2012). Daher wird im Folgenden der Fokus auf den Ausgleich zwischen Erzeugung und Last, also der Frequenzhaltung, gelegt.

Die in einem Zeitpunkt herrschende Last in einem Stromnetz setzt sich aus dem aktuellen Konsum von elektrischer Leistung aller angeschlossenen Verbraucher

³²Die elektrische Leistung zum Aufbau von elektrischen und magnetischen Feldern wird als Blindleistung bezeichnet, da sie im Gegensatz zur Wirkleistung nicht von einem angeschlossenen Energiewandler genutzt werden kann. Die geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung ist die Scheinleistung (Konstantin, 2013, S. 40 ff.).

und den Leitungsverlusten bei der Übertragung und Verteilung zusammen. Diese Verluste werden aus ökonomischer Sicht also als Teil der Nachfrage angesehen, auch wenn sie in Form von Abwärme für die eigentliche Anwendung verloren gehen (Stoft, 2002, S. 45). Unter der Annahme, dass der Verantwortliche für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage, der *System-Operator*, eine Prognose der Nachfrage für den zukünftigen Zeitraum besitzt, wird er diesem *Fahrplan* folgen und entsprechende Leistung zur Verfügung stellen bzw. beschaffen.³³ Trotz einer umfassenden und vorausschauenden Planung kann es zu nicht prognostizierbaren Abweichungen zwischen Netzeinspeisung und Netzlast kommen. Im Folgenden sind verschiedene Ursachen aufgeführt (vgl. Haubrich, 2008, S. 3 ff.):

- Das exakte **Verhalten der Last** ist nicht ex ante bekannt und daher nur stochastisch prognostizierbar.
- Durch technische Störungen kann es zu **Ausfällen von Kraftwerkseinspeisungen** kommen, die zwischen einer Leistungsbeschränkung bis zu einem plötzlichen Totalausfall variieren können.
- Meteorologische Einflüsse sind entscheidend für **dargebotsabhängige Einspeisung** von erneuerbaren Energien und lassen sich nicht exakt prognostizieren.
- Bei diskreten Wechsel des Fahrplans durch dessen zeitliche Aufteilung in einen bestimmten Takt kann es zu **Fahrplansprüngen** kommen, in denen die Anpassung an den neuen Sollwert nicht sprungförmig, sondern rampenförmig umgesetzt wird. Die Ursache des Fahrplansprungs, also die Verhaltensänderung der Netznutzer, folgt dabei nicht zwingend der linearen Anpassung.
- Bei der Übertragung und Verteilung kann es zu technischen **Netzstörungen** und dadurch zu Kapazitätsverlusten kommen, die zur Abtrennung von Erzeugern oder Verbrauchern führen.

Die Auflistung zeigt, dass sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite sowie bei der Übertragung und Verteilung stochastische und nicht exakt prognostizierbare Ursachen für eine Bilanzabweichung zwischen Netzlast und Einspeisung auftreten. Die Abweichung der Netzfrequenz von der Sollfrequenz der Regelzone gibt dabei Auskunft über eine positive oder negative Bilanzabweichung: Ein Abfall unter die Netzfrequenz ist ein Zeichen dafür, dass die Nachfrage (Netzlast) das An-

³³Auf die genaue Organisation des Bilanzkreiswesens wird an dieser Stelle bewusst noch nicht eingegangen (siehe hierzu S. 72 ff. dieser Arbeit). Die Argumentation soll hier fundamental erfolgen.

gebot (eingespeiste Leistung) übersteigt. Umgekehrt übersteigt bei einer Erhöhung der Netzfrequenz das Angebot die Nachfrage. In diesem Zusammenhang ist die Unterscheidung zwischen Konsum und Nachfrage von großer Bedeutung. Während der Konsum von elektrischer Leistung stets dem Angebot entspricht, kann die Nachfrage sowohl über als auch unter dem Angebot liegen (Stoft, 2002, S. 48).

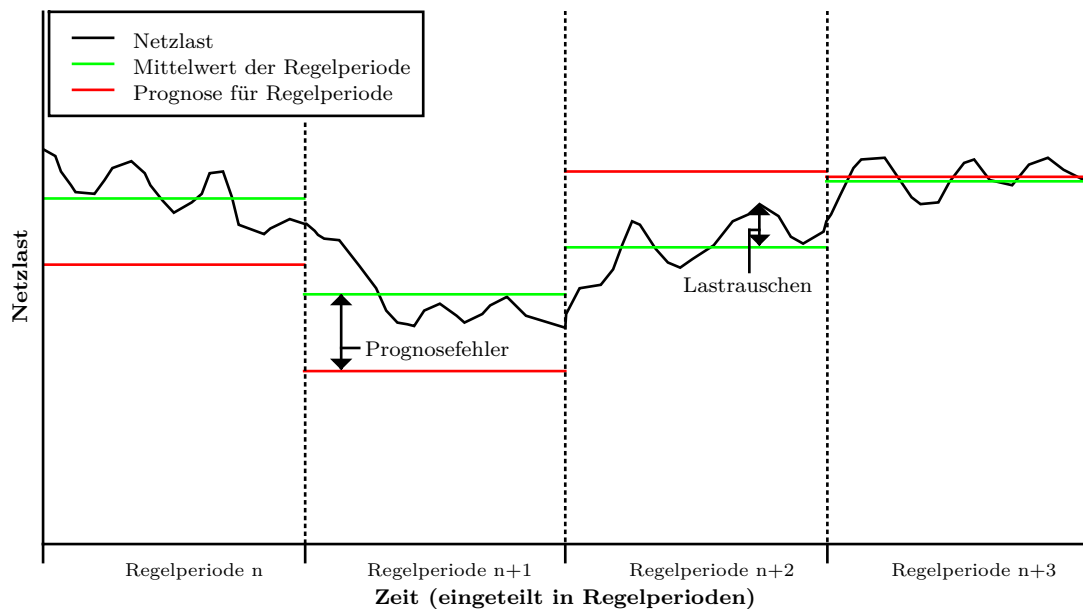


Abbildung 4: Prognosefehler der Netzlast (eigene Darstellung, angelehnt an Hau-
brich (2008, S. 6))

Dabei ist zu beachten, dass es einen gewissen technischen Toleranzbereich gibt, der trotz einer Frequenzabweichung einen störungsfreien Netzbetrieb erlaubt. Daher unterscheidet man bei einer Abweichung von tatsächlicher Last und Prognose zwischen unbedenklichem *Lastrauschen* und zu kontrollierende *Lastprognosefehler* (siehe Abbildung 4). Um letztere für eine ausgeglichene Leistungsbilanz zu korrigieren, gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten (Appelrath et al., 2012, S. 240):

- Das Stromangebot passt sich an die Nachfrage an. In diesem Fall spricht man von einem **lastgeführten System**.
- Die Stromnachfrage passt sich dem Angebot an. Hier spricht man von einem **erzeugungsgeführten System**.

Die Betriebsweise eines lastgeführten Systems sieht vor, dass jeder Verbraucher die gewünschte Leistung aus dem Stromnetz beziehen kann, bis die maximal zulässige Last seines Netzanschlusspunktes erreicht ist (Appelrath et al., 2012, S. 240). Die Leistungsbilanz wird auf der Erzeugerseite ausgeglichen. Demzufolge sind die

grundsätzlichen Ausgleichsmöglichkeiten vorgehaltene steuerbare Kraftwerkskapazitäten (englisch: *operating reserve*), welche im Bedarfsfall abgerufen werden. Dies gilt für beide Richtungen einer Frequenzabweichung. Bei Abfall der Frequenz reagieren bestimmte Kraftwerke und erhöhen ihre Erzeugungsleistung. Dies können Kraftwerke gewährleisten, die sowohl erst gestartet werden müssen oder auch nur unter Teillast laufen und entsprechend ihre Leistung weiter steigern können. Bei Erhöhung der Frequenz muss die Leistung reduziert werden, dazu sind folglich nur Kraftwerke in der Lage, welche bereits ins Netz einspeisen und ihre Leistung im erforderlichen Umfang reduzieren können.

Bei einem erzeugungsgeführten System richtet sich der Verbrauch nach der verfügbaren Leistung. In diesem Fall weisen die Ausgleichsmöglichkeiten einen prinzipiell gleichen Charakter auf, wie in einem lastgeführten System. Der Unterschied besteht darin, dass nicht die Kraftwerke einen Teil ihrer Leistung vorhalten, sondern Verbraucher bei einer Frequenzabweichung ihre Leistung anpassen. Dies geschieht einerseits durch die Zuschaltung zusätzlicher Verbraucher bzw. durch die Erhöhung von bereits beanspruchter Leistung und andererseits durch die Abschaltung von Verbrauchern bzw. durch die Leistungsreduktion bereits beanspruchter Leistung. Dies wird als *Lastmanagement* (englisch: *demand side management*, DSM) bezeichnet (vgl. Kamper, 2009; Klobasa et al., 2009).

Regelleistung zur Frequenzhaltung

Wie beschrieben gibt es mehrere Möglichkeiten, um Kapazität entweder von Kraftwerken oder Verbrauchern zum Ausgleich von Frequenzungleichgewichten vorzuhalten, d. h. die Kapazität für diesen Zweck zu reservieren. Dieses Konzept ist als *Regelleistung* bekannt. Es wird zwischen positiver und negativer Regelleistung unterschieden, wobei positive bei einer Frequenzabweichung unter die Sollfrequenz und negative bei einer Abweichung über die Sollfrequenz zum Einsatz kommt. Die praktische Umsetzung von vorgehaltene Kraftwerkskapazität bzw. Lastmanagement als Regelleistung ist in Tabelle 3 dargestellt. Das Kraftwerk oder der Verbraucher stellt für eine gewisse Zeit einen Teil seiner Kapazität dem System-Operator zur Frequenzhaltung zur Verfügung, welcher bei Bedarf diese Leistung abrufen kann. Erst wenn die bereitgestellte Regelleistung nicht ausreicht, um die Frequenz stabil auf dem Niveau der Sollfrequenz zu halten, wird der System-Operator zu Lastabwürfen, also dem Trennen von Verbrauchern oder Erzeugern vom Netz, gezwungen. Dadurch wird auch der Unterschied zwischen der Drosselung oder Ausschaltung im Rahmen der Regelleistung und Lastabwürfen im Rahmen von kritischen Netzsituationen

deutlich. Dies ist beispielhaft für den Fall einer Unterfrequenz in Tabelle 4 für das europäische Verbundnetz der Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität (englisch: *Union for the Coordination of Transmission of Electricity*, UCTE) dargestellt. Die Aufgaben der UCTE werden seit 2009 vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (englisch: *European Network of Transmission System Operators for Electricity*, ENTSO-E) übernommen.

Tabelle 3: Arten von Regelleistung und ihre praktische Umsetzung (eigene Darstellung)

	Regelleistung	
	positiv	negativ
Kraftwerke	zusätzliche Leistung	reduzierte Leistung
Verbraucher	reduzierte Leistung	zusätzliche Leistung

Tabelle 4: Lastabwurf bei Unterfrequenz nach den UCTE/ENTSO-E-Richtlinien (eigene Darstellung nach UCTE (2012))

Netzfrequenz (in Hz)	Maßnahme	gesamter Lastabwurf
50 – 49,8	Betrieb mit 20 mHz-Laustauschen	
$\leq 49,8$	Einsatz von Regelleistung	
$\leq 49,0$	Lastabwurf von 10 % - 15 %	10 % - 15 %
$\leq 48,7$	Lastabwurf von 10 % - 15 %	20 % - 30 %
$\leq 48,4$	Lastabwurf von 15 % - 20 %	35 % - 50 %
$\leq 48,1$	Lastabwurf von 15 % - 20 %	50 % - 70 %
$\leq 47,5$	Trennung der Kraftwerke vom Netz	

Versorgungszuverlässigkeit

Die Prinzipien eines last- und erzeugungsgeführten Systems schließen sich nicht gegenseitig aus, sondern sind ergänzend kombinierbar, da sie sich hinsichtlich ihrer Effektivität zur Frequenzhaltung nicht unterscheiden. Wie viel Leistungskapazität als Reserve in einer Regelzone vorgehalten wird, ist aus technischer Sicht eine Frage der empirischen Ausprägung der Einflussfaktoren für Abweichungen zwischen Netzeinspeisung und Netzlast sowie zulässiger Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit (Haubrich, 2008, S. 26 ff.). Diese gibt an, um wie viele Stunden

pro Jahr die Bilanzabweichung in einer Regelzone im Mittel die vorgehaltene positive bzw. negative Regelleistung vom Betrag her übersteigt (z. B. 0,1 % entspricht $8760 \frac{h}{a} \cdot 0,001 = 8,76 \frac{h}{a}$). Somit sind dies Parameter für die Versorgungszuverlässigkeit, wobei eine niedrigere Wahrscheinlichkeit einer höheren Zuverlässigkeit entspricht.

Der Parameter der Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit muss über eine Kostenoptimierung bestimmt werden, da einerseits durch die Vorhaltung von Kraftwerkskapazität und andererseits durch Ausfälle in der Versorgung mit elektrischer Energie Kosten verursacht werden. Die Kosten der Vorhaltung von Kapazität sind in Abbildung 1 dargestellt. Demnach wird auch bei reiner Vorhaltung, ohne dass es zu einem Abruf der Leistung kommt (entspricht $k=0$), der Preis in Geldeinheiten pro Energiemenge (z. B. €/MWh) gemessen. Bei einem tatsächlichen Einsatz verschiebt sich infolge der Leistungserbringung lediglich der Anteil der fixen und variablen Kosten.

Die Kosten für eine Unterbrechung der Versorgung mit elektrischer Energie entstehen durch den Verlust der Konsumentenrente von Verbrauchern infolge der Nichtversorgung. Diese Kosten werden in der Fachliteratur als *Value of Lost Load* (*VoLL*) bezeichnet (vgl. Stoft, 2002, S. 157; Willis & Garrod, 1997, S. 931):

$$V_{LL} = \frac{-dV_H}{dH}$$

wobei V_{LL} marginaler Value of Lost Load

V_H Konsumentenrente durch Verbrauch von elektrischer Energie

H Nicht-konsumierte Energie aufgrund von Lastabwurf

Die Kosten von Versorgungsausfällen sind somit eine steigende Funktion des VoLL und der Defizitwahrscheinlichkeit Pr_D bzw. Überschusswahrscheinlichkeit $Pr_{\bar{U}}$, die die Häufigkeit eines Lastabwurfs bestimmen: $D^{Lastabwurf}(V_{LL}, Pr_D, Pr_{\bar{U}})$. Die Kosten für eine hohe Reservekapazität und damit einer hohen Versorgungszuverlässigkeit sind eine sinkende Funktion der Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit $C^{Reserve}(Pr_D, Pr_{\bar{U}})$, da mehr Kapazität vorgehalten werden muss, um die Wahrscheinlichkeiten für eine Bilanzabweichung und folglich eines Lastabwurfes zu senken. Damit lässt sich die gesamtwirtschaftliche Kostenfunktion für die Zuverlässigkeit der Stromversorgung $TC^{Zuverlässigkeit}$ durch Addition der Kosten für die Reservekapazität $C^{Reserve}$ und der Schäden durch Lastabwürfe $D^{Lastabwurf}$ bestimmen. Hieraus ergibt sich wiederum das optimale Niveau der Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit, wie in Abbildung 5 dargestellt, an dem Minimum

der sozialen Kostenfunktion, in dem die Grenzkosten $MC^{Reserve}$ den negativen Grenzschäden $MD^{Lastabwurf}$ entsprechen (vgl. mit dem Ansatz in der *law and economics*-Theorie zur Bestimmung des optimalen Vorsorgeniveaus in z. B. Schäfer et al., 2004, S. 151 ff.). Hierbei ist zwischen einem Lastabwurf aufgrund mangelnder Reservekapazität zur Frequenzhaltung und solchen aufgrund von Lastspitzen zu unterscheiden, welche die Gesamtkapazität an Kraftwerksleistung übersteigen.³⁴ Ein nicht zu unterschätzender Parameter der Defizit- und Überschusswahrscheinlichkeit ist neben ihrer durchschnittlichen Höhe auch deren Verteilung sowie diverse Wechselwirkungen durch Ausfälle einzelner Kraftwerke, welche wiederum Auswirkungen auf die entstandenen Kosten durch Lastabwürfe haben (siehe Felder, 2001). Die dargestellte theoretische Optimierung erfordert daher vollkommene Information über Umfang, Häufigkeit und Wechselwirkungen von Kraftwerksausfällen.

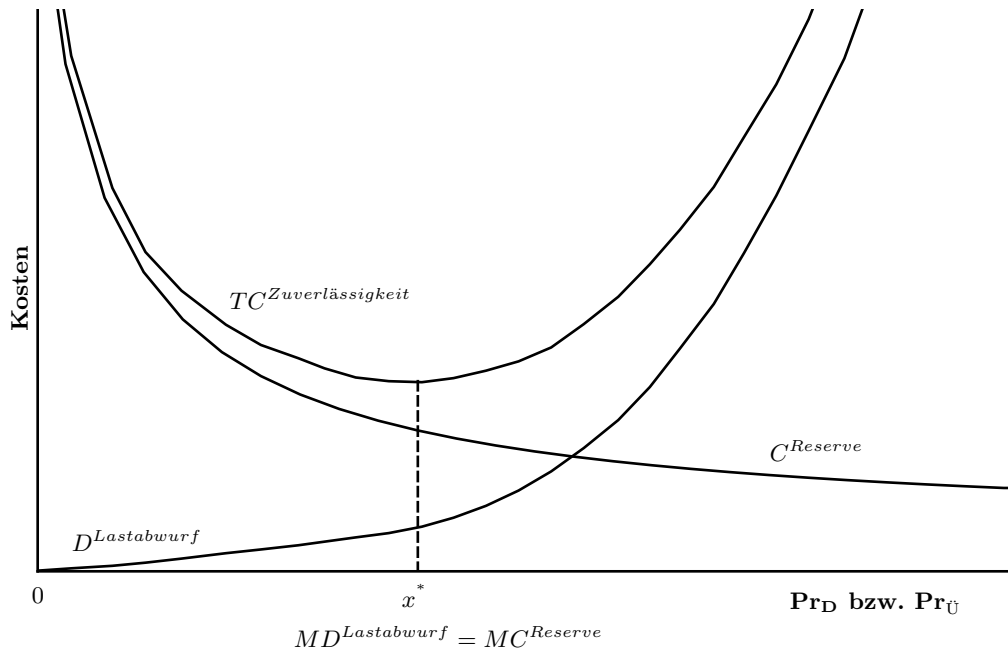


Abbildung 5: Bestimmung der optimalen Überschuss-/Defizitwahrscheinlichkeit (eigene Abbildung)

Das Gut der Versorgungszuverlässigkeit besitzt Eigenschaften eines öffentlichen Gutes.³⁵ Vor allem für die gewöhnlich hohe Anzahl der Kleinverbraucher innerhalb

³⁴Zur ausführlicheren Diskussion unter dem Stichpunkt *adequacy and security* siehe Stoft (2002, S. 135).

³⁵Öffentliche Güter zeichnen sich durch Nicht-Rivalität und Nicht-Ausschließbarkeit im Konsum aus. Das bedeutet, dass sich einzelne Konsumenten nicht ausschließen lassen, auch wenn diese nichts bezahlen und ihr Konsum den anderer nicht beeinflusst (Bofinger, 2010, S. 257). Ostrom & Ostrom (1999, S. 77) verwenden anstatt *rivalry* (deutsch: Rivalität) den Begriff *subtractibility*,

eines öffentlichen Verbundnetzes gilt, dass sie von einer besseren Versorgungszuverlässigkeit profitieren, wenn diese insgesamt vom Energieversorgungssystem zur Verfügung gestellt wird (Wild & Vaterlaus, 2005, S. 17). Daher kommt es zu einem Trittbrettfahrer-Problem: Der Anreiz für einen einzelnen Verbraucher für eine erhöhte Zuverlässigkeit zu zahlen ist reduziert und somit wird das Optimum nicht erreicht (zurückgehend auf Samuelson, 1954). Dies trifft neben der Systemdienstleistung der Frequenzhaltung auch auf die der Spannungshaltung und des Netzwiederaufbaus nach einem Zusammenbruch (Schwarzstart) zu. Ursache dafür ist die Annahme, dass es technisch nicht möglich bzw. sehr aufwendig ist, einen Netznutzer mit hoher Zahlungsbereitschaft für die Versorgungszuverlässigkeit bei schwierigen Versorgungssituationen weiter zu beliefern und gleichzeitig einen benachbarten Netznutzer mit geringer Zahlungsbereitschaft vom Netz zu trennen (Kühn, 2006, S. 127).³⁶ Besteht hingegen diese Möglichkeit, können Marktanreize zur Beeinflussung der Nachfrage implementiert werden und die Frage, ob es sich bei der Versorgungssicherheit um ein privates oder öffentliches Gut handelt, unter anderen Gesichtspunkten neu diskutiert werden (siehe u. a. Chao & Wilson, 1987; Hirst, 2001; Sioshansi & Vojdani, 2001).

Während die Systemdienstleistung zur Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit auf der Nachfrageseite nach den oben beschriebenen Überlegungen die Eigenschaften eines öffentlichen Gutes besitzt, liegt auf der Angebotsseite eine differenzierte Situation vor. Auch unter der Annahme, dass die Zuverlässigkeit über die Parameter der Überschuss- und Defizitwahrscheinlichkeit staatlich reguliert wird, ist auf der Angebotsseite eine wettbewerbliche Organisation für die Bereitstellung von Reservekapazitäten zur Erbringung von Systemdienstleistungen möglich. Grundsätzlich sind zwei Formen denkbar (Stoft, 2002, S. 20 f.):

1. Der System-Operator erwirbt die nötigen Reserven und verteilt die Kosten anteilig an die Gesamtheit der Verbraucher oder Erzeuger.
2. Der System-Operator verpflichtet die Erzeuger, einen bestimmten, nötigen Anteil ihrer Kapazität für Systemdienstleistungen vorzuhalten (*self providing*).

zu deutsch: *Teilbarkeit*. Ein öffentliches Gut wird nach dieser Definition im Vergleich zu einem privaten Gut durch seine Nutzung nicht weniger, es steht also allen unbegrenzt zur Verfügung.

³⁶Die technische Realisierung der automatischen Abschaltung von Netznutzern je nach Versorgungssituation und Zahlungsbereitschaft wird derzeit im Rahmen der Diskussion zu *Smart Grids*, *Smart Metering* und *Smart Markets* geführt. Die dadurch entstehenden Möglichkeiten zur stärkeren Flexibilisierung der Echtzeit-Nachfrage wird unter dem Begriff *Demand Response* zusammengefasst.

Unter der Annahme von vollkommenem Wettbewerb sind beide Varianten gleichwertig und führen zu dem selben Ergebnis. Die Kosten für Regelleistung bestehen aus zwei Komponenten: Zum einen die Kosten für die Vorhaltung der Leistung, zum anderen die Kosten für den tatsächlichen Abruf, also für die Erzeugung und Lieferung von elektrischer Energie im Fall einer Frequenzabweichung. Die zu erwartenden Kosten für Regelleistung ergeben sich demnach aus der Summe der Kosten für Vorhaltung der Leistung³⁷ und der variablen Kosten (siehe S. 16 ff. dieser Arbeit zu den Erzeugungskosten von elektrischer Energie) für die wahrscheinlich abgerufene Energiemenge (Wilson, 1999, S. 11).³⁸ In der ersten Variante erwirbt der System-Operator die nach Preisen günstigsten verfügbaren Reserven und setzt sie für Systemdienstleistungen ein. Die dadurch entstehenden Kosten müssen durch irgendeine Form einer Abgabe finanziert werden. In der zweiten Variante, dem *self providing*, werden Anbieter von Kraftwerksleistung (Erzeuger), deren Kapazitäten höhere Kosten zur Erbringung von Systemdienstleistungen aufweisen, nicht die eigenen Kapazitäten als Reserve anbieten, sondern von anderen Anbietern erwerben, welche ihre Kapazität günstiger bereitstellen können. Der einzige Unterschied der beiden Varianten kann bei der Finanzierung der ansonsten gleich hohen Gesamtkosten entstehen, falls der Regulator andere Gruppen mit der Finanzierung über eine Abgabe belastet, als dies bei dem *self providing* der Fall ist, bei dem die den Kraftwerksbetreibern entstehenden Kosten zu einem gewissen Anteil an die Verbraucher weitergereicht werden.³⁹

Aus technischer Sicht existieren zwei wesentliche Einflussfaktoren auf die Kosten zur Erbringung von Regelleistung zur Gewährung der Versorgungszuverlässigkeit eines bestimmten Kraftwerktyps: Der Lastbereich mit dem höchsten Wirkungsgrad⁴⁰ sowie die Fähigkeit von schnellen Leistungsänderungen und kurzen Anfahrzeiten. Durch die zeitlich sehr unterschiedlichen Ausprägungen von Lastschwankungen und

³⁷Die Kosten der Vorhaltung von Kapazität entsprechen den Opportunitätskosten durch entgangene Einnahmen über die reguläre Erzeugung und Vermarktung der im entsprechenden Kraftwerk erzeugten elektrischen Energie. Deren Höhe sind daher entscheidend durch die Rolle des Kraftwerks innerhalb des bestehenden Marktdesigns beeinflusst.

³⁸Diese Berechnung ist nur bei vollkommener Information möglich. Ist die erwartete Energiemenge nicht bekannt, entstehen falsche Anreize und Effizienzverluste im Rahmen einer multidimensionalen Auktion. Für eine mögliche Lösung durch zweiteilige Gebote (englisch: *two part bids*) siehe Chao & Wilson (2002).

³⁹Bei einer unelastischen Nachfrage nach Strom wird der an die Verbraucher weitergereichte Kostenanteil sehr hoch sein und vice versa.

⁴⁰Der energetische Wirkungsgrad η (englisch: *energy efficiency*) einer Energieumwandlungsanlage ist das Verhältnis aus der eingesetzten Energie E und der nutzbar abgegebenen Energie E_n bei stationärem Volllastbetrieb unter Auslegungsbedingungen (vgl. Konstantin, 2013, S. 424) in einer festgelegten Messzeit: $\eta = \frac{E_n}{E}$. Der Wirkungsgrad ist dimensionslos und nimmt einen Wert von 0 bis 1 an.

möglichen Frequenzabweichungen müssen Kraftwerke, welche zum Ausgleich eingesetzt werden, unterschiedlich schnell reagieren können. Bestimmte Typen benötigen eine weitaus längere Planungs- und Vorbereitungszeit für eine Änderung der erzeugten Leistung und eignen sich daher nicht zum Ausgleich von sehr kurzfristigen, plötzlichen Prognoseabweichungen, jedoch für größere Ungleichgewichte mit längerer Vorlaufzeit. Andere Kraftwerke erreichen den höchsten Wirkungsgrad, wenn sie bspw. unter Volllast erzeugen und haben hingegen im Teillastbetrieb aufgrund des schlechten Wirkungsgrades sehr hohe Brennstoffkosten. Daher kann es sinnvoll sein, dass nicht alle Kraftwerke einen Teil ihrer Kapazität als Reserve vorhalten, sondern nur diejenigen mit den niedrigsten zu erwartenden Kosten (Kamper, 2009, S. 12 f.). Dargebotsabhängige Kraftwerke, deren Leistung größtenteils von Wind, Sonneneinstrahlung etc. abhängt, sind technisch ebenfalls in der Lage, Regelleistung zu erbringen. Jedoch muss dafür die Leistung gedrosselt (für negative Regelleistung) oder das Kraftwerk in Teillast betrieben werden, damit die Leistung gegebenenfalls erhöht werden kann (für positive Regelleistung). Eine nähere Diskussion über die ökologische und ökonomische Sinnhaftigkeit dieser Maßnahmen ist in Kapitel 4.1.2 zu finden.

3 Organisation des Stromsektors in der Gegenwart

In Kapitel 2 wurden aus den physikalischen Eigenschaften der Stromerzeugung, -übertragung sowie des -verbrauchs die grundlegenden ökonomischen Eigenschaften abgeleitet, welche unabhängig von Erzeugungs- oder Verteilungsstruktur sind. Damit wurden die Grundlagen abgebildet, aus welchen sich die besonderen Charakteristika eines Elektrizitätsversorgungssystems ergeben. Um den Anpassungsbedarf des Stromsektordesigns aufgrund eines Umbaus des Versorgungssystems zu identifizieren, werden im folgenden Kapitel die historisch entstandenen Strommärkte und ihre Funktionsweisen erläutert. Hierfür werden zunächst die historische Entwicklung der Elektrifizierung beschrieben und die Entstehung des anfänglich umfassend regulierten Stromsektors ökonomisch analysiert. Anschließend wird der Übergangsprozess zum liberalisierten Sektor mit einem Fokus auf essentielle ökonomische, politische und technische Impulse dargestellt und die daraus entstandenen, bis heute verbreiteten Organisationsformen ausführlich diskutiert. Dies schließt ebenfalls etablierte Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und deren elektrizitätswirtschaftlichen Auswirkungen mit ein.

3.1 Historie: Der regulierte Stromsektor

Die Elektrifizierung fand Ende des 19. Jahrhunderts sowohl in den USA als auch in Europa in der dezentralen und autarken Versorgung von Industrieunternehmen, Gewerbegebäuden, Hotels, militärischen Einrichtungen und einzelnen Privatanwesen ihre Anfänge, hauptsächlich vorangetrieben durch die elektrische Beleuchtung. Im Gegensatz zu anderen technischen Errungenschaften der industriellen Revolution hatte die Versorgung mit Elektrizität mit wenigen Widerständen in der Bevölkerung zu kämpfen. Infolge des großen Interesses an dieser innovativen technischen Neuerung investierten Unternehmer, unterstützt von Ingenieuren und Technikern, und es entstanden die ersten städtischen Kraftwerke und Verbundnetze für die öffentliche Versorgung.⁴¹

⁴¹In Hughes (1993) ist eine wirtschaftshistorische Betrachtung des elektrischen Energieversorgungssystems in Nordamerika und Westeuropa zu finden. Herzig (1992) beleuchtet in seiner Arbeit detaillierte die Geschichte des deutschen Stromsystems bis zur Wiedervereinigung und dessen Einbindung in den europäische Verbund.

Die vorher in Insellösungen eingesetzten Kraftwerkseinzelanlagen hatten nur begrenzte Leistungsgrößen und niedrige Nutzungsgrade.⁴² Durch hohe spezifische Investitionskosten sowie einem großen Anteil an Wartungs- und Instandhaltungskosten ergaben sich ebenfalls hohe Stromgestehungskosten (vgl. Kapitel 2.2.1). Diese technisch-ökonomischen Gründe hatten zur Folge, dass größere, zentrale Erzeugungsanlagen zur Versorgung zahlreicher einzelner Abnehmer und öffentlicher Straßenbeleuchtung installiert wurden. Parallel dazu wurde die geographische Ausbreitung der lokalen Versorgungsnetze erweitert und die Anzahl an Netzanschlüssen stieg beträchtlich (Bohn & Marschall, 1992, S. 45 ff.). Mit dem Anstieg der optimalen Betriebsgröße von Stromerzeugungsanlagen und dem voranschreitenden Einzug elektrischer Anwendungen in das gesellschaftliche Leben wuchs auch die staatliche Einflussnahme auf den neu gewachsenen Wirtschaftssektor.

Die im Laufe der Anfangsphase der Elektrifizierung entstandenen Verbundunternehmen waren meist vertikal integriert, d. h. sie erfüllten mindestens eine Funktion der Übertragung oder Verteilung sowie eine der Erzeugung oder des Vertriebs innerhalb eines regional abgegrenzten Gebietes (dies traf sowohl auf die USA als auch Deutschland zu, siehe Kumkar, 2001, S. 4 f.). Durch die enorm wachsende Bedeutung von Elektrizitätsanwendungen hatte die Versorgung mit elektrischer Energie eine zunehmende wirtschaftliche Priorität und die damit beschäftigten Unternehmen nahmen aus Sicht des Staates eine Sonderstellung ein. Aufgrund der durch hohe Fixkosten geprägten Infrastruktur der Stromnetze und den mit steigender Leistung sinkenden spezifischen Investitionskosten in Stromerzeugungsanlagen wurde der Stromsektor als natürliches Monopol betrachtet und einer umfassenden Regulierung unterworfen. In Deutschland wurde 1935 das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) erstmals erlassen und die Ziele der *Versorgungssicherheit* und *Preiswürdigkeit* definiert (Leprich, 1994, S. 22).⁴³ Ähnlich diesem Beispiel wurde weltweit die marktbeherrschende Stellung der Gebietsmonopole einem staatlichen Eingriff unterworfen (siehe u. a. Kumkar, 2001; Midttun, 1997; Bontrup & Marquardt, 2010, S. 20).

⁴²Der Nutzungsgrad ist als Quotient aus der Summe der nutzbar abgegebenen Energie und dem Einsatz von Energie in einer bestimmten Berichtszeit definiert. Im Gegensatz zum Wirkungsgrad (siehe Fußnote 40) wird der Nutzungsgrad in der Regel über einen längeren Zeitraum, nicht bei ständiger Volllast und unter Auslegungsbedingungen bestimmt. Er kann daher sowohl Teillastbetriebe als auch An- und Abfahrvorgänge enthalten (Konstantin, 2013, S. 424).

⁴³Die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und in vielen anderen Ländern wurden Anfang der 90er Jahre durch die *Umweltverträglichkeit* erweitert. Siehe hierzu Reiche (2005, S. 279 ff.).

Die staatliche Regulierung der monopolistisch organisierten Stromversorgung hatte demnach einen technischen Ursprung,⁴⁴ aus dem die folgenden ökonomischen Besonderheiten als Legitimation der regulierenden Energiepolitik abgeleitet wurden (vgl. Lang, 1999, S. 70 ff.; Leprich, 1994, S. 23 ff.; Reiche, 2005, S. 279 ff.):

- **Positive Skaleneffekte** (englisch: *economies of scale*) bei der Stromübertragung und -verteilung aufgrund der Subadditivität des nicht-teilbaren Gutes des Stromnetzes und der Effizienz zentral angebotener Systemdienstleistung zur Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit.
- **Positive Skaleneffekte** beim Kraftwerksbau und -betrieb. Zentrale Großkraftwerke mit einer durchgehend hohen Auslastung werden als Mittel für eine kosteneffiziente Stromversorgung gesehen.
- Die Notwendigkeit einer gewissen **Planungssicherheit** für Investitionen in das leitungsgebundene Stromnetz. Damit soll die Amortisation sichergestellt und eine Doppelverlegung von elektrischen Leitungen vermieden werden.
- Die allgemein hohe **Kapitalintensität** in der Elektrizitätswirtschaft legitimiert die Monopolstellung eines Unternehmens. Der einzelne Anbieter kann mit Hilfe einer langfristigen Lastprognose sowie der entsprechenden Ausstattung an Kapital und Zeit die notwendige Erzeugungskapazität bereitstellen, ohne Überkapazitäten zu produzieren. Insbesondere die langen Planungszeiten erfordern eine Ausschaltung des Wettbewerbs.
- Die **Auslegung des Netzes** auf eine Maximallast und die **Netzführung** erfordern eine zentrale Steuerung und Abwälzung der Kosten auf die Gesamtheit der Verbraucher.
- Abnahmeschwankungen der Einzelkunden gleichen sich durch eine **Durchmischung verschiedener Nachfrageprofile** in geschlossenen Versorgungsgebieten aus, was bei einer wettbewerblichen Organisation nicht zu erwarten ist. Daraus folgen kostensenkende Effekte für Systemdienstleistungen. Differenzen der Stromgestehungskosten zwischen ländlichen Gebieten und Ballungsgebieten können so vermieden werden.
- Eine **allgemeine Anschluss- und Versorgungspflicht** wird, unter Einschränkung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit, für nötig gehalten und kann

⁴⁴Neben den oben genannten Gründen der mit der Leistungsgröße abnehmenden Stromgestehungskosten sind auch die auf S. 12 ff. dieser Arbeit genannten Besonderheiten von elektrischem Strom als Handelsgut gemeint.

nur durch einen staatlichen Eingriff gewährleistet werden. Aus verteilungs- und wachstumspolitischen Gründen sollen strukturschwache Räume ebenfalls mit Elektrizität versorgt werden.

Auf dieser argumentativen Grundlage wurde die Stromwirtschaft bis Ende der 1970er Jahre weltweit unter staatliche Aufsicht gestellt und umfassende staatliche strukturelle Eingriffe wurden vorgenommen (Bontrup & Marquardt, 2010, S. 21). Im Folgenden werden die vier Wertschöpfungsstufen einer umfassend regulierten Elektrizitätswirtschaft

Erzeugung → Übertragung → Verteilung → Vertrieb

kurz beschrieben und die Wirkungsmechanismen der Regulierung erläutert.

3.1.1 Umfassende Regulierung des Strompreises

Das Endprodukt elektrische Energie durchläuft eine (vereinfachte) Lieferkette, die bei der Erzeugung der elektrischen Energie im Kraftwerk beginnt, welche weiterführend im Übertragungsnetz über große Distanzen transportiert, anschließend in den Verteilnetzen regional weitergeleitet und letztendlich vom Vertrieb an die Endverbraucher geliefert und dort genutzt wird. Die Kostenkomponenten der Erzeugung und Übertragung/Verteilung (siehe Kapitel 2.2) addieren sich demnach zu einem Stromkundenendpreis. Zwischen Stromunternehmen und Endverbraucher besteht typischerweise ein Vertrag, in dem sich das Unternehmen verpflichtet, in einem bestimmten Zeitraum Strom zu liefern. Die tatsächlich konsumierte Menge unterliegt dabei dem Nachfrager. Der zu zahlende Preis innerhalb des festgelegten Zeitraums setzt sich aus einer fixen Zahlung, unabhängig der konsumierten Energiemenge (auch als *Leistungspreis* bezeichnet), und der vom Verbrauch abhängigen Zahlung (*Arbeitspreis*) zusammen. Kumkar (1999a, S. 10) interpretiert einen solchen Stromversorgungsvertrag als Optionsvertrag, wobei der Leistungspreis dem Optionspreis und der verbrauchsabhängige Teil dem Ausübungspreis (englisch: *strike price*) der Option entspricht. In dem Modell der umfassenden Regulierung unterliegen beide Komponenten einer Preisregulierung und damit die gesamte Lieferkette der Stromwirtschaft.

Regulierung des Monopolpreises

Vor der weltweit einsetzenden Liberalisierung des Stromsektors gegen Ende der 1980er-Jahre wurden die Preise für den Bezug von elektrischer Energie, welche

die gesamte Lieferkette der Stromwirtschaft beinhaltet, in den meisten Ländern durch eine staatliche Regulierung festgesetzt. In diesem Kapitel wird die in der Praxis am häufigsten angewendete Form der Regulierung auf Grundlage der für die Leistungserbringung notwendigen Kosten vorgestellt und diskutiert. Diese Form der Regulierung entspricht der *istkostenbasierte Regulierung* (englisch: *cost-of-service regulation*), welche die Idee verfolgt, die vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen (EVU) für die Kosten zu entschädigen, die bei der Leistungserbringung (Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Strom) entstehen. Im Fall eines natürlichen Monopols mit Größenvorteilen⁴⁵ sind Preise, die den Grenzkosten entsprechen, nicht kostendeckend (siehe Baumol, 1977; Baumol, 1986, S. 23; Knieps, 2008, S. 83). Der grundlegende Gedanke der istkostenbasierten Regulierung, die Deckung der erforderlichen Kosten, erfordert daher eine Orientierung an den Durchschnittskosten. Demzufolge liegt, im Gegensatz zur Situation im vollkommenen Markt, in welcher der Gleichgewichtspreis den Grenzkosten entspricht, in der cost-of-service-Regulierung eine Second-Best-Lösung vor.⁴⁶ Die istkostenbasierte Regulierung folgt der *public-interest-Theorie*, welche besagt, dass im Fall eines Marktversagens zum Schutz des Gemeinwohls der Staat korrigierend eingreifen muss und dabei als Regulierer ohne jedes Eigeninteresse handelt. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass die Maximierung der sozialen Wohlfahrt erreicht werden kann, ohne die Anreize des regulierten Unternehmens zu verzerren (zur ausführlicheren Behandlung der public-interest-theory siehe Dehmel, 2011, S. 19 f.; Knieps, 2008, S. 80 f.; Kraus, 2005, S. 201 f.).

Die Istkosten werden nach Joskow (2007, S. 1288) anhand von drei Kategorien unterschieden:

- Betriebskosten zur Aufrechterhaltung des operativen Geschäftsbetriebes (z. B. Rohstoffe, Personalkosten, Hilfsstoffe usw.).

⁴⁵Größenvorteile stellen in diesem Fall aufgrund der Kostenvorteile eines vertikal integrierten EVU durch große, zentrale Kraftwerke und dem elektrischen Netzverbund die Legitimation für den regulierenden Eingriff dar (vgl. S. 39 dieser Arbeit). Daraus resultieren sinkende, durchschnittliche Kosten bei der Bereitstellung beider Güter (elektrischer Strom und Verteilung/Übertragung) in einem festen Verhältnis. Diese werden ausgedrückt durch die sogenannten *ray-average-costs* (vgl. Baumol, 1986, S. 13).

⁴⁶Eine weitere Möglichkeit zur Regulierung eines vertikal integrierten EVU besteht im sogenannten *Ramsey-Pricing*. Diese Lösung kann im Vergleich zur Durchschnittskostenbepreisung superior sein, erfordert jedoch genaue Informationen über die Nachfrageelastizitäten und ist daher bedingt praxistauglich. Ein typisches Merkmal des Stromsystems, die sehr geringe Nachfrageelastizität der privaten Endkunden, hat nach der Berechnungsmethode der Ramsey-Preise zur Folge, dass diese Kundengruppe unter dem Regulierungskonzept benachteiligt werden würde (vgl. Dehmel, 2011, S. 32 f.).

- Kapitalbezogene Kosten, die den Vermögensbestand des Unternehmens, die jährlichen Abschreibungen sowie die Einkommenssteuer auf den Bruttogewinn des Unternehmens beinhalten.
- Sonstige Kosten wie z. B. Vermögenssteuer, Konzessionsabgaben usw.

Nach dem istkostenbasierten Regulierungsprinzip nimmt der Regulierer an, dass die Istkosten identisch mit den tatsächlichen Kosten bei einer wirtschaftlich effizienten Betriebsführung sind und gestattet daher eine Überwälzung der Istkosten auf die Preise. Daher beinhaltet der regulierte Preis einen im wettbewerblichen Betrieb ebenfalls existenten, angemessenen Gewinnaufschlag (Kühn, 2006, S. 131). In der *rate-of-return*-Regulierung wird dieser als bestimmte Verzinsung des investierten Kapitals gewährt und so der Ertragsbedarf R für das Jahr t (oder einer anderen, festzulegenden Zeitperiode) bestimmt (Joskow, 2007, S. 1288):

$$R_t = OC_t + D_t + s \cdot (1 + itr)RAV + F_t \quad (5)$$

wobei	OC_t	Betriebskosten (englisch: <i>operating costs</i>) im Jahr t
	D_t	Abschreibungen (englisch <i>depreciation</i>) betreffend des Vermögensbestands im Jahr t
	s	die als angemessen erachtete und zugelassene Verzinsung des Kapitals (englisch: <i>rate of return</i>) im Jahr t
	itr	Einkommenssteuer auf den Bruttogewinn des Unternehmens (englisch: <i>income tax rate</i>) im Jahr t
	RAV	Vermögensbestand des Unternehmens (englisch: <i>regulatory asset base</i>)
	F_t	Sonstige Kosten für das Unternehmen im Jahr t

Bei einer *rate-of-return*-Regulierung steht der Regulierer vor der Aufgabe, neben der angemessenen Verzinsung des Kapitals, noch die Höhe der Abschreibungen und den Wert des Vermögensbestandes zu bestimmen. Die Gesamtkosten werden bei korrekter Ermittlung gedeckt, der Gewinn ist durch den Regulierer steuerbar und somit für das Unternehmen vorgegeben, was implizit eine hohe Investitionssicherheit zur Folge hat. Diese Form der Regulierung bringt allerdings auch einige Nachteile mit sich (vgl. Dehmel, 2011, S. 38 f.; Knieps, 2008, S. 86 ff.; Kühn, 2006, S. 132 ff.):

- Die Erstattung der Istkosten schafft keinen Anreiz für Unternehmen Effizienzmaßnahmen durchzuführen, die den Kunden, jedoch nicht dem Unternehmen zu Gute kommen. Der Anreiz zur Effizienzsteigerung kann sogar unter dem des unregulierter Monopolisten liegen. Dies liegt daran, dass ein Teil der

Inputs nicht-beobachtbar sind (z. B. Anstrengung). Wird der Preis ausschließlich aufgrund beobachtbarer Inputs (z. B. quantifizierbare Kosten) bestimmt, werden nicht-beobachtbare Inputs durch diese substituiert, um den exogen vorgegeben Output zu leisten und gleichzeitig den Nutzen des Unternehmens zu maximieren.

- Die Faktorkombination zwischen Arbeit und Kapital ist abhängig von der erlaubten Verzinsung s : Falls diese geringer ist als die tatsächlichen Kapitalkosten r , investiert das Unternehmen weniger als optimal, könnte zudem die Gesamtkosten nicht decken und müsste langfristig den Betrieb einstellen. Der Regulierer wird also eine Verzinsung gleich oder größer den eigentlichen Kapitalkosten des Unternehmens und kleiner als die Kapitalverzinsung r_m im unregulierten Monopolfall wählen ($r \leq s < r_m$). In diesem Fall ergibt sich das Problem, dass das regulierte Unternehmen zu einer Überkapitalisierung neigt, also im Vergleich zur gesamtwirtschaftlich optimalen Lösung Arbeit durch Kapital substituiert. Dieser Effekt wurde nach Averch & Johnson (1962, *Averch-Johnson-Effekt*) benannt.⁴⁷

Bei der praktischen Implementierung einer rate-of-return-Regulierung ist die Bestimmung der genehmigten, als angemessen erachtete, Verzinsung ein längerer und komplexer Prozess, der durch politische, juristische, wirtschaftliche und auch traditionelle Einflüsse geprägt ist (Davis, 1970, S. 246). Aus diesem Grund erfolgen die Preisanpassungen nicht unmittelbar, sondern in zeitlichen Intervallen (z. B. nach 1 bis 3 Jahren). Innerhalb dieses Intervalls besteht ein Anreiz zur Effizienzsteigerung, da die Differenz zum genehmigten Preis das Unternehmen als Gewinn behalten kann (vgl. Joskow, 1974, S. 304; Kühn, 2006, S. 133 f.). Durch diesen Sachverhalt wird zum einen der Einfluss des vom Optimum abweichenden Faktoreinsatzverhältnisses abgeschwächt, zum anderen kann die Länge des Abstandes zwischen der Neujustierung der erlaubten Verzinsung (englisch: *regulatory lag*) vom Regulierer als Anreizinstrument für Effizienzsteigerungen genutzt werden (vgl.

⁴⁷Dies bedeutet nicht zwangsläufig, dass mit dem verwendeten Ressourcenbündel aufgrund mangelnder Motivation, Fachwissen etc. nicht der maximal mögliche Output produziert wird und es zu sogenannte X-Ineffizienzen kommt (zurückgehend auf Leibenstein, 1966). Die Abweichung zum gesamtwirtschaftlichen Optimum beschränkt sich im ursprünglichen Modell von Averch & Johnson (1962) auf das Verhältnis zwischen Arbeit und Kapital unter der Annahme, dass die erlaubte Verzinsung über den tatsächlichen Kapitalkosten liegen ($r < s$). Baumol & Klevorick (1970, S. 175 f.) haben gezeigt, dass eine Annäherung der vom Regulierer erlaubten Verzinsung an die tatsächlichen Kapitalkosten das Problem der Überkapitalisierung, entgegen der Intuition, sogar verstärkt. Zur Variation und weiteren, kritischen Diskussion des ursprünglichen Modells von Averch & Johnson (1962) siehe Joskow (2007, S. 1299 ff.) und die dort zitierte Literatur.

Baumol & Klevorick, 1970, S. 184 f.).⁴⁸ Mit diesem Ansatz wird die Bewertung des Regulierungssystems durch das einzige Kriterium der Kostenminimierung um eine wichtige Komponente erweitert, sodass ein unreguliertes Monopol mit effizientem Faktoreinsatzverhältnis im neoklassischen Sinn einem mit Bedacht regulierten aus gesamtwirtschaftlicher Sicht unterlegen ist (siehe Joskow, 1974, S. 295). Demnach existiert ein optimales Regulierungsniveau für die erlaubte Verzinsung s . In der Realität erfordert es jedoch große Anstrengungen und eine sehr gut funktionierende institutionelle Regulierungskoordination für die nötige Informationsbeschaffung (siehe u. a. Joskow, 2007, S. 1285 f.; Knieps, 2008, S. 90). Leprich (1994, S. 70) weist darauf hin, dass diese wiederum mit Kosten verbunden sind, welche unter Umständen sogar den dadurch generierten Nutzen der Regulierung übertreffen können, was der normativen public-interest-Theorie widerspricht.

Neben der rate-of-return-Regulierung existiert als weitere Form des istkostenbasierten Regulierungsregimes noch die *Kostenzuschlagsregulierung* (englisch: *return-on-cost-regulation*).⁴⁹ Die Wirkungsweise unterscheidet sich von der rate-of-return-Regulierung nur durch den formellen Unterschied, dass nicht die Verzinsung des Vermögensbestandes vom Regulierer, sondern die der vollen Kosten genehmigt wird. Dadurch ergibt sich der regulierte Preis aus der Summe der Durchschnittskosten und des gewährten Gewinnaufschlags (Klaus, 2009, S. 475; Kraus, 2005, S. 207). Aufgrund dieser Funktionsverwandtschaft gelten die gleichen Vor- und Nachteile sowie Implementierungsprobleme wie bei der rate-of-return-Regulierung (Knieps, 2008, S. 92).

Die Darstellung der üblichen Regulierungspraxis vor der heute weltweit vorangeschrittenen Liberalisierung des Elektrizitätssektors hat gezeigt, dass durch eine Ex-post-Regulierung auf Basis der Istkosten der Preis für das Produkt elektrische Energie bestimmt wurde, der alle Stufen der Wertschöpfungskette umfasst. Dieser Preis- bzw. Kostenaufschlag ist konstant, solange der Regulierer keinen Prozess der Neujustierung abgeschlossen hat. Die Effizienz der Regulierung ist in der Praxis jedoch stark abhängig von der Qualität der für den Regulierer zugänglichen Informationen.

⁴⁸Die Länge des *regulatory lag* ist dabei gleichzeitig entscheidend über das Verhältnis zwischen der Steigerung der Gesamtwohlfahrt und der Steigerung der Konsumentenrente, wobei eine kürzere Periode tendenziell die Konsumentenrente erhöht und eine längere die Gesamtwohlfahrt steigert, der Großteil davon allerdings dem Unternehmen zufließt (vgl. Baumol & Klevorick, 1970, S. 185 f.).

⁴⁹Neben dieser Bezeichnung ist für diese Regulierungsform auch der Begriff *cost-plus-regulation* gebräuchlich (vgl. Dehmel, 2011, S. 36).

Kurzfristige Arbeitsteilung der Kraftwerke und Investitionen

Die Koordination der Übereinstimmung zwischen Stromnachfrage und -angebot erfolgt in einem lastgeführten System durch die Steuerung des gesamten Kraftwerksparks (siehe S. 29 dieser Arbeit) und wird daher auch *Lastverteilung* genannt (vgl. Schwab, 2012, S. 747). In einer umfassenden Regulierung des Stromsektors optimiert ein zentraler Kraftwerksbetreiber die kurzfristige Arbeitsteilung der Kraftwerke durch die Minimierung der gesamten Erzeugungskosten unter Beachtung weiterer Bezugsmöglichkeiten wie etwa klassische Lieferverträge. Dabei sind im umfassend regulierten Stromsektor die Vermarktungsmöglichkeiten größtenteils auf längerfristige Versorgungsverträge mit Kunden im Gebietsmonopol begrenzt. Da der zu erzielende Preis durch den Regulierer fest vorgegeben ist, existiert kein kurzfristiges Preissignal als Optimierungsparameter und die Minimierung der Erzeugungskosten steht bei der Optimierung des Kraftwerkseinsatzplans im Vordergrund (Zander et al., 2008, Kap. 3.5.3).

Das technisch-ökonomische Problem der kurzfristigen Arbeitsverteilung der Kraftwerke und der daraus entstehende Kraftwerkseinsatzplan wird typischerweise mit Hilfe der *inkrementellen Kostenfunktion* der Kraftwerke bestimmt, welche auf Steinberg & Smith (1943) zurückgeht und von Kirchmayer (1958) in die heute klassische Form der Methode weiterentwickelt wurde. Dabei wird von einem bestehenden, dem System-Operator zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark und einer bekannten Nachfrage (Last) ausgegangen. Jedem Kraftwerk ist eine leistungsabhängige Betriebskostenfunktion unterstellt,⁵⁰ sowie eine minimal und maximal zu erzeugende Last als technisch bedingter Leistungsbereich des Kraftwerks. Die generellen Modellspezifikationen beruhen auf der Annahme, dass der Kraftwerkspark aus n jederzeit verfügbaren steuerbaren, thermischen Kraftwerken besteht.⁵¹ Formell lässt sich das Problem folgendermaßen darstellen (vgl. u. a. Kothari & Nagrath, 2003, S. 243 ff.; Schwab, 2012, S. 754 ff.):

⁵⁰Freris & Infield (2008, S. 201) weisen darauf hin, dass die Annahme eines linearen Verlaufs der Kostenkurve eine Vereinfachung der Realität darstellt. Deutlich besser wird der tatsächliche Verlauf der Kosten durch eine quadratische Funktion dargestellt. Kothari & Dhillon (2004, S. 244) verwenden dazu ein Polynom 2. Grades.

⁵¹Diese Annahme war und ist für einen Großteil der bestehenden Kraftwerksparks noch zutreffend. Eine Ausnahme stellen Wasserkraftanlagen dar, die je nach geographischen Potenzial die älteste genutzte Form von (teilweise) dargebotsabhängiger erneuerbarer Energie darstellt.

Minimiere

$$TC(P_{Gi}) = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \quad (6)$$

unter der Nebenbedingung

$$P_D = \sum_{i=1}^n P_{Gi}$$

und der folgenden Ungleichheits-Bedingung, welche die untere und obere Leistungsgrenze jedes Kraftwerks berücksichtigt:

$$P_{Gi_{min}} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi_{max}} \quad (7)$$

wobei	TC	Leistungsabhängige gesamte Betriebskosten der eingesetzten Kraftwerke in €/h
	n	Anzahl der verfügbaren steuerbaren Kraftwerke
	$C_i(P_{Gi})$	Leistungsabhängige Betriebskosten von Kraftwerk i in Abhängigkeit der aktuellen Erzeugungsleistung P_G des Kraftwerks i
	P_D	Gesamtnachfrage nach elektrischer Leistung in MW
	$P_{Gi_{min}}$	Minimale Leistungsgrenze des Kraftwerks i
	$P_{Gi_{max}}$	Maximale Leistungsgrenze des Kraftwerks i

Dieses restringierte Optimierungsproblem lässt sich mit Hilfe der Lagrange-Funktion $\mathcal{L}$ auf ein Problem ohne Nebenbedingung umformulieren:

$$\mathcal{L}(P_{Gi}, \lambda) = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) - \lambda \left[P_D - \sum_{i=1}^n P_{Gi} \right]$$

Wobei λ der Lagrange-Multiplikator ist. Das Minimum erhält man durch Erfüllung der folgenden Bedingungen:

$$\frac{\partial \mathcal{L}(P_{Gi}, \lambda)}{\partial \lambda} = \frac{\partial C_i(P_{Gi})}{\partial P_{Gi}} - \lambda \stackrel{!}{=} 0 \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (8)$$

und

$$\frac{\partial \mathcal{L}(P_{Gi}, \lambda)}{\partial P_{Gi}} = P_D - \sum_{i=1}^n P_{Gi} \stackrel{!}{=} 0 \quad (9)$$

Dabei wird $\frac{\partial C_i(P_{Gi})}{\partial P_{Gi}}$ die *inkrementelle Kostenfunktion* von Kraftwerk i genannt.⁵² Diese stellt die inkrementelle Erhöhung in €/MWh über der elektrischen Leis-

⁵²Phillips (2005, S. 59 ff.) definiert inkrementelle Kosten als zusätzliche Kosten einer Erhöhung des Outputs oder einer zusätzlichen Kundenbindung, über die volle Informationen existieren. In dem hier verwendeten technischen Kontext entsprechen die inkrementellen Kosten den Grenzkosten einer Erhöhung der erzeugten elektrischen Leistung eines Generators. Das Konzept der inkrementellen Kosten umfasst jedoch auch die zusätzlichen Kosten einer Erhöhung der Stromer-

tung P dar, d. h. sie gibt die Änderung der variablen Kosten bei kurzfristiger Erhöhung der Erzeugungsleistung des Generators an. Hier ist anzumerken, dass in der Anwendung die Kosten überwiegend durch die Brennstoffkosten und den Wirkungsgrad beeinflusst werden sowie ein kleiner Teil leistungsabhängiger Instandhaltungskosten. Externe (Umwelt-)Kosten werden erst berücksichtigt, wenn sie durch ein Instrument wirkungsvoll internalisiert werden. Die erste Bedingung kann umgeschrieben werden zu (vgl. Kothari & Nagrath, 2003, S. 245):

$$\frac{\partial C_1(P_{G1})}{\partial P_{G1}} = \frac{\partial C_2(P_{G2})}{\partial P_{G2}} = \dots = \frac{\partial C_n(P_{Gn})}{\partial P_{Gn}} = \lambda$$

Demnach ist der sogenannte *optimum economic dispatch* der Kraftwerke, also die statische kostenminimale Arbeitsteilung über den Kraftwerkspark zur Befriedigung der Nachfrage (Minimierungsproblem in Gleichung 6), in dem Zustand erreicht, wenn alle verfügbaren Kraftwerke die gleichen inkrementellen Kosten aufweisen (folgt aus Gleichung 8) und die Summe der Kraftwerksleistung mit der Nachfrage übereinstimmt (folgt aus Gleichung 9). Die graphische Lösung des Problems ist in der (folgenden) Abbildung 6 dargestellt. Unter der Annahme, dass sich die Betriebskostenfunktion durch ein Polynom 2. Grades ausreichend exakt beschreiben lässt, ergibt sich als inkrementelle Kostenfunktion eine lineare Funktion.⁵³ Der wirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatz ergibt sich durch den Einsatz der Kraftwerke bis zu ihrem maximalen Leistungsniveau P_{max} , dessen inkrementelle Kosten kleiner oder gleich λ sind. Die restliche Differenz zur Gesamtnachfrage P_D wird über die restlichen Kraftwerke verteilt, so dass diese die gleichen inkrementellen Kosten aufweisen. Kraftwerke, deren inkrementelle Kosten selbst an der unteren Leistungsgrenze höher als λ sind, kommen nicht zum Einsatz. In Abbildung 6 erfolgt die Deckung der Stromnachfrage durch den Einsatz von Kraftwerk P_{G1} bis an dessen Leistungsmaximum $P_{G1_{max}}$, Kraftwerk P_{G2} bis an $P_{G2_{opt}}$, Kraftwerk P_{G3} bis an $P_{G3_{opt}}$ und Kraftwerk P_{G4} kommt aufgrund den inkrementellen Betriebskosten an der unteren Leistungsgrenze $P_{G4_{min}}$, die über λ liegt, nicht zum Einsatz. Die eingesetzte Kapazität des jeweiligen Kraftwerkes ist grün, die nicht eingesetzte rot markiert. Welches Kraftwerk im dargestellten Beispiel mit welcher Kapazität eingesetzt wird ist abhängig von λ , was wiederum positiv abhängig von der Nachfrage

zeugung, falls dadurch der Einsatz einer weiteren Technologie oder Erzeugungseinheit notwendig wird.

⁵³Kothari & Nagrath (2003, S. 244) verwendet hierfür die Betriebskostenfunktion $C_i(P_{Gi}) = \frac{1}{2}a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + d_i$, die inkrementelle Kostenfunktion lautet also $\frac{\partial C_i(P_{Gi})}{\partial P_{Gi}} = a_i P_{Gi} + b_i$, wobei die Parameter a_i und b_i technologie- bzw. kraftwerksspezifisch sind.

P_D ist, d. h. es gilt $\frac{\partial \lambda}{\partial P_D} > 0$.⁵⁴ Demzufolge verschiebt sich bei steigender Nachfrage die λ -Gerade nach oben und es wird mehr Kraftwerkskapazität eingesetzt. Bei sinkender Nachfrage gilt das Gegenteil.

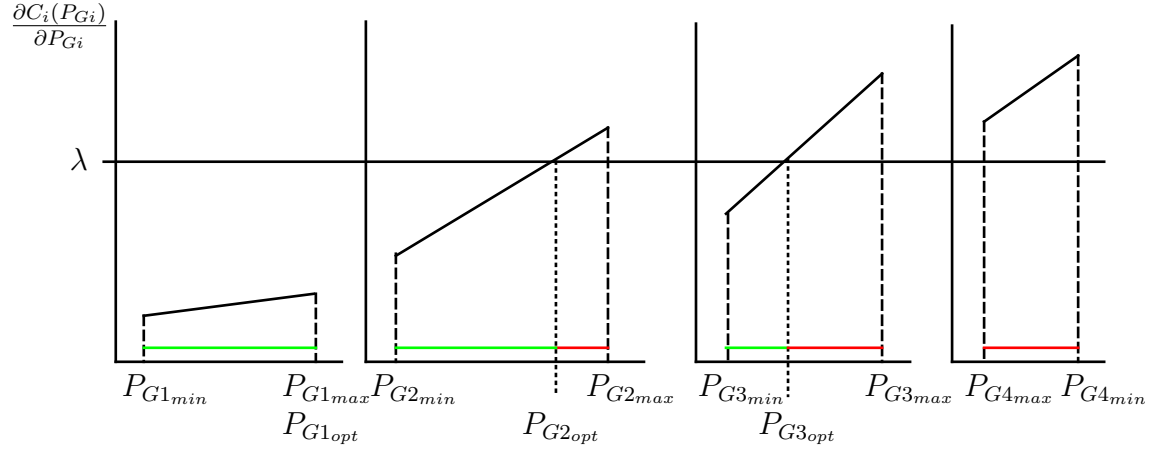


Abbildung 6: Optimum economic dispatch (eigene Darstellung, angelehnt an Neunswander (1971))

Die dargestellte Methode hat einen statischen Blick auf die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes auf Grundlage inkrementeller Betriebskosten zu einem bestimmten Zeitpunkt mit einer bestimmten Nachfrage. Dabei bleibt anzumerken, dass die geographische Lage der Kraftwerke hinsichtlich der Verbraucher nicht berücksichtigt wird und somit auch keine Leitungsverluste oder Netzengpässe. Ebenso wird angenommen, dass alle Kraftwerke im Rahmen ihres technischen Leistungsspektrums ständig zur Verfügung stehen. Dies trifft auf einen überwiegend konventionellen fossilen Kraftwerkspark zu.⁵⁵ In einem umfassend regulierten Strommarkt, in dem das Übertragungs- und Verteilungsnetz von einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen an der betriebskostenminimalen Arbeitsteilung über den Kraftwerkspark ausgerichtet wurde, stellt der optimum economic dispatch eine ausreichende Methode zur Planung dar (Glover et al., 2011, S. 681).⁵⁶ Mithilfe von Verbrauchsprognosen kann somit ein Kraftwerkseinsatzplan über einen Zeitraum

⁵⁴Verwendet man die Kostenfunktion aus Fußnote 53 ergibt sich aus Gleichung 8 und Gleichung 9 für $\lambda = \frac{P_D + \sum_{i=1}^n \frac{b_i}{a_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{a_i}}$.

⁵⁵Ein hoher Anteil nicht ständig verfügbarer, sondern dargebotsabhängiger Kraftwerke wird in diesem Kapitel noch nicht berücksichtigt. Unter diesen Umständen wird der konventionelle Kraftwerkspark unter der Nebenbedingung der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien optimiert.

⁵⁶Im Zuge der Liberalisierung und Deregulierung des Stromsektors wurden die Übertragungskapazitäten des Netzes zunehmend eingeschränkt. In diesem Fall muss das Betriebskostenmini-

bestimmt werden. Langfristig ist jedoch der Kraftwerkspark nicht als konstant anzusehen und lässt sich über Investitionsentscheidungen verändern.

In einem umfassend staatlich regulierten Stromsystem haben vertikal integrierte Energieversorgungsmonopole eine Versorgungspflicht. Demzufolge hat das regulierte Unternehmen die gesellschaftliche Aufgabe, eine zuverlässige, flächendeckende und wirtschaftlich effiziente Versorgung mit elektrischer Energie zu gewährleisten (vgl. Crastan, 2012b, S. 137). Die Überwachung dieser Aufgabe unterliegt dem staatlichen Regulierer, der dem Energieversorgungsunternehmen Investitionen in Stromerzeugungsanlagen der Regulierungsmethode folgend anerkennt, wenn diese zur Erfüllung seiner Aufgabe als notwendig erachtet werden (siehe Kapitel 3.1.1). Dies kann vornehmlich aus zwei Gründen geschehen:

- Die gesamte Erzeugungskapazität ist nicht ausreichend oder wird in naher Zukunft nicht ausreichend sein, um den Bedarf der angeschlossenen Verbraucher jederzeit zu decken.
- Der bestehende Kraftwerkspark erfüllt nicht die Anforderungen an einen wirtschaftlich effizienten Betrieb. Durch planmäßige Stilllegung und Bau neuer Kraftwerke werden die technisch ökonomischen Eigenschaften des Bestands entsprechend den Anforderungen optimiert.

Neben diesen Gründen zur Sicherung einer zuverlässigen und wirtschaftlichen Stromversorgung können auch andere wirtschaftspolitische Faktoren bei der Entscheidungsfindung des staatlichen Regulierers für oder gegen eine Erzeugungstechnologie, und somit auf die Entwicklung des Kraftwerkbestandes, eine entscheidende Rolle spielen. Ein Beispiel sind die energiepolitischen Maßnahmen gegen Ende der 1950er Jahre in Deutschland. Infolge des Wettbewerbs mit Erdöl erlitt die Kohle bedeutende Absatzeinbrüche, was Arbeitsplatzverluste in der heimischen Kohleförderung zur Folge hatte. Im Rahmen des *Gesetzes zur Förderung der Verwendung von Steinkohle in Kraftwerken* (erstes Energieverstromungsgesetz 1965) wurden steuerliche Vorteile für neue Steinkohlekraftwerke eingeführt, welche durch weitere Förderungen im Rahmen des *Gesetzes zur Sicherung des Steinkohleeinsatzes in der Elektrizitätswirtschaft* (zweites Energieverstromungsgesetz 1966) sowie durch das *Gesetz über die weitere Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in der*

mierungsproblem (optimum economic dispatch) mit den Nebenbedingungen der Leistungsflüsse ergänzt werden. Das resultierende Optimierungsproblem wird *optimal power flow* genannt (vgl. Glover et al., 2011, S. 681 ff.).

Elektrizitätswirtschaft (drittes Energieversorgungsgesetz 1974) erweitert wurden (vgl. Herzig, 1992, S. 150).

Drohende Versorgungslücken lassen sich durch Informationen über geplante Stilllegungen von Kraftwerken und eine mittelfristige Prognose der Stromnachfrage vermeiden. Um ungeplanten Stilllegungen oder kurzfristigen Ausfällen entgegenzuwirken, wird ein gewisser Teil an zusätzlicher installierter Kraftwerkskapazität, der über den Bedarf in Spitzenlastzeiten hinausgeht, vom Regulierer zugelassen.⁵⁷ Die Zusammensetzung des optimalen Kraftwerkspark hängt von Höhe und Verlauf der Stromnachfrage innerhalb eines Jahreszykluses sowie der Kostenstruktur der verfügbaren Stromerzeugungstechnologien ab.

Der optimale Kraftwerkspark, der auf überwiegend regelbaren Anlagen aufbaut, lässt sich unter der Annahme einer nicht-elastischen Nachfrage bzw. eines fixen Preises mit Hilfe der *screening curve*-Methode approximieren.⁵⁸ Dazu wird der gesamte Leistungsbedarf innerhalb eines Jahres in einer bestimmten zeitlichen Auflösung (üblicherweise auf Stundenbasis) nach Höhe der Nachfrage geordnet. Das resultierende Diagramm wird *Jahreslastkurve* oder auch *Jahresdauerlinie* (englisch: *load-duration curve*) genannt (siehe unterer Teil von Abbildung 7). In einem zweiten Diagramm werden die Durchschnittskosten der Kapazität (bzw. die gesamten spezifischen Stromerzeugungskosten) der jeweiligen Erzeugungstechnologie in Abhängigkeit der Betriebsstunden innerhalb eines Jahres, bestehend aus einem fixen und variablen Kostenanteil (siehe Kapitel 2.2.1) der verfügbaren Stromerzeugungstechnologien, dargestellt, die sogenannten *screening curves* (siehe oberer Teil von Abbildung 7). Der kostenminimierende Kapazitätsfaktor (hier schon umgerechnet auf die Einsatzzeit innerhalb eines Jahres, siehe S. 19 dieser Arbeit) jedes Kraftwerkstyps ergibt sich aus den Schnittpunkten der screening curves. Überträgt man diese Schnittpunkte auf die Jahresdauerlinie lässt sich die zugehörige Kapazität der entsprechenden Stromerzeugungstechnologie bestimmen, die zur kostenminimalen Befriedigung der Nachfrage nötig ist. Üblicherweise erfolgt eine Zuordnung der

⁵⁷Kumkar (1999b, S. 26) gibt die Höhe der erforderlichen Reservemargen über eine Daumenregel, je nach Quelle, zwischen 10 % und 20 % von der tatsächlichen Lastspitze an.

⁵⁸Wenn die Stromkunden ein Echtzeit-Preissignal empfangen und darauf reagieren, d. h. die Stromnachfrage auch kurzfristig elastisch ist, hängt die Jahresdauerlinie vom Preis ab, der von der Wahl der Technologie abhängt, welche wiederum von der Jahresdauerlinie abhängt. Aufgrund dieses Zirkelbezugs ist die Lösung des Problems deutlich komplexer und die Preiselastizität der Nachfrage muss darüber hinaus bekannt sein. Die hier vorgestellte Methode ist hauptsächlich für ein umfassend reguliertes Stromsystem mit überwiegend regelbaren Kraftwerken und einer unelastischen Nachfrage anwendbar (vgl. Stoft, 2002, S. 45 f.). Dies traf (und trifft immer noch) auf einen Großteil der umfassend regulierten Stromsysteme zu.

verschiedenen Kraftwerke in die Kategorien *Grund-*, *Mittel-* und *Spitzenlast* (vgl. u. a. De Jonghe et al., 2011; Heuterkes et al., 2008, S. 69).

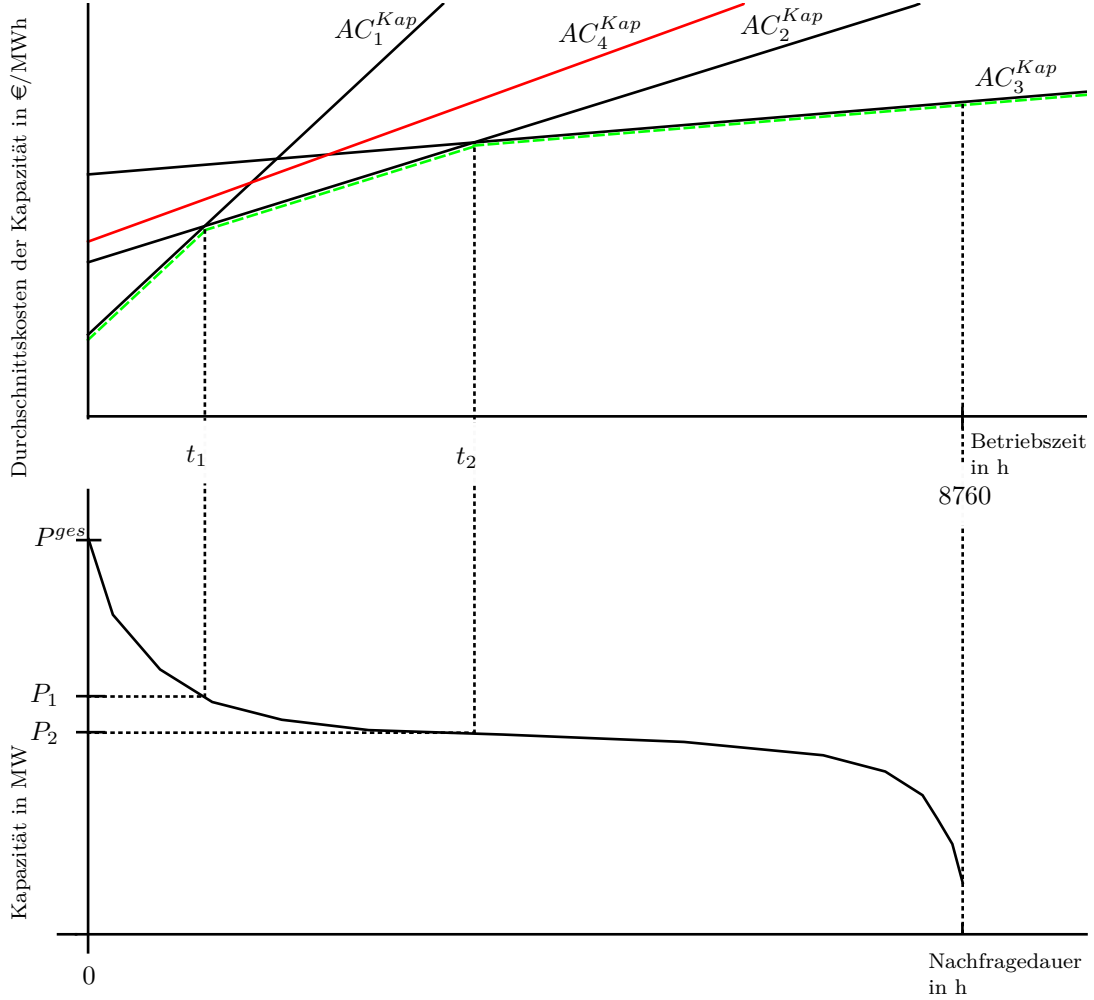


Abbildung 7: Screening curve-Methode zur Bestimmung des optimalen Kraftwerksparks (eigene Darstellung)

In Abbildung 7 besteht demnach der optimale Kraftwerkspark mit einer Gesamtkapazität von P^{ges} aus folgenden Technologien und den entsprechenden Einsatzzeiten (grüne Linie) und Kapazitäten:

- Kraftwerkstechnologie 1 mit den Durchschnittskosten der Kapazität AC_1^{Kap} mit einer Einsatzzeit von t_1 und einer Gesamtkapazität von $P^{ges} - P_1$.
- Kraftwerkstechnologie 2 mit den Durchschnittskosten der Kapazität AC_2^{Kap} mit einer Einsatzzeit von $t_2 - t_1$ und einer Gesamtkapazität von $P_1 - P_2$.
- Kraftwerkstechnologie 3 mit den Durchschnittskosten der Kapazität AC_3^{Kap} mit einer Einsatzzeit von $8760h - t_2$ und einer Gesamtkapazität von P_2 .

Daraus wird auch deutlich, dass nur solche Kraftwerkstechnologien zum Einsatz kommen, bei denen das Verhältnis von fixen Kosten (FC) umgekehrt zum Verhältnis der variablen Kosten (VC) ist (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 247):

$$FC_3 > FC_2 > FC_1 \text{ und } VC_3 < VC_2 < VC_1$$

Ebenso wird ersichtlich, warum Kraftwerkstechnologie 4 in diesem Beispiel ineffizient ist und daher nicht Teil des optimalen Kraftwerksparks ist.⁵⁹ Es ist zu beachten, dass die screening curve-Methode eine vereinfachte Sichtweise darstellt, die ausschließlich die Kostenstruktur der Kraftwerke berücksichtigt. In der Praxis sind weitere technische Restriktionen wie die Flexibilität bezogen auf Regelungsfähigkeit, Lastwechselgeschwindigkeiten und unterschiedlichen Anfahrtszeiten zu beachten (siehe Ströbele et al., 2012, S. 248; Wawer, 2007, S. 9). Vor allem bei einem hohen Anteil an nicht regelbarer, fluktuierender Erzeugung haben diese technischen Flexibilitätsrestriktionen einen hohen Einfluss auf den optimalen Kraftwerkspark (vgl. De Jonghe et al., 2011). Daher ist damit nur eine Annäherung zu berechnen.

Die beschriebene Methode ist eine Hilfe für den Regulierer zur Genehmigung von Kraftwerksinvestitionen, die für eine unterbrechungsfreie und wirtschaftliche Stromversorgung notwendig sind. Durch die istkostenbasierte Regulierung ist die lange Kapitalbindung für den Kraftwerksinvestor unproblematisch, da die Risikokosten über den regulierten Preis an die Kunden weitergegeben werden (Crastan & Westermann, 2012, S. 502). Dies ist ein Grund, warum in umfassend regulierten Stromsektoren teilweise erhebliche, ineffiziente und nicht benötigte Überkapazitäten aufgebaut wurden (vgl. Kumkar, 1999b, S. 25 f.). Im Gegensatz zu Entscheidungen über den Bau neuer Anlagen für den Kraftwerkspark zur öffentlichen Versorgung ist der Bau von unabhängigen Anlagen für den Eigenverbrauch in der Regel befreit von dieser Restriktion (Kumkar, 1999a, S. 10).

⁵⁹Technologie 4 hat höhere fixe und variable Kosten im Vergleich zu Technologie 2 und ist daher ineffizient.

3.1.2 Von der Regulierung zur Liberalisierung

Für die Ende der 1980er weltweit einsetzende Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft gab es mehrere zusammenwirkende Gründe. Diese unterscheiden sich durch länderspezifische Sichtweisen und Rahmenbedingungen. Grob zusammengefasst lassen sich jedoch vier Ursachen für die Einführung von Wettbewerb in der Stromwirtschaft feststellen.

Die Begründung der Regulierung der Erzeugungsseite aufgrund positiver Skaleneffekte durch zentrale Großkraftwerke wurde durch **technologische Entwicklungen im Kraftwerksbau** immer stärker kritisiert. Anfang der 1970er Jahre führte eine regulatorische Reform des Gasmarktes in den USA zu fallenden Gaspreisen. Demgegenüber stieg aufgrund der Ölkrise der Preis für Erdöl an (Bontrup & Marquardt, 2010, S. 22). Infolge der geänderten Marktbedingungen wurden das Kostenbewusstsein der Verbraucher gestärkt und erhebliche Fortschritte in der Forschung und Entwicklung von Gaskraftwerken mit elektrischen Leistungen im Bereich unter 1 GW gemacht, insbesondere bei Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD), die sehr hohe Effizienzgrade und niedrige Emissionswerte erreichten. Damit wurde das Paradigma, dass nur zentral betriebene Großkraftwerke eine kosteneffiziente Versorgung gewährleisten können, aufgelöst und es für möglich angesehen, den Kraftwerksbau und die Stromerzeugung wettbewerbsfähig zu organisieren (siehe u. a. Bontrup & Marquardt, 2010, S. 22 f.; Krause, 2002, S. 6; Lang, 1999, S. 71 f.; Leprich, 2011, S. 14 f.)

Wie bereits auf S. 42 dieser Arbeit beschrieben, kann es in einer cost-of-service-Regulierung aufgrund der Substitution beobachtbarer Inputs durch nicht-beobachtbare und durch eine zu hoch angesetzte, durch den Regulierer genehmigte Kapitalverzinsung zu **ineffizientem Verhalten** bzw. einer Überkapitalisierung kommen.⁶⁰ Zudem wirkt der Ausschluss von Wettbewerb zwischen den Erzeugern als Innovationsbremse im Kraftwerksbau, was die Stromerzeugung langfristig teurer macht (Lang, 1999, S. 72). Letztendlich führt dies zu einem Abwälzen der Kosten von überhöhten Produktionskosten und Fehlinvestitionen an die Verbraucher, denen durch überhöhte Strompreise Kaufkraft entzogen wird und damit zu einer volkswirtschaftlich suboptimalen Ressourcenallokation führt (Leprich, 1994, S. 3). Durch eine Liberalisierung der Stromwirtschaft erhoffte man sich deswegen in erster Linie

⁶⁰Kumkar (1999b, S. 26) weist in diesem Zusammenhang auf die erheblichen Überkapazitäten an Kraftwerksleistung hin, die in Deutschland während der Regulierungsphase aufgebaut wurden.

sinkende Strompreise und verbesserte Dienstleistungen (Bontrup & Marquardt, 2010, S. 25).

Aus den genannten wirtschaftswissenschaftlich-theoretischen Erkenntnissen ergaben sich zunehmend Legitimationsprobleme des wettbewerblichen Freiraums der EVU, vor allem vor dem Hintergrund der erläuterten technischen Entwicklung, die prinzipiell eine wettbewerbliche Organisation ermöglichte (vgl. Leprich, 1994, S. 3 f.). In einzelnen Ländern kamen durch den Glauben an die generelle Überlegenheit des freien Wettbewerbs gegenüber umfassender staatlicher Marktregulierung **ideologische Gründe** als Motivation für die Einführung von Konkurrenz hinzu (Borgmann, 2005, S. 37).

Die Erkenntnis und Anerkennung durch die Mehrzahl der Klimaforscher, dass durch den immensen Ausstoß von klimaschädlichen Treibhausgasen ein durch menschliches Wirken ausgelöster Klimawandel droht, führte zu einem **Umdenken in der Energie- und Umweltpolitik** (Leprich, 1994, S. 2). Neben alternativen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien wurden Energieeinsparmaßnahmen als geeignete Mittel zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen gesehen. Der gewünschten Bildung eines breiteren Angebots mit neuen, auf Effizienz ausgerichteten, Energiedienstleistungen, standen jedoch die großen, vergleichsweise trägen vertikal integrierten EVU im Weg (vgl. Bontrup & Marquardt, 2010, S. 23 f.).

Überlegungen zu einer Restrukturierung des Stromsektors kamen zu dem Ergebnis, dass sich die Erzeugung, der Handel sowie der Vertrieb liberalisieren lässt. Lediglich das Stromnetz wurde weiterhin als natürliches Monopol betrachtet und einer staatlichen Regulierung unterstellt, da die technisch-ökonomischen Restriktionen unverändert galten. Die Marktöffnung erforderte daher eine Veränderung der Wertschöpfungsstruktur (siehe Abbildung 8). Die Grundschrte für eine erfolgreiche Liberalisierung waren (siehe Borgmann, 2005, S. 37; Crastan, 2012b, S. 85 f.; Konstantin, 2013, S. 45 f.):

- die Entflechtung (englisch: *unbundling*) der EVU in wirtschaftlich getrennte und selbstständig agierende Unternehmen,
- die effiziente Regulierung der Betreiber von Übertragungs- und Verteilnetzen, die eine angemessene Vergütung der geforderten Leistung beinhaltet,
- die Aufhebung von regionalen oder nationalen Monopolen in der Stromerzeugung,
- die freie Wahl des Versorgers durch den Stromkunden,

- die Bildung organisierter Märkte für den Handel von Strom,
- der diskriminierungsfreie Netzzugang für alle potenziellen Marktteilnehmer,
- die Gewährleistung der Spannungs- und Frequenzhaltung durch einen unabhängigen System-Operator,
- sowie die Etablierung eines unabhängigen Regulierers zur Gewährleistung von fairen Wettbewerbsbedingungen.⁶¹

Für die Stromerzeugung bedeutet die neue Marktorientierung eine Abschaffung der staatlichen Investitionsgenehmigungsaufsicht und damit eine Aussetzung des Wettbewerbsrisikos, jedoch auch die mögliche Nutzung von Gewinnpotenzialen. Ein mit der Übergangsphase einhergehendes Problem sind Subventionen für bestimmte Erzeugungstechnologien aus entweder sozialpolitischen oder umweltpolitischen Gründen. Ohne eine vollständige Internalisierung externer Kosten ist daher der staatliche Markteingriff zur Lenkung weiterhin notwendig (vgl. Crastan, 2012a, S. 87 f.).

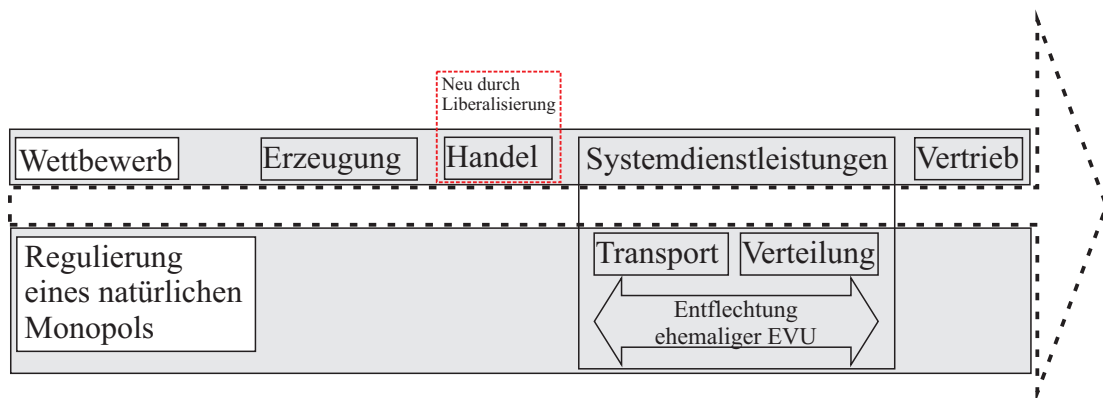


Abbildung 8: Wertschöpfungsstruktur im liberalisierten Stromsektor (eigene Darstellung, angelehnt an Weidler & Schwarz (2008, S. 99))

Als eigenständige neue Stufe bildete sich der Energiehandel aus, dessen Aufgabe es ist, die Energiemengen über bestimmte Zeiträume zu kaufen/verkaufen und so die Nachfrage zu decken. Darin enthalten ist auch die Beschaffung der nötigen Primärenergie und der Emissionszertifikate für fossil befeuerte Kraftwerke sowie

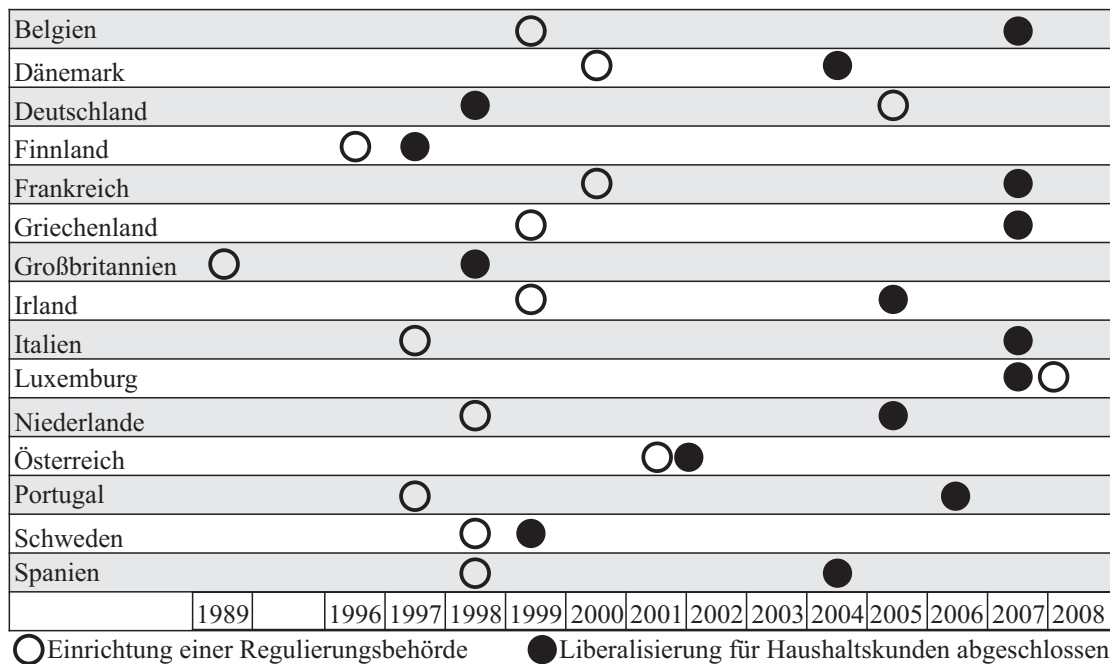
⁶¹In Deutschland wurde sich während der ersten Liberalisierungsphase für einen verhandelten Netzzugang und gegen eine unabhängige Regulierungsbehörde entschieden. Die Marktteilnehmer legten in den sogenannten Verbändevereinbarungen die Rahmenbedingungen für den Netzzugang selbst fest, was jedoch keinen diskriminierungsfreien Netzzugang ermöglichte (Bontrup & Marquardt, 2010, S. 29). Erst 2005 wurde die Bundesnetzagentur mit den entsprechenden Kompetenzen ausgestattet (siehe Abbildung 9).

der vorher zentral durchgeführte Kraftwerkseinsatz und das neu entstandene Risikomanagement (Schwab, 2012, S. 919). Der Handel von Strom findet entweder direkt zwischen Erzeuger und Verbraucher, oder indirekt über Zwischenhändler über bilaterale Verträge und/oder über den Großhandel statt (Crastan, 2012a, S. 86; Leprich, 2011, S. 16).

Die Stromübertragung umfasst alle Höchstspannungsnetze und HGÜ-Leitungen für den Ferntransport von elektrischer Energie (siehe Tabelle 1). Für die Entflechtung der Netze aus den ehemals vertikal integrierten EVU stehen drei Optionen zu Verfügung: Der Verkauf der Anteilsmehrheit des Netzes an Dritte (englisch: *full ownership unbundling*), der Netzbetrieb durch einen *Independent System Operator* (ISO) oder durch einen *Independent Transmission Operator* (ITO) (siehe Schwab, 2012, S. 911 f.).⁶² Der Netzbereich bleibt auch nach der Entflechtung ein staatlich regulierter Bereich der Elektrizitätswirtschaft. Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist verpflichtet, allen potenziellen Netznutzern einen freien und diskriminierungsfreien Zugang zu seinem Netz zu gewährleisten, um so den Wettbewerb bei der Stromerzeugung und -versorgung zu ermöglichen (Brunekreeft & Keller, 2001, S. 7. f.). Neben Investitionen in das Netz aufgrund der Instandhaltung oder einer Erweiterung ist der Übertragungsnetzbetreiber für die Systemstabilität, also für die Erbringung von Systemdienstleistungen zur Frequenz- und Spannungshaltung sowie für Reservekapazitäten zuständig (Lang, 1999, S. 73 f.). Für den Betreiber der regionalen Verteilungsnetze fallen prinzipiell die gleichen Aufgaben an, in einem durch zentrale, regelbare Kraftwerke geprägten System beschränkt sich sein Aufgabenbereich jedoch zunehmend auf die Wartung der physischen Verbindung zu den angeschlossenen Endkunden.

Die freie Wahl des Energieversorgers machen im Vertrieb eine Neustrukturierung des Geschäftsbetriebs mit einer vorher mäßig vorhandenen Kundenorientierung notwendig. Das Ausmaß davon ist jedoch stark abhängig von der Wechselquote der Haushaltskunden, die erfahrungsgemäß sehr niedrig ist und daher tendenziell zu geringeren Anstrengungen von Seiten des Vertriebs führt (Weidler & Schwarz, 2008, S. 101). In den letzten Jahren ist jedoch ein stetiger Anstieg der Wechselquote in Deutschland zu beobachten (siehe BNetzA, 2014b, S. 124 ff.).

⁶²Der Hauptunterschied zwischen ISO- und ITO- Modell besteht darin, dass beim ISO-Modell der Netzeigentümer ohne Mitspracherecht für die Kosten der als notwendig erachteten Mittel für Betriebsführung, Instandhaltung und Erweiterung des Netzes aufkommen muss. Beim ITO-Modell hingegen können diese Entscheidungen weiterhin durch eine Tochtergesellschaft beeinflusst werden, diese wird jedoch hinsichtlich der Gewährleistung des freien und diskriminierungsfreien Netzzugangs streng kontrolliert.



Abbildungung 9: Status der Strommarktliberalisierung und Regulierung in der EU-15 (eigene Darstellung nach AT Kearney (2008, S. 7))

Durch die Einführung von Konkurrenz in den Sektoren Erzeugung, Vertrieb und Handel in der Elektrizitätswirtschaft existiert dort folglich keine Stelle mehr, die eine Gesamtoptimierung vornimmt. Vielmehr agiert jeder Marktakteur in einem betriebswirtschaftlich optimalen Sinn innerhalb seines Geschäftsfeldes. Diese Teiloptimierung garantiert nicht die Gesamtoptimierung des Systems (Crastan & Westermann, 2012, S. 499). Das bedeutet, dass Synergieverluste von bisher realisierten Verbundvorteilen vertikal integrierter EVU in Kauf genommen werden (vgl. Crastan & Westermann, 2012, S. 499; Weidler & Schwarz, 2008, S. 99 f.). Die Liberalisierung des Stromsektors wird demzufolge unter dem Glauben vorangetrieben, dass die Synergieverluste von den Effizienzgewinnen durch die Einführung von Wettbewerb in den Teilsektoren überwogen werden. Die Liberalisierung in den Mitgliedsstaaten der EU-15 ist schon sehr weit vorangeschritten, dabei wurden jedoch teils stark unterschiedliche Wege beschritten (siehe Abbildung 9). Die steigende Komplexität der Koordinierung legt nahe, nicht von *einem Strommarkt*, sondern von einem komplexen *Stromsektor* mit vielfältigen Teilmärkten, Produkten sowie Abwicklungsformen zu sprechen (vgl. Leprich, 2011, S. 16). Die wettbewerbliche Organisation, die das Ziel verfolgt, sich durch eine individuelle Teiloptimierung an das Gesamtoptimum anzunähern, wird im folgenden Kapitel beschrieben. Das Forschungsziel der vorliegenden Arbeit legt dabei eine **Beschränkung und Fo-**

kussierung auf die Wertschöpfungsstufen der Erzeugung, des Handels und Vertriebs nahe, die detaillierte Ausgestaltungsform der Netzregulierung wird größtenteils außer Acht gelassen.

3.2 Organisationsformen des liberalisierten Stromhandels

Die Liberalisierung des Stromsektors kennt unterschiedliche idealtypische Modelle, die sich durch den Grad der Deregulierung der einzelnen Teilmärkten bzw. Wertschöpfungsstufen unterscheiden. Grundsätzlich muss jeder liberalisierte Bereich transparente Knappheitssignale für die Verteilung des Gutes elektrische Energie senden, von denen Anreize für die Marktteilnehmer für Erzeugungs- und Investitionsentscheidungen ausgehen (Pschick, 2008, S. 19). Übergeordnetes Ziel der Liberalisierung des Stromsektors, also der Einführung von Konkurrenz und Wettbewerb mit Ausnahme des Netzbereichs, ist das Schaffen von langfristig gesamtwirtschaftlichen Vorteilen, von denen auch die Stromverbraucher durch transparente und möglicherweise sinkende Preise profitieren sollen. Ein bedeutender Teil davon soll durch die Liberalisierung des Stromhandels angetrieben werden, der ein für alle Marktteilnehmer zugängliches und zentrales Preissignal sendet, das die Grundlage für Investitionsentscheidungen ist, zu mehr technischen Innovationen führt und als wettbewerblichen Anreiz für eine Erhöhung der Produktqualität (wirtschaftliche, sichere und zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie) dient (Joskow, 2008, S. 11).

Während Kumkar (1999a) vier Modelle einer partiellen Deregulierung des Stromsektors skizziert, werden im Folgenden die beiden in den USA und Europa verbreiteten Liberalisierungsmodelle für den Stromhandel beschrieben. Dabei handelt es sich um das Poolmodell sowie das Börsenmodell, welches neben einem oder mehreren Handelsplätzen noch bilaterale Verträge zwischen den Parteien vorsieht (Kopsakangas-Savolainen & Svento, 2012, S. 6). Dies geschieht aufgrund der Besonderheiten bezüglich der Handelsfreiräume der gewählten Modelle. Das Alleinabnehmermodell sieht gegenüber einer umfassenden Regulierung aller Sektoren der Elektrizitätswirtschaft keine Änderung vor, ist also durch langfristige Direktverträge zwischen den Parteien gekennzeichnet. Das Modell spezifischer Durchleitungsrechte sieht grundsätzlich die Trennung zwischen Groß- und Einzelhandel vor, jedoch ist es für Kleinkunden nicht möglich, den Lieferanten zu wechseln. Hinsichtlich dieses Aspekts ist das Common-Carrier-Modell eine Erweiterung des Modells spezifischer Durchleitungsrechte, daher wird auf eine detaillierte Betrachtung dieses Modells verzichtet.

Ansatzpunkt im Poolmodell ist eine drastische Re-Regulierung des Stromhandels, die auf der einen Seite eine umfassende Regulierung des Stromgroßhandels, d. h. eine monopolistische Organisation, auf der anderen Seite jedoch eine Deregulierung des Einzelhandels vorsieht. Dem Common-Carrier-Modell (im Folgenden auch schlicht Börsenmodell genannt) zufolge sind hingegen beide Bereiche, Groß- und Einzelhandel, vollständig dereguliert⁶³ (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Verschiedene Organisationsformen des Stromhandels (eigene Darstellung, nach Kumkar (1999a, S. 45))

Alleinabnehmermodell	Modell spezifischer Durchleitungsrechte	Poolmodell	Common-Carrier-Modell (Börsenmodell)
Stromhandel ist in seiner Gesamtheit monopolistisch organisiert.	Partielle Suspendierung der geschlossenen und integrierten Gebietsmonopole. Direktverträge nur langfristig.	Stromgroßhandel ist in seiner Gesamtheit monopolistisch organisiert. Einzelhandel ist liberalisiert und zumindest potenziell wettbewerblich organisiert.	Vollständige Auflösung der geschlossenen und integrierten Gebietsmonopole.

⁶³Eine nicht unwichtige Ausnahme stellt der Handel von Energie für den sehr kurzfristigen Ausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage dar. Kumkar (1999a, S. 88 ff.) bezeichnet dies allgemein als Ausgleichshandel. In der Praxis umfasst ein Teil des Ausgleichshandels Systemdienstleistungen wie Regelleistung, die zum Einsatz kommt, wenn aus netztechnischen Gründen keine Zeit mehr für den Handel einer Strombelieferung zur Verfügung steht.

3.2.1 Poolmodell

Die Organisation des Stromhandels im Poolmodell hat das Ziel, eine zentrale Instanz für das Zusammenbringen von Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie zu schaffen. In der Literatur existieren sich in der detaillierten Ausgestaltung unterscheidende Beschreibungen des Poolmodells, die sich sowohl durch nationale als auch durch zeitliche Interpretationen unterscheiden (Barker et al., 1997, S. 19). Im Folgenden werden eine eigene Interpretation des Poolmodells mit einer Teilnahmepflicht (*mandatory pool*) für Erzeuger an der zentralen Handelsinstanz als Grundmodell vorgestellt und Abweichungen davon als eine Variation beschrieben. Zusätzlich werden anhand praktischer Erfahrungen kritische Anforderungen für eine erfolgreiche Implementierung des Modells erläutert.

Um eine maximale Liquidität zu erreichen, ist der Handel über die zentrale Instanz, dem *Power Pool* (oder auch schlicht Pool) mandatorisch. Der direkte, bilaterale Handel zwischen Erzeuger und Verbraucher ist demnach nicht vorgesehen. Darüber hinaus sind die wesentlichen charakteristischen Eigenschaften des Poolmodells (vgl. Barker et al., 1997, S. 19 ff.; Crastan, 2012b, S. 89 ff.; Filippini & Wild, 1997, S. 12 ff.; Kumkar, 1999a, S. 28 ff.; Woo et al., 2003, S. 1105 ff.):

- Allgemeiner, diskriminierungsfreier Netzzugang für Anbieter und Nachfrager von elektrischer Energie
- Restrukturierung und Monopolisierung des Stromgroßhandels, das bedeutet die Einrichtung einer zentralen Handelsinstitution (Pool) mit einer Teilnahmepflicht für alle Erzeuger (eventuell ab einer bestimmten Größe)
- Aufstellen von transparent definierten und nicht-diskriminierenden Handelsregeln sowohl für Anbieter (Erzeuger) als auch Nachfrager (Händler und einzelne Endnachfrager)
- Der Handel wird über sich in regelmäßigen Zeitabständen wiederholende Auktionen organisiert.⁶⁴ Der Betreiber des Pools berechnet auf Basis von Preis-Mengen-Geboten der Erzeuger sowie der prognostizierten Nachfrage oder tatsächlichen Nachfragegeboten einen Pool-Preis und erstellt einen Kraftwerksfahrplan.

⁶⁴Dies kann auch mehrere Auktionen unterschiedlicher Perioden umfassen. So sind eine Einteilung in kurzfristigen Handel, Terminhandel und den Handel für den Ausgleich von Nachfrage und Angebot zur Systemstabilität denkbar (vgl. Filippini & Wild, 1997, S. 15 f.).

- Zwischen Großhandel und Einzelhandel erfolgt eine strikte Trennung. Die Stromhändler beziehen ihren Strom von dem Pool, der als Monopolist auftritt, stehen gegenüber dem Weiterverkauf an die Endkunden allerdings in einem Wettbewerbsverhältnis zueinander.

Der Betrieb des Übertragungsnetzes wird generell von einem ISO als unabhängigen Akteur übernommen. Dabei können sich die Ausgestaltungen jedoch in der Definition des ISO und der Verteilung der Eigentumsrechte an der Netzinfrasturktur unterscheiden. Zum einen ist es denkbar, dass der ISO in Zusammenarbeit mit dem Pool die Netzführung übernimmt. Dabei ist dieser auf die Handelsdaten zu vorgesehenen Stromeinspeisungen und -entnahmen angewiesen, um die technische Durchführbarkeit zu gewährleisten und sich somit die Verantwortung über den Systembetrieb mit dem Pool-Monopolisten teilt (Kumkar, 1999a, S. 28 ff.). Zum anderen ist eine Gestaltungsoption des Poolmodells, dass der Betreiber des Pools ebenfalls die Rolle des ISO übernimmt. In diesem Fall fallen neben der Organisation der Handelsauktionen viele Kompetenzen zusammen (vgl. Barker et al., 1997, S. 21):

- Aufrechterhaltung des ständigen Gleichgewichts zwischen Ein- und Ausspeisung aus dem Verbundnetz
- Steuerung des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes
- Behebung von Störfällen im Netzbetrieb
- Organisation der Erbringung von Systemdienstleistungen (Regelleistung) sowie deren wirtschaftliche Abwicklung
- Verwalten und Vermeiden von Netzengpässen durch Kraftwerksdispatch und ggf. Redispatch⁶⁵

Dabei ist der ISO nicht zwangsläufig auch Eigentümer der Netzinfrasturktur, sondern kann seine Rolle ebenfalls im Auftrag des eigentlichen Netzeigentümers ausüben. Zur Gewährleistungen eines funktionierenden Wettbewerbs ist eine bedeutende Einschränkung der Kompetenzen des ISO, dass dieser keine eigenen Kraftwerke betreiben oder besitzen darf. Falls dies der Fall wäre, könnte er den Markteintritt für konkurrierende Erzeuger durch erhöhte Netzentgelte erschweren. Ebenso wäre es dem ISO ermöglicht, seine Erzeugungsanlagen in der komplexen

⁶⁵Unter Redispatch versteht man den Eingriff in den marktbasieren Fahrplan durch einen Netzbetreiber bzw. ISO zur Verlagerung der Kraftwerkseinspeisung, um Leitungsüber- oder unterlastungen zu vermeiden (BNetzA, 2014b, S. 56 f.).

Abwicklung des Stromhandels und der Systemdienstleistungen zu bevorzugen, ohne dass dies nachweisbar bzw. nur sehr schwer möglich nachweisbar wäre. Daher ist die einzige effektive Maßnahme, um eine faire Behandlung aller am Markt tätigen Erzeuger sowie neutrale Markteintrittsbarrieren zu sichern, die strikte Trennung zwischen den Rollen des ISO und der Kraftwerksbetreiber/-besitzer (vgl. Green, 2006, S. 2534).

Abhängig von den Geboten, die im typischen Fall aus komplexen Blockgeboten bestehen,⁶⁶ ermittelt der Poolbetreiber einen kurzfristigen, kostenoptimierten Kraftwerkseinsatzplan. Darüber hinaus werden zwei Preise über den Optimierungsalgorithmus des Poolbetreibers bestimmt: Allen Stromerzeugern wird der Pool-Anschaffungspreis bezahlt⁶⁷ (englisch: *Pool Purchase Price* (PPP)) und alle Stromkäufer zahlen den Pool-Verkaufspreis (englisch: *Pool Selling Price* (PSP)) für die jeweilige Auktion über einen bestimmten Zeitraum. Der PPP entspricht im optimalen Fall den Grenzkosten des Systembetriebs (englisch: *system marginal price*), der PSP entspricht dem PPP plus einem Zusatzbetrag für Systemdienstleistungen (Frequenz- und Spannungshaltung) und Transaktionskosten für Betrieb des Pools (vgl. Freris & Infield, 2008, S. 219 f.; Woo et al., 2003, S. 1107). Damit unterliegt der Stromgroßhandel in Form des Pools weiterhin einer zentralen monopolistischen Koordination und Preisregulierung, die allerdings vorsieht, dass eine Null-Gewinnvorschrift des Pools besteht (Kumkar, 1999a, S. 33).

Eine der zentralen Voraussetzungen für eine erfolgreiche Liberalisierung des Stromsektors⁶⁸ ist das Vorhandensein von *ausreichend* Konkurrenz, also von einer größeren Anzahl von Wettbewerbern auf dem Erzeugermarkt. Nach der Einschätzung von Kopsakangas-Savolainen & Svento (2012, S. 15) ist dies das wichtigste Kriterium für den Erfolg des Liberalisierungsprozesses auf der Makroebene. Joskow (2008, S. 12) sieht in der horizontalen Restrukturierung der Erzeugerseite ebenfalls eine Kernkomponente für die Einführung von effizientem Wettbewerb im Stromsektor. Ausgehend vom Status einer monopolistisch organisierten Stromerzeugung bedeutet dies zunächst die Aufsplittung des Monopolanbieters in Einzelanbieter. Um eine

⁶⁶Die komplexen Gebote berücksichtigen die kurzfristige Pfadabhängigkeit der Stromerzeugungskosten, d. h. es werden An- und Abfahrtskosten sowie Leerlaufkosten berücksichtigt, die den Wirkungsgrad kurzzeitig verschlechtern und somit die Grenzkosten erhöhen (vgl. Kumkar, 1999a, S. 34 f.; Newbery, 2005, S. 46).

⁶⁷An dieser Stelle wird noch nicht auf den detaillierten Biet- und Preisbildungsprozess im Poolmodell eingegangen. Die möglichen Formen werden im Kapitel 3.3 näher beschrieben.

⁶⁸Erfolgreich im Sinne von der auf S. 58 dieser Arbeit genannten Ziele: Einführung von Konkurrenz und Wettbewerb im Stromsektor, um langfristige gesamtwirtschaftliche Vorteile zu schaffen, von denen auch die Stromverbraucher durch transparente und möglicherweise sinkende Preise profitieren sollen.

kurze Einschätzung über für einen effizient funktionierenden Wettbewerb zwischen Kraftwerksbetreiber im Poolmodell geben zu können, werden kurz die Erfahrungen zu Beginn der Liberalisierung in Großbritannien dargestellt und bewertet.

Großbritannien war innerhalb der EU-15 Pionier in Bezug auf die Liberalisierung des Stromsektors (siehe Abbildung 9). Die dortige Regierung hat sich für das Poolmodell entschieden, unter anderem auch deshalb, weil sich das Modell verhältnismäßig einfach einführen ließ (Crastan & Westermann, 2012, S. 179 f.). Während der Zeit der umfassenden Regulierung war das *Central Electricity Generating Board* (CEGB) die zuständige Institution für Erzeugung und Übertragung elektrischer Energie in England und Wales. Im Zuge der horizontalen Entflechtung des Monopols wurde die CEGB in vier Unternehmen aufgeteilt (Newbery & Green, 1996, S. 58 f.). Das Übertragungsnetz wurde als weiterhin reguliertes natürliches Monopol in die Verantwortung der National Grid Company transferiert. Die nuklearen Kraftwerke wurden der Nuclear Electric übertragen und blieben in staatlichem Besitz.⁶⁹ Der Großteil der fossilen Kraftwerke (Kohle, Öl und Gas) gingen in die Unternehmen PowerGen und National Power über, die nach und nach bis 1991 öffentlich veräußert wurden. Damit war der nukleare und fossile Kraftwerkspark in der Hand weniger Großkonzerne, obwohl bereits einige Jahre vor Umsetzung der Liberalisierung die Aufteilung in deutlich mehr Kraftwerkskonzerne empfohlen wurde, um ausreichend Wettbewerb zu erzeugen und Marktmissbrauch zu verhindern (siehe u. a. Henney, 1987; S. 15 Kopsakangas-Savolainen & Svento, 2012, und die dort zitierte Literatur). Stattdessen besaßen nun zu Beginn der Restrukturierung des Elektrizitätssektors zwei Unternehmen ca. 80 % der installierten Kraftwerkskapazität (Woo et al., 2003, S. 1110). Aus diesem Grund und in Folge der Ermittlung des PPP über Leistungsgebote auf dem zentralen Pool war es den beiden fossilen Kraftwerksbetreibern möglich, Marktmacht auszuüben. Da Nuclear Electric die nuklear erzeugte elektrische Energie üblicherweise als ständiges Grundlastband zu einem Preis unterhalb fossil erzeugter Energie angeboten hat, wurde die noch zu deckende Last von PowerGen und National Power bedient (Green & Newbery, 1992, S. 930 f.).

Damit herrschte zu Beginn der Liberalisierung effektiv ein Duopol auf dem Erzeugermarkt in Großbritannien. Durch strategische Kapazitätszurückhaltung konnten somit die erzielten Preise angehoben werden, was zu erheblichen Fluktuationen des Preisniveaus und zusätzlichen Gewinnen für die beiden Betreiberfirmen der fossilen

⁶⁹Der ursprüngliche Plan nach einem White Paper des Department of Energy (1988), die nuklearen Kraftwerke ebenfalls zu privatisieren, scheiterte an der Nicht-Genehmigung der erheblichen Stilllegungskosten der Kernkraftwerke durch das Finanzministerium (Helm & Powell, 1992, S. 91).

Kraftwerke führte (nähere Beschreibung über den Missbrauch der Preisbildungs-Methodik im folgenden Kapitel 3.3). Green & Newbery (1992) zeigen in einer Modellierung des Spotmarkts in Großbritannien, dass ein Anbieter das Angebot des anderen Duopolisten bei der Optimierung seiner Leistungs-Gebote berücksichtigt, dadurch deutlich höhere Preise über den wahren Erzeugungskosten entstehen und ein hoher Wohlfahrtsverlust resultiert. Gleichzeitig wird gezeigt, dass bei einer Aufteilung in mindestens fünf Anbieter und einer einfacheren Möglichkeit des Markteintrittes für neue Erzeuger Absprachen erschwert und die Wohlfahrtsverluste größtenteils eliminiert würden (Green & Newbery, 1992, S. 947 ff.).

Die in Großbritannien gemachten Pioniererfahrungen hinsichtlich der Einführung von Konkurrenz im Stromerzeugungssektor bieten auch ein Beispiel für die Nachfrage nach finanzieller Absicherung von Anbieter und Nachfrager gegenüber großen Schwankungen der Pool-Preise. Zu diesem Zweck ließ der ISO den Marktteilnehmern den Freiraum sogenannte *contracts for differences* (CfD) zu handeln, die außerhalb des Poolhandels direkt zwischen zwei Parteien abgeschlossen wurden (englisch: *Over-the-Counter* (OTC)).⁷⁰ Diese Verträge sichern dem Erzeuger einen Zuschlag zum eigentlichen Pool-Preis in Höhe der Differenz zwischen verhandeltem Ausübungspreis (englisch: *strike price*) und Pool-Preis zu, der in der Regel auf eine vertraglich festgelegte Menge elektrischer Energie beschränkt ist. Für einen Pool-Preis oberhalb des Ausübungspreises gilt das Gegenteil. Folglich zahlt der Energielieferant für die ausgehandelte Energiemenge stets den gleichen Betrag pro Einheit an den Erzeuger (vgl. Newbery & Green, 1996, S. 63 f.). CfDs zählen zu den Finanzprodukten der *Swaps*, einem Finanzinstrument zum Absichern gegen volatile Preise (englisch: *hedging*) durch den Austausch von Zahlungsströmen zwischen den Vertragsparteien (vgl. Kumkar, 1999a, S. 99 f.). CfDs bzw. Swaps sehen rein finanzielle Transaktionen vor, jedoch keine direkte physische Erfüllung. Diese läuft stets über den Pool unter Aufsicht des ISO ab. Für Kraftwerksbetreiber ist dies eine attraktive Möglichkeit, um ihre langfristigen Investitionen abzusichern. Im Gegenzug können Energielieferanten über längere Zeit konstante Energiepreise anbieten (Helm & Powell, 1992, S. 92). In der Anfangszeit der Liberalisierung konnten die Schwankungen des Pool-Preises aufgrund des vorherrschenden Duopols

⁷⁰OTC-Handel ist ein gängiger Begriff für finanzielle Transaktionen zwischen Marktteilnehmern, die nicht über die eine Handelsinstitution abgewickelt werden. Im Gegensatz zu standardisierten Produkten werden beim OTC-Handel ganz individuelle Verträge bilateral zwischen zwei Partnern abgeschlossen. Dabei tragen das erhöhte Risiko von einem Nicht-Erfüllen der Vereinbarung die beteiligten Parteien (Broyles, 2003, S. 281). Über OTC-Handelsabschlüsse liegen in der Regel wenige Daten vor, was den Markt gegenüber dem standardisierten Handel über eine Institution vergleichsweise intransparent macht.

in Großbritannien, wie beschrieben, teilweise heftig ausfallen. So lässt sich auch erklären, warum in dieser Zeitspanne der Großteil der Stromlieferungen zusätzlich über CfDs finanziell abgesichert wurde (siehe Abbildung 10).⁷¹

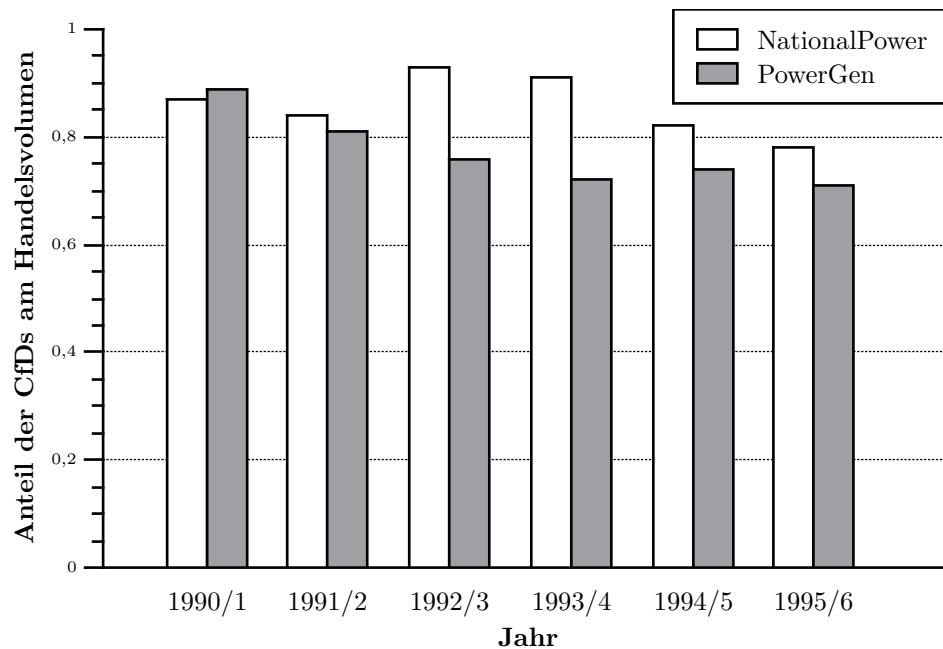


Abbildung 10: Anteile der CfDs am Handelsvolumen (Quelle: Green (1999, S. 119))

Die hier dargestellte Interpretation des Poolmodells zeichnet sich durch die Teilnahmepflicht für Erzeuger an der zentralen Handelsinstanz und eine ebenfalls monopolistisch zentral durchgeführte Koordination der Teilsektoren aus. Die durch den Pool bestimmten Preise, PPP und PSP, schaffen eine hohe Transparenz für alle (potenziellen) Marktteilnehmer. Während der Stromhandel durch eine Restrukturierung monopolistisch organisiert wird, ist der Einzelhandelsmarkt komplett liberalisiert. Der Betrieb des Übertragungsnetzes und die für die Stabilität notwendigen Systemdienstleistungen werden vom ISO übernommen, der je nach Ausgestaltung, gleichzeitig Poolbetreiber sein kann. Den Vorteilen des Poolmodells, die maximale Liquidität, das Potenzial schnellstmöglicher Aufträge und effizienter Preisbildung sowie mögliche Effizienzvorteile durch Synergieeffekte bei der zentralen Systemkoordination steht eine fehlende Konkurrenzsituation durch andere Handelsplätze gegenüber. Damit ist ein fehlender Anreiz zur Senkung der Transaktionskosten sowie zur Entwicklung und Implementierung von Innovationen verbunden (vgl. Grichnik & Vortmeyer, 2002, S. 17).

⁷¹CfDs wurden neben der finanziellen Absicherung auch dazu eingesetzt, um heimische Kohle zu überhöhten Preisen für die Stromerzeugung einzusetzen und diese Kosten auf Kleinverbraucher abzuwälzen. Siehe hierzu Helm & Powell (1992, S. 92 f.) und Green (1999, S. 108).

Durch die Erstellung des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplans ähnelt das Poolmodell in diesem Punkt dem Vorgehen in einer umfassenden Regulierung des Stromsektors, jedoch hat der Poolbetreiber womöglich nicht auf alle privaten Informationen der Kraftwerksbetreiber Zugriff (vgl. Newbery, 2005, S. 68 f.; Winkler & Altmann, 2012, S. 86 f.). Zudem bieten die stark standardisierten Handelsprodukte und -richtlinien des Pools keine individuellen Ausgestaltungsmöglichkeiten für die Marktteilnehmer. Weist der Pool einen großen Anteil kurzfristigen Handels auf, besteht eine große Nachfrage nach einer zusätzlichen Preisrisikoabsicherung, wie das Beispiel in Großbritannien anhand der starken Verbreitung der CfD-Optionen gezeigt hat. Diese erste Praxiserfahrung mit dem Poolmodell hat ebenfalls die hohe Bedeutung von ausreichend Konkurrenz auf der Erzeugerseite als grundlegende Voraussetzung für einen funktionierenden Wettbewerb zwischen Stromerzeuger in einem Poolmodell durch Vermeiden von Marktmachtausübung einzelner Unternehmen verdeutlicht.

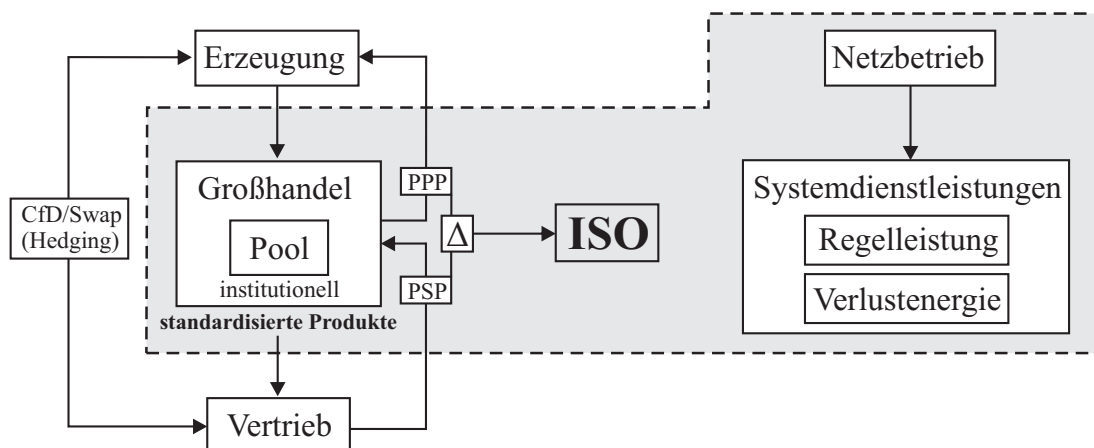


Abbildung 11: Vertriebswege für erzeugte elektrische Energie im Poolmodell (eigene Darstellung)

3.2.2 Börsenmodell

Neben dem erläuterten Poolmodell ist das Börsenmodell das verbreitetste Liberalisierungsmodell für den Stromhandel. Hier existiert wiederum keine exakte Definition, das Modell zeichnet sich durch unterschiedliche Gestaltungsoptionen aus, von denen man teilweise Elemente beim Poolmodell wiederfindet (vgl. Grimm et al., 2008b, S. 148). Um eine deutlichere Abgrenzung zu ermöglichen, wird, wie beim Poolmodell auch, eine eigene Definition des Börsenmodells als Ausgangspunkt erstellt, um auf die prinzipiellen Unterschiede gegenüber dem Poolmodell einge-

hen zu können. Praktische Erfahrungen mit dem Modell werden als Beispiele für spezifische Vor- und Nachteile herangezogen.

Eine Gemeinsamkeit mit dem Poolmodell liegt bei der weiterhin bestehenden Regulierung des natürlichen Monopols des Übertragungs- und Verteilnetzes. Der Netzbetrieb wird ebenfalls vom ISO übernommen, der in der Regel von einer Regulierungsbehörde überwacht wird. Dadurch wird allen potenziellen Nutzern freier und diskriminierungsfreier Netzzugang gewährt, für dessen Inanspruchnahme ein bestimmtes Netzentgelt fällig wird. Dies bildet die Basis für die vollständige Deregulierung des Groß- und Einzelhandels im Börsenmodell als dessen charakteristisches Merkmal (Kumkar, 1999a, S. 36). Im Unterschied zum Poolmodell hat der ISO somit weniger Kompetenz bei der Kraftwerkssteuerung: Der Kraftwerkseinsatzplan wird grundsätzlich durch den Stromhandel wettbewerblich organisiert, dem ISO fällt jedoch die Aufgabe der Frequenz- und Spannungshaltung zu, also die Koordination des sekundengenauen Ausgleichs zwischen Angebot- und Nachfrage für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität durch den Einsatz von Regelleistung (Bower & Bunn, 2000, S. 10; Ehlers, 2011, S. 61; Joskow, 2007, S. 60 f.). Darüber hinaus sind die wesentlichen charakteristischen Eigenschaften des Börsenmodells (vgl. Bower & Bunn, 2000, S. 10 ff.; Crastan & Westermann, 2012, S. 89 ff.; Grichnik & Vortmeyer, 2002, S. 4 ff.; Grimm et al., 2008b; Ehlers, 2011, S. 54 ff.; Konstantin, 2013, S. 47 ff.; Kumkar, 1999a, S. 35 ff.):

- Vollständig deregulierter Handel, in dem von Versorgern und Verbrauchern Verträge über Stromlieferungen sowohl über einen Großhandelsmarkt (Börse), als auch bilateral (OTC) abgeschlossen werden können. Der Großhandelsmarkt besteht aus mehreren, eng verknüpften Teilmärkten, die sich durch den Zeitpunkt des Abschlusses des Handels vor physischer Erfüllung der Stromlieferung unterscheiden. Über den OTC Handel sind individuell maßgeschneiderte Leistungsvereinbarungen möglich, darunter fallen auch Stromlieferverträge direkt zwischen Erzeuger und Verbraucher.
- Der finanzielle Stromhandel ist vollständig von dem physikalischen Lastfluss getrennt. Das bedeutet, dass Stromerzeuger eigenständig den Kraftwerkseinsatz planen und sich mit dem ISO koordinieren.
- Kern der Koordination ist die Bündelung von Endkunden in Bilanzkreisen. Jeder Bilanzkreis muss durch den verantwortlichen Marktteilnehmer ausgeglichen und an den ISO übermittelt werden.

- Der ISO ist für die Bereitstellung von Regelleistung für den Ausgleich von Abweichungen im Kraftwerksfahrplan verantwortlich. Diese organisiert er über eine wettbewerbliche Marktplattform. Darüber hinaus ist er im Fall von Netzungspässen für deren Auflösung durch einen geänderten Kraftwerkseinsatz zuständig (Redispatch).

Der bedeutendste Unterschied zwischen Pool- und Börsenmodell ist die Freiwilligkeit der Teilnahme am Börsenhandel und der damit einhergehende, dezentrale Ansatz der Kraftwerkskoordination. Damit dieser reibungslos funktioniert, müssen die separaten Teilmärkte eng miteinander verknüpft werden. Das Börsenmodell sieht grundsätzlich die Existenz mehrerer Börsen vor, die untereinander und gegenüber außerbörslichem Handel konkurrieren (vgl. Kumkar, 1999b, S. 34). Durch den Wettbewerb besteht gleichzeitig ein Anreiz für jeden Börsenbetreiber zur Minimierung der Transaktionskosten. Bei Ausgestaltung von Strombörsen hat sich die Aufteilung der Handelsmärkte in *Spotmarkt* und *Terminmarkt* etabliert. Auf beiden Teilmärkten bietet der Börsenbetreiber standardisierte Produkte hinsichtlich Volumen, Lasttyp, Lieferperiode sowie finanzieller und physischer Absicherung an (Konstantin, 2013, S. 54).

Spotmärkte dienen zum kurzfristigen Handel, d. h. der Zeitpunkt des Vertragsabschlusses und die Erfüllung des Vertrages, also die Lieferung elektrischer Energie, liegen zeitlich nahe zusammen (Grichnik & Vortmeyer, 2002, S. 6). Die größte europäische Strombörse, die *European Energy Exchange* (EEX) mit Sitz in Leipzig, umfasst einen eigenen Spotmarkt, den *EPEX Spot* (European Power Exchange). Dieser unterteilt sich wiederum in einen *Day-Ahead-Markt* und *Intraday-Handel*. Auf dem Day-Ahead-Markt finden für die Marktgebiete Deutschland/Österreich, Frankreich und Schweiz jeweils stundenweise Auktionen für Stromlieferungen in 24-Stunden Intervallen statt. Der Intraday-Handel bietet eine noch kurzfristigere Möglichkeit, um den Strombedarf zu optimieren. Hier besteht die Möglichkeit zu bilateralem Handel über die EPEX-Plattform bis zu 75 Minuten vor der physischen Stromlieferung, wobei auch 15-Minuten-Kontrakte angeboten werden (EEX, 2012).

Terminmärkte bieten die Möglichkeit zur Abwicklung von Geschäften mit einer längeren Laufzeit, d. h. der Vertragsabschluss und die Erfüllungen liegen zeitlich weiter auseinander (Grichnik & Vortmeyer, 2002, S. 7). Im Gegensatz zu Spotmärkten sind Terminmärkte keine rein physischen Märkte, sondern vorwiegend Finanzmärkte, d. h. die Abwicklung der Geschäfte erfolgt nicht zwangsläufig durch die physische Lieferung von elektrischer Energie, sondern kann auch rein finanziell

geschehen. Damit eignen sich Geschäfte mit standardisierten Produkten auf dem Terminmarkt der Börse zum Sichern einer bestimmten Grundlast für einen längeren, zukünftigen Zeitraum. Kraftwerksbetreiber und Versorger nutzen diese Möglichkeit zur Risikoabsicherung gegen stark schwankende Preise auf dem Spotmarkt, indem sie die jeweilige Gegenposition einnehmen (vgl. Fudalla et al., 2000; Spangardt et al., 2003). Im Börsenmodell ist sowohl ein Terminmarkt mit standardisierten Produkten über eine private zentrale Börse als auch ein OTC-Terminmarkt vorgesehen. Der Vorteil eines unternehmerisch organisierten Großhandels (Börse) ist eine Minimierung der Transaktionskosten, die sich überwiegend auf die Gebühren für die Teilnahme beschränken. Der Vorteil des OTC-Handels ist die größtmögliche individuelle Vertragsgestaltung zwischen den Parteien, der Nachteil jedoch das charakteristische Risiko, dass die Gegenpartei ihren Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommt (Hull, 2009, S. 57). Abbildung 12 gibt eine Übersicht über die möglichen Vertriebswege von erzeugtem elektrischem Strom und mögliche Risikoabsicherungen im Börsenmodell.

Die möglichen Geschäfte in Terminmärkten lassen sich in *bedingte Termingeschäfte* und *unbedingte Termingeschäfte* unterscheiden. Bedingte Termingeschäfte zeichnen sich durch ein Ausübungsrecht des Käufers aus, d. h. der Verkäufer ist zur Erfüllung verpflichtet. Bei unbedingten Termingeschäften sind beide Vertragsparteien, Käufer und Verkäufer, zur Erfüllung verpflichtet (Konstantin, 2013, S. 48). Die Vertragsgestaltungen wiederum unterscheiden sich in (vgl. Bagemihl, 2003, S. 20 ff.; Hull, 2009):⁷²

- **Forwards** sind Termingeschäfte, die ab einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft zu erfüllen sind. Die Bezahlung erfolgt in der Regel erst nach erfolgter Lieferung der vereinbarten Menge elektrischer Energie. Dabei werden die genauen Vertragsspezifikationen zwischen den Parteien ausgehandelt. Futures sind demnach individuelle Geschäfte, die nicht an der Börse, sondern OTC gehandelt werden und meist zur Absicherung einer bestimmten Grundlast oder bekannter Lastverläufe dienen. Forwards können sowohl physisch erfüllt, als auch durch Abschließen von weiteren finanziellen Gegengeschäften glattgestellt werden. In jedem Fall muss jedoch die Glattstellung erfolgen (unbedingtes Termingeschäft).

⁷²Neben den genannten Termingeschäften sind noch *Caps*, *Floors* und *Swaps* möglich, sowie *Wetterderivate*, die üblicherweise mit Banken oder Versicherungen abgeschlossen werden und für Absicherung gegen das bei bestimmten Wetterereignissen ausgelöste Risiko abgeschlossen werden (siehe hierzu Bagemihl, 2003, S. 24 ff.; Grichnik & Vortmeyer, 2002, S. 7 f.; Hull, 2009).

- **Futures** unterscheiden sich von Forwards dadurch, dass die Lieferkonditionen in Bezug auf Handelsvolumen, Zeitdauer und Lastwert (z. B. Base oder Peak) standardisiert sind. Folglich werden Futures an der Börse gehandelt, dienen ebenfalls zur Risikoabsicherung und müssen nicht zwingend physisch erfüllt werden. Die Glattstellung hingegen ist verpflichtend (unbedingtes Termingeschäft).
- **Optionen:** sind bedingte Termingeschäfte, d. h. sie können vom Käufer in Anspruch genommen werden oder auch nicht. Wird sie auf Wunsch des Käufers beansprucht, ist der Verkäufer zur Glattstellung zum festgelegten Ausübungspreis verpflichtet. Somit erhält der Käufer als Gegenleistung zur Zahlung des Optionspreises (Prämie) die Möglichkeit, sein Preisrisiko zu begrenzen und bei für ihn vorteilhafter Preisentwicklung dennoch eine Marge zu realisieren. Verkaufsoptionen (englisch: *put-option* oder schlicht *put*) bieten die Möglichkeit zur Erzielung von Mindestpreisen beim Verkauf. Kaufoptionen hingegen (englisch: *call-option* oder schlicht *call*) ermöglichen den Erwerb von Futures zu einem festgelegten Preis. Optionen können sowohl in standardisierter Form auf der Börse, als auch in individueller Form OTC gehandelt werden.

Forwards, Futures und Optionen sind für Spekulanten hinsichtlich ihrer Wirkung als Finanzinstrument sehr ähnlich, alle bieten einen Hebeleffekt (englisch: *leverage*).⁷³ Jedoch ist der finanzielle Verlust des Spekulanten im Fall von Optionen auf die Kosten der Prämie beschränkt, auch wenn seine Erwartungen stark von der tatsächlichen Entwicklung abweichen sollten (Hull, 2009, S. 38).

Da bedingte Termingeschäfte nicht zwingend glattgestellt werden und unbedingte Termingeschäfte nicht zwingen physisch erfüllt werden müssen, kann das Handelsvolumen auf Terminmärkten deutlich über dem Volumen des tatsächlich physisch stattfindenden Handels liegen. Derzeit werden an der EEX der Handel von Wochen-, Monats-, Quartals- und Jahresfutures sowie Kaufs- und Verkaufsoptionen europäischen Typs⁷⁴ angeboten (EEX, 2012). Verglichen mit dem Terminmarkt im

⁷³Ein Hebeleffekt oder Leverage-Effekt beschreibt in der Finanzwirtschaft die Wirkung von bestimmten Derivaten, mit relativ geringen Anfangskosten eine damit verglichen große Position einnehmen zu können und Gewinne oder Verluste unter Risiko zu erzielen (Hull, 2009, S. 37 f.).

⁷⁴Man unterscheidet bei Optionen in europäische, amerikanische und asiatische Optionen. Europäische können nur zu einem Stichtag ausgeübt werden, amerikanische können jederzeit während der Laufzeit ausgeübt werden und bei asiatischen orientiert sich der festgelegte Ausübungspreis am Mittelwert des Basispreises über einen bestimmten Zeitraum in der Vergangenheit (vgl. Bagemihl, 2003, S. 24; Hull, 2009, S. 232 ff.).

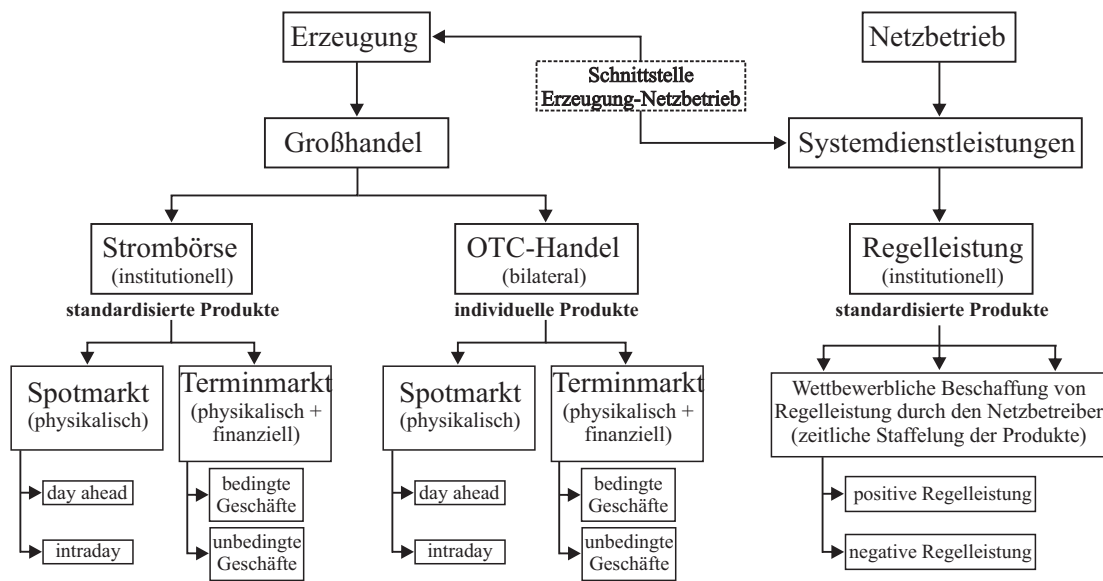


Abbildung 12: Vertriebswege für erzeugte elektrische Energie im Börsenmodell (eigene Darstellung)

Poolmodell, auf dem ausschließlich das rein finanzielle Risikoabsicherungsinstrument CfD (das einem Swap entspricht, siehe S. 64 f. dieser Arbeit) gehandelt wird, ist auf den Terminmärkten im Börsenmodell zusätzlich der physische Handel möglich, jedoch, wie bereits erläutert, nicht zwingend (siehe Bower & Bunn, 2000, S. 10).

Die Preise für die verschiedenen Derivate auf den börslichen und OTC-Terminmärkten werden stark durch den Basispreis des Spotmarkts beeinflusst. Dies liegt an Arbitragemöglichkeiten durch die Glattstellung von Termingeschäften über den An- oder Verkauf von elektrischer Energie am Spotmarkt. Zunächst wird ein rationeller und informierter Stromerzeuger sein Produkt elektrische Energie auf dem Terminmarkt der Börse nicht günstiger verkaufen, als im OTC-Terminmarkt möglich und vice versa. Darüber hinaus wird ein Stromerzeuger berücksichtigen, dass er sein Produkt in der Zukunft entweder an der Strombörse im Spotmarkt oder auf den Terminmärkten verkaufen kann. Dabei wird sich der Preis seines Terminmarktproduktes stets an der Erwartung über die am Spotmarkt der Strombörse zu erzielenden Preise während des Zeitraums des Termingeschäftes orientieren (Frontier Economics/EWI, 2010, S. 49; Grimm et al., 2008a, S. 162).⁷⁵ Demnach spielen Erwartungen über die Preisentwicklung auf dem Spotmarkt die entschei-

⁷⁵Dabei wird unterstellt, dass perfekter Wettbewerb herrscht und alle Anbieter Preisnehmer sind, d. h. ihre Produktionsentscheidungen haben keinen Einfluss auf den Börsenpreis. Das Thema Marktmachtausübung auf der Strombörse wird im folgenden Kapitel 3.3 näher behandelt.

dende Rolle für Abweichungen zwischen dem Strompreis von Termingeschäften und dem tatsächlichen Spotmarktpreis, die als Opportunitätskosten bei der Entscheidung über Termingeschäfte mit einfließen. Differenzen zwischen dem Preis für terminierte Stromlieferungen und Spotmarktpreise zur Lieferzeit entstehen demzufolge durch falsche Erwartungen und können bei perfektem Wettbewerb nicht systematisch auftreten (vgl. Cramton, 2004, S. 2 f.). Gleichzeitig entscheiden Erwartungen über die Verteilung von Gewinn und Verlust bei Termingeschäften, wobei der Vertragspartner, dessen Erwartungen bzw. Prognosen exakter mit der tatsächlichen Preisentwicklung übereinstimmen, eine Marge realisiert.

Das grundlegende Prinzip des Börsenmodells, die dezentrale Organisation der Kraftwerkskoordination für den physischen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage und die strikte Trennung zwischen Erzeugung, Handel und Netzbetrieb, macht eine ebenfalls durch dezentrale Akteure organisierte Bilanzierung der Energieflüsse notwendig. Erreicht wird dies durch das Konzept der *Bilanzkreissystematik*, das sich in Stromsystemen, die nach dem Börsenmodell organisiert sind, etabliert hat (so z. B. auch in Deutschland). Dieses Konzept sieht die Einrichtung von *Bilanzkreisen* innerhalb eines *Bilanzierungsgebietes* vor (siehe u. a. IZES, 2011, S. 24 ff.; Konstantin, 2013, S. 465 ff.; Schwab, 2012, S. 921 ff.). Ein Bilanzierungsgebiet entspricht üblicherweise, und aus technischer Sicht sinnvollerweise, einer Regelzone. Das Bilanzierungsgebiet wird in mehrere Bilanzkreise aufgeteilt, die jeweils alle Einspeisungs- und Entnahmestellen der Netznutzer innerhalb des Bilanzkreises umfassen.

Das Bilanzierungsgebiet wird übergeordnet von einem *Bilanzkreiskoordinator* geführt. Diese Rolle übernimmt üblicherweise der Übertragungsnetzbetreiber als Verantwortlicher für die Netzstabilität innerhalb seiner Regelzone (Schwab, 2012, S. 924). Die jeweiligen Bilanzkreise werden entweder einzeln oder auch gebündelt von einem *Bilanzkreisverantwortlichen* geführt.⁷⁶ Diese Rolle übernehmen *Lieferanten*, die entweder Kraftwerksbetreiber oder zwischengeschaltete Stromhändler sein können (Konstantin, 2013, S. 47). Die rechtliche Bindung des Bilanzkreisverantwortlichen und dem Koordinator regelt der *Bilanzkreisvertrag*.

Die erläuterte Rolleneinteilung ermöglicht die Gewährleistung der Systemstabilität durch eine Bottom-Up-Bilanzierung (*von unten nach oben*), trotz der nicht mehr beim Netzbetreiber vorgesehenen Kompetenz für Lastprognosen und Kraft-

⁷⁶Die hier verwendeten Begrifflichkeiten sind die in Deutschland verwendeten. In anderen Ländern werden unterschiedliche Begriffe verwendet, die Akteure unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Funktion jedoch nicht substantiell (Crastan & Westermann, 2012, S. 149).

werkseinsatzplanungen. Der Lieferant bzw. Bilanzkreisverantwortliche hat für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Entnahmen und Einspeisungen in seinem Verantwortungsgebiet (in seinem Bilanzkreis) zu sorgen. Das bedeutet, der Bilanzkreisverantwortliche muss die Nachfrage durch Beschaffungen auf den Strommärkten (siehe Abbildung 12) exakt abdecken. Die Bilanzierung erfolgt dabei nach einer festgelegten zeitlichen Periode, die der Regelperiode der Kraftwerkseinsatzplanung entspricht (vgl. S. 29 dieser Arbeit).⁷⁷ Der Bilanzkreisverantwortliche erstellt für seinen Bilanzkreis einen Kraftwerksfahrplan auf Basis einer Lastprognose.⁷⁸ Für die langfristige Strombeschaffung zur Deckung der Lastprognose stehen Terminmärkte, für die kurzfristigere die Spotmärkte (Day-Ahead und Intraday) zur Verfügung. Dies trifft sowohl auf den Zukauf von noch benötigter Energie als auch für den Verkauf überschüssiger Energie zu. Anschließend werden die Lastprognose und die Kraftwerksfahrpläne für ihre physikalische Erfüllung dem Bilanzkreiskoordinator (=ÜNB) übermittelt (Schwab, 2012, S. 924).

Unterschiede zwischen tatsächlicher Last und Prognose sind naturgemäß unvermeidlich (siehe Kapitel 2.2.2). Werden diese frühzeitig erkannt, ist ein kurzfristiger Ausgleich auf den Spotmärkten möglich (siehe oben). Innerhalb einer Regelzone ist auch der Ausgleich von betragsmäßig identischen, aber umgekehrten Abweichungen durch zwei Marktpartner möglich (IZES, 2011, S. 27). Dadurch werden in einem ersten Schritt Prognoseungenauigkeiten bilanziell ausgeglichen, ohne dass ein physischer Ausgleich erfolgen muss. Bestehen trotz Ausschöpfung dieser Möglichkeiten weiterhin Abweichungen, werden diese vom Bilanzkreiskoordinator/ÜNB durch Regelleistung ausgeglichen (siehe S. 30 ff. sowie Abbildung 4 dieser Arbeit). Durch die strikte Trennung von Netzbetrieb und Erzeugung und des damit verbundenen Verbots für den Netzbetreiber eigene Kraftwerke zu betreiben, muss sich dieser die Regelleistung wettbewerblich (durch Ausschreibungen) beschaffen. Dadurch entsteht für Kraftwerksbetreiber und Verbraucher ein frei zugänglicher Markt für Zusatzerlöse durch vorgehaltene Leistung (siehe Abbildung 3).⁷⁹ Die eingesetzte

⁷⁷Diese bewegt sich aufgrund möglicher, kurzfristiger Nachfrageänderungen im Minutenbereich. Z. B. erfolgt die Bilanzierung und Kraftwerkseinsatzplanung im europäischen Netzverbund viertelstündlich.

⁷⁸Auf die detaillierte Prognosemethoden wird an dieser Stelle nicht eingegangen. Typischerweise übermitteln einzelne Bilanzkreismitglieder ihre Prognosen auf Basis historischer Daten und typischen Lastprofilen der angeschlossenen Verbrauchergruppen, die anschließend an den Bilanzkreisverantwortlichen übermittelt werden. Eine ausführlichere Beschreibung der Prognoseerstellung ist in IZES (2011, S. 26 f.) und Schwab (2012, S. 763 f.) für das in Deutschland angewandte Verfahren zu finden.

⁷⁹Der Markt für Regelleistung steht grundsätzlich jedem offen, jedoch kann der Bilanzkreiskoordinator/ÜNB bestimmte Anforderungen wie Höhe der vorgehaltenen Leistung und Abrufge-

Regelenergie wird dem jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen, ebenso wie die vorher bilanziell ausgeglichenen Abweichungen, als sogenannte *Ausgleichsenergie* in Rechnung gestellt (Ehlers, 2011, S. 63 f.; Schwab, 2012, S. 924). Grundsätzlich sollte Ausgleichsenergie dem Bilanzkreisverantwortlichen höhere Kosten verursachen, als die Beschaffung über die Spotmärkte für den kurzfristigen Ausgleich, damit ein Anreiz für die Vermeidung der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie und für möglichst exakte Prognosen besteht. Der Bilanzkreiskoordinator übernimmt demzufolge den übergeordneten Ausgleich der Summe der Fahrpläne aller Bilanzkreise, die bei einem Ausschluss von Export/Import jederzeit ausgeglichen sein muss. Die beschriebene Bilanzierungssystematik ist im Folgenden für eine Regelzone zum besseren Verständnis mathematisch beschrieben:

$$P_t^{Saldo} = \underbrace{\sum_{j=1} P_{j,t}^{Erzeugung} - P_{j,t}^{Last} + P_t^{Regelleistung}}_{\text{Muss bei nicht vorhandenem Ex-/Import ausgeglichen (=0) sein}} + (P_t^{Im/Ex})$$

wobei P_t^{Saldo} Leistungs-Saldo der Regelzone zum Zeitpunkt t
 $P_{j,t}^{Erzeugung}$ Erzeugungs-Leistung im Bilanzkreis j zum Zeitpunkt t
 $P_{j,t}^{Last}$ Höhe der Nachfrage-Last im Bilanzkreis j zum Zeitpunkt t
 $P_t^{Regelleistung}$ Regelleistung in der Regelzone zum Zeitpunkt t
 $P_t^{Im/Ex}$ Leistungs-Handelssaldo in der Regelzone zum Zeitpunkt t

Die nötige Menge der Ausgleichsenergie für eine ausgeglichene Bilanz in jedem Bilanzkreis für eine Regelperiode ergibt sich dabei wie folgt:

$$E_T^{Ausgleich} = \underbrace{\sum_{j=1} \int_{t_{Start}}^{t_{Ende}} P_{j,t}^{Erzeugung} - P_{j,t}^{Last}}_{\text{bilanzielle Ausgleichsenergie}} + \underbrace{\int_{t_{Start}}^{t_{Ende}} P_t^{Regelleistung}}_{\text{physische Ausgleichsenergie}}$$

mit $E_T^{Ausgleich}$ Ausgleichsenergie in der Regelperiode T
 t_{Start} Startzeitpunkt der Regelperiode T und
 t_{Ende} Endzeitpunkt der Regelperiode T

3.2.3 Zusammenfassende Bewertung von Pool- und Börsenmodell

Die Entwicklung und Beschreibung einer Definition des Pool- und Börsenmodells ermöglicht die zusammenfassende Bewertung der verschiedenen Ansätze. Kern des Vergleichs ist die grundlegend unterschiedliche Betrachtung und Behandlung

schwindigkeiten sowie mindestens zu erbringende Dauer der Leistung als Voraussetzung für eine Teilnahme definieren.

der Teilsektoren hinsichtlich einer Monopolstellung. Während im Börsenmodell ausschließlich der Netzbetrieb als natürliches Monopol behandelt wird, ist der Großhandel im Poolmodell ebenfalls monopolistisch organisiert. Demzufolge hat man auf der einen Seite eine eigenständige Planung des Kraftwerkseinsatzes durch dezentrale Akteure (Händler und Lieferanten), andererseits eine zentrale Planung durch einen ISO.

Neben den bereits erwähnten Vor- und Nachteilen zwischen den Modellen ergeben sich vor allem durch die unterschiedliche Informationsverteilung der technischen Betriebsmittel (Kraftwerke und Netze) Konsequenzen. Der Betreiber des Pools ist vollständig informiert über den Kraftwerkseinsatz, die aktuelle Systemstabilität und über mögliche Netzengpässe und kann in jedem Bereich eingreifen, wobei die Kompetenz des Netzbetreibers im Börsenmodell lediglich auf die Wahrung der Systemstabilität durch den Einsatz von Regelleistung und Redispatchmaßnahmen beschränkt ist. Demzufolge kann der ISO im Poolmodell auch mögliche Netzengpässe bei der Kraftwerksplanung einfließen lassen.

Die marktliche Berücksichtigung von Netzengpässen bei der Kraftwerkseinsatzplanung kann über das sogenannte *Nodal-Pricing* (oder auch *Locational Marginal Pricing*) erfolgen. Hierbei handelt es sich um eine Methode, um verschiedene Preise zwischen Gebieten in einer Regelzone zu ermitteln, zwischen denen Restriktionen bei der Übertragung von elektrischer Energie herrschen (siehe hierzu u. a. Bohn et al., 1984; Stoft, 2002, S. 374 ff.). Ein derartiges System wird derzeit im Nordosten der USA (PJM⁸⁰, New York ISO, New England ISO) sowie in Skandinavien (Nordpool) genutzt (Ehrenmann & Neuhoff, 2009). Vorteil davon ist, dass durch die unterschiedlichen Preise an den verschiedenen Netzknoten ein Signal entsteht, dass bei der Investitionsentscheidung über den Standort von Kraftwerken einkalkuliert wird. Somit werden vorhandene Übertragungskapazitäten effizient genutzt und Netzengpässe lassen sich reduzieren (Ströbele et al., 2012, S. 260). Dem gegenüber steht die deutlich höhere Komplexität der zentralen Optimierung, die letztendlich von einem Algorithmus geleistet werden muss. Dadurch entstehen hohe Organisationskosten und Risiken für Ausfall oder Missbrauch der zusätzlichen Technik.

Das Poolmodell bietet durch die überlagerte Kompetenz des ISO bei Erzeugung und Netzbetrieb klare Vorteile bei der Implementierung von Nodal-Pricing, daher sind alle bestehenden Stromsysteme mit Nodal-Pricing-Mechanismus nach diesem Modell

⁸⁰PJM steht für *Pennsylvania, New Jersey and Maryland Interconnection*.

organisiert. Im Grunde lässt sich Nodal-Pricing auch bei einem vorherrschenden Börsenmodell umsetzen. Dazu müsste das Marktgebiet in Zonen aufgeteilt werden, für die unterschiedliche Preise bestimmt werden (*Market Splitting*). Praktisch ist dies jedoch schwer umsetzbar, da weiterhin das Problem der nicht vollständigen Information des Börsenbetreibers besteht und hohe Risiken für eine ineffiziente Preisbildung bestehen (Grimm et al., 2008a, S. 157 f.).

Der grundsätzliche Unterschied zwischen Pool- und Börsenmodell, die monopolistische bzw. wettbewerbliche Organisation des Großhandels, kann großen Einfluss auf die Effizienz der Märkte haben. Etwaige Mängel bei der Ausgestaltung der Marktregeln würde im Börsenmodell zum Ausweichen der Akteure auf andere Handelsmöglichkeiten führen. Somit besteht eine Möglichkeit, dass derartige Schwächen sich durch ein sinkendes Handelsvolumen auf einem und durch ein steigendes Handelsvolumen auf einem konkurrierenden Handelsplatz ausdrücken. Bei einem monopolisierten Großhandel im Poolmodell bestehen diese Möglichkeiten nicht, deshalb bleiben zu ineffizientem Marktergebnis führende Designschwächen möglicherweise länger unerkannt und ungelöst.

3.3 Koordination des Kraftwerkseinsatzes in liberalisierten Strommärkten

Die theoretisch optimale kurzfristige Arbeitsteilung der Kraftwerke ist in liberalisierten Strommärkten eine der größten Anforderungen an das Design der Märkte. Die Entflechtung von Stromerzeugung und -handel sowie die Einführung von Wettbewerb auf Handelsplätzen sind Voraussetzungen für eine Koordinierung durch eine Vielzahl dezentraler Akteure. Während im vorangegangenen Kapitel 3.2 die möglichen Makrostrukturen liberalisierter Strommärkte behandelt wurden, hat das folgende die ökonomischen Grundlagen der wettbewerblichen Organisation des Kraftwerkseinsatzes und die Ausgestaltung der kurzfristigen Strompreisbildung am Spotmarkt zum Inhalt. Beides sind wesentliche Grundlagen für das Verständnis der Preiseffekte von fluktuierenden erneuerbaren Energien auf den liberalisierten Strommärkten.

3.3.1 Einsatzreihenfolge der Kraftwerke nach dem Merit-Order-Modell

Während im einem umfassend regulierten Stromsektor die kurzfristige Arbeitsteilung der Kraftwerke durch ein integriertes Energieversorgungsunternehmen als System-Operator vorgenommen wird, der Zugriff auf die Führung des gesamten Kraftwerksparks hat und somit über sehr gute Informationen verfügt, muss in liberalisierten Strommärkten eine Lösung gefunden werden, die sich an das theoretische Gesamtoptimum möglichst annähert. Dieses besteht aus der Minimierung der gesamten Betriebskosten der für die Deckung der Last notwendigen (und verfügbaren) Kraftwerksleistung, wobei die kostenminimale Arbeitsteilung zur Befriedigung der Nachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt erreicht ist, wenn die inkrementellen Kosten der eingesetzten Kraftwerke einem von der aktuellen Nachfrage abhängigem Wert entsprechen oder darunter liegen (siehe Kapitel 3.1.1).

Bei der Produktionsentscheidung dezentraler Akteure sind nach der mikroökonomischen Theorie ebenfalls die Grenzkosten der Produktion, also die Kosten, welche bei Produktion einer zusätzlichen Outputeinheit anfallen, die relevante Eingangsgröße (vgl. u. a. Bofinger, 2010, S. 99 ff.). In dieser Hinsicht unterscheidet sich das Gut elektrische Energie trotz seiner speziellen Eigenschaften nicht von anderen Gütern. Die Grenzkosten der Stromproduktion setzen sich in der Regel zusammen aus (Frontier Economics/EWI, 2010, S. 51; Stoft, 2002, S. 292 ff.):

- den Brennstoffkosten zur Erzeugung einer weiteren Stromeinheit.
- der Menge des nötigen Brennstoffes ist wiederum beeinflusst von dem Wirkungsgrad des Kraftwerks, der je nach Lastbereich schwankt. Vor allem bei An- und Abfahrtsvorgängen steigt der Brennstoffverbrauch überdurchschnittlich.
- den variablen Betriebskosten, wie z. B. betriebsabhängige Instandhaltungskosten.
- den Kosten für externe Effekte, welche durch ein umweltpolitisches Instrument internalisiert werden, wie z. B. der europäische Emissionshandel, über den sich ein verpflichtender Preis für CO₂-Zertifikate ergibt. Daher erhöhen sich die Grenzkosten eines Kraftwerks in Abhängigkeit des Emissionsfaktors, des verwendeten Brennstoffs und des technischen Wirkungsgrads.

Ebenfalls Bestandteil der Grenzkosten der Stromproduktion sind Opportunitätskosten, die von bestehenden Marktstrukturen abhängig sind und sich ergeben aus

(Cramton, 2004, S. 5 f.; Frontier Economics/EWI, 2010, S. 51 f.; Ockenfels et al., 2008, S. 65 f.):

- den möglichen Erlösen interdependenter Märkte, die bei Verkauf der elektrischen Energie an einem Handelsplatz den alternativen Verkauf an einem anderen unmöglich macht und dieser nicht erzielte Erlös in die Kosten einkalkuliert wird.
- dem möglichen Erlös zu einem späteren Zeitpunkt bei Stromerzeugungsanlagen mit einer gewissen Speicherkapazität, z. B. Wasserkraftwerken mit Verbindung zu einem Stausee.
- dem Verkauf von Gütern, die gekoppelt mit der Stromerzeugung produziert werden, aber deren Erlös unabhängig vom Strompreis ist, z. B. bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, bei denen der Wärmepreis die relevante Variable darstellt.
- den Erlösen durch bestimmte staatliche Förderungen, die auf die Erzeugung von elektrischer Energie aus bestimmten Kraftwerkstypen gewährt werden, z. B. die Förderung erneuerbarer Energien durch eine Bonusvergütung.

Die aufsummierten Grenzkostenbestandteile ergeben somit den Reservationspreis, zu dem ein Kraftwerksbetreiber bereit ist, die von ihm erzeugte elektrische Energie zu verkaufen und einen Deckungsbeitrag von mindestens Null zu erwirtschaften. Sein Angebotsvolumen entspricht dabei der maximalen Leistung des Kraftwerks. Summiert man nun alle individuellen Angebotsfunktionen der einzelnen Kraftwerksbetreiber in einer Regelzone, ergibt sich die aggregierte Angebotsfunktion für dieses Marktgebiet (siehe Abbildung 13).⁸¹ Sortiert man diese aufsteigend nach dem Wert der Grenzkosten der Stromerzeugung über die installierte Stromerzeugungskapazität, erhält man die sogenannte *Merit-Order* des Kraftwerksparks. Die kostenminimale Arbeitsteilung über den Kraftwerkspark zur Befriedigung der Nachfrage ergibt sich nach dem *Merit-Order-Modell* durch den Einsatz der Kraftwerke mit den geringsten Grenzkosten bis zur Gesamtkapazität, die gerade noch nötig ist, um die Gesamtnachfrage zu befriedigen (siehe u. a. Bhattacharyya, 2011, S. 234; Von Roon & Huck, 2010).

⁸¹Für Strom gibt es keine globale Angebotsfunktion, sondern nur das aggregierte Angebot innerhalb eines Gebietes, das über ein Stromnetz verbunden ist und in dem elektrische Energie übertragen werden kann. Zwischen nationalen Verbundnetzen gibt es zwar Kuppelstellen, diese unterliegen jedoch den jeweiligen technischen Kapazitätsrestriktionen. Das begrenzte Stromerzeugungsangebot ist eine Folge der Eigenschaften Leitungsgebundenheit und der Nicht-Speicherbarkeit elektrischer Energie (vgl. Kapitel 2.2.1).

Von den beschriebenen Bestandteilen der Grenzkosten sind einige Informationen dem Kraftwerksbetreiber vorbehalten oder können nur schwer hergeleitet werden. Vereinfachte, statische Merit-Order-Kurven lassen sich durch leichter zugängliche Fundamentaldaten wie Kraftwerkstyp, durchschnittliche Nutzungsgrade, Brennstoffkosten und den CO₂-Zertifikatspreis erstellen (vgl. Von Roon & Huck, 2010, S. 3):

$$MC_j = \frac{f_j^P}{\eta_j} + CO^P \cdot \frac{f_j^{Emission}}{\eta_j} + VOC_j$$

wobei	MC_j	Grenzkosten der Stromerzeugung von Kraftwerks j
	f_j^P	Preis für den im Kraftwerk j verwendeten Brennstoff
	η_j	Nutzungsgrad von Kraftwerk j
	CO^P	Preis für CO ₂ -Zertifikate
	$f_j^{Emission}$	Emissionsfaktor von Kraftwerk j
	VOC_j	Variable Betriebskosten von Kraftwerk j

Solch eine Kurve enthält keine Informationen über An- und Abfahrtskosten sowie Opportunitätskosten durch entgangene Erlöse. Besonders intertemporale Abhängigkeiten durch hohe An- und Abfahrtskosten haben einen Einfluss auf die dynamische Merit-Order-Kurve. So ist unter Umständen der Betrieb zu Strompreisen unterhalb der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten aus betriebswirtschaftlichem Kalkül effizient (Bundeskartellamt, 2011, S. 61 ff.).⁸² Trotz einer Vereinfachung ist das statische Merit-Order-Modell hilfreich, um den Kraftwerkseinsatz und Preisentwicklungen in liberalisierten Strommärkten zu erklären.

Die statische Betrachtung der Merit-Order lässt sich zu einer dynamischen weiterentwickeln, in der berücksichtigt wird, dass sich viele der relevanten Grenzkostenvariablen im Zeitablauf ändern. Dazu zählen neben den Brennstoff- und Zertifikatspreisen hauptsächlich die Verfügbarkeit von Kraftwerken. Hier ist zu berücksichtigen, dass nicht die installierte Kapazität, sondern die zu einem Zeitpunkt tatsächlich verfügbare Kapazität für die Bestimmung der Merit-Order entscheidend ist (Seifert, 2009, S. 10 f.). Diese ist sowohl von Kraftwerksausfällen aufgrund technischer Probleme oder Revisionsarbeiten als auch von Veränderungen der natürlichen Gegebenheiten mit Einfluss auf die Energieerzeugung durch erneuerbare Energien (Windgeschwindigkeit, Sonnenscheindauer, Niederschlagsmenge etc.) abhängig. Letztendlich ergibt sich aus den zeitlich schwankenden Komponenten der Grenzkosten eine sich verändernde Merit-Order-Kurve. Das dynamische Merit-Order-Modell

⁸²Ein Beispiel ist in Weber & Schröder (2011, S. 41 ff.) zu finden. Näheres hierzu in Kapitel 4.2.2.

wird häufig in Modellen zur Strompreisprognose hinterlegt, um den Einfluss von Fundamentaldaten zu erfassen (Bagemihl, 2003, S. 28). Neuere Optimierungsmodelle erweitern das Grundmodell durch eine stochastische Programmierung, um die bei einer hohen Windenergieerzeugung auftretenden Prognosefehler und deren Auswirkungen umfassend zu berücksichtigen (siehe Connolly et al., 2010; Meibom et al., 2006; Meibom et al., 2009).

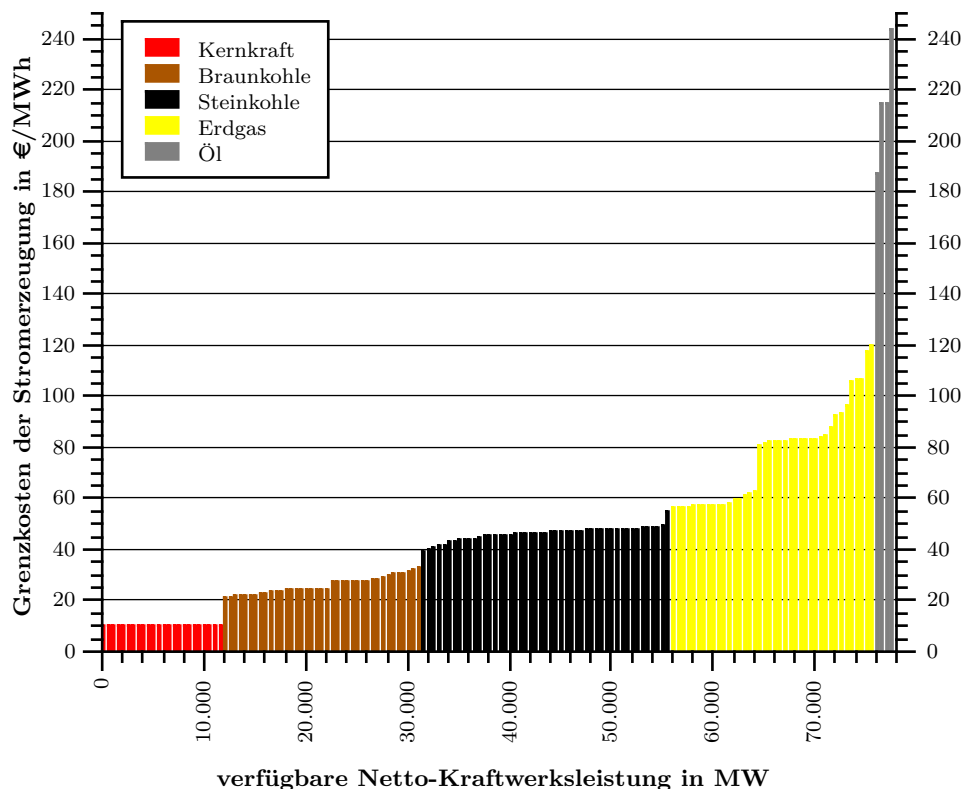


Abbildung 13: Vereinfachte Merit-Order des fossilen und atomaren Kraftwerksparks in Deutschland 2011⁸³ (eigene Darstellung, Quellen: EEX, UBA, Frantzen & Hauser (2012), Nitsch et al. (2010), Klaus et al. (2010), SdK (2012), eigene Berechnungen)

Neben den Einflussfaktoren auf der Angebotsseite existieren solche auch auf der Nachfrageseite. Schwankungen in der Nachfrage sind hauptsächlich durch den Tageszeitpunkt, die Jahreszeit, das Wetter sowie den Wochentag⁸⁴ bestimmt. Durch die typischerweise kurzfristig preisunelastische Nachfrage nach Strom ergeben sich tägliche, wöchentliche und jährliche Strukturen (Seifert, 2009, S. 6 ff.). Diese haben

⁸³Bei 100 % Kraftwerksverfügbarkeit, ohne Berücksichtigung von KWK. Zur besseren Darstellung wurden konstante Grenzkosten der Stromerzeugung für jedes Kraftwerk angenommen.

⁸⁴Hier ist insbesondere zu unterscheiden, ob es sich um einen Werktag, Samstag, Sonntag oder Feiertag handelt. Manche Tage, wie z. B. Silvester, weisen ebenfalls besondere, sich wiederholende Nachfragecharakteristika auf.

wiederum einen Einfluss auf die nach Technologie unterschiedene Zusammensetzung der installierten Erzeugungskapazität.⁸⁵ Die Merit-Order-Kurven eines bestehenden Kraftwerksparks zeichnen sich dadurch aus, dass sie häufig einen charakteristischen Verlauf besitzen. Die Grenzkosten nehmen dabei von den Grundlastkraftwerken beginnend, über die Mittellastkraftwerke bis hin zu den Spitzenlastkraftwerken linear oder auch annähernd exponentiell zu (Bagemihl, 2003, S. 28 f.; Ockenfels et al., 2008, S. 66; Seifert, 2009, S. 11).

Das in seinen Grundzügen beschriebene Merit-Order-Modell stellt die Grundlage dar, um die Preisbildung auf liberalisierten Strommärkten nachvollziehen und Strompreisveränderungen erklären zu können. Es wurde deutlich, dass auf der Angebotsseite die Grenzkosten der Stromerzeugung und auf der Nachfrageseite die spezifischen Nachfrageverläufe, die sich aufgrund ihrer kurzfristig sehr geringen Preiselastizität ergeben, die wesentlichen Einflussfaktoren auf den optimalen Kraftwerkseinsatz sind. In dieser Hinsicht stimmen das theoretische Optimum in umfassend regulierten (siehe Kapitel 3.1.1) und in liberalisierten Strommärkten überein. Der Ansatz unterscheidet sich jedoch, da das integrierte Energieversorgungsunternehmen kein Strompreissignal empfängt, sondern die Optimierung aufgrund Minimierung seiner kurzfristigen Kosten vornimmt. Welche Strompreise sich in einem Marktgebiet letztendlich ergeben und ob dadurch die richtigen Signale für einen theoretisch optimalen Kraftwerkseinsatz entstehen, hängt aber nicht zuletzt von der genauen Ausgestaltung der Preisbildungsmechanismen am Referenzmarkt, dem Spotmarkt, ab.

3.3.2 Preisbildungsmechanismen am Spotmarkt

Der wichtigste Markt im Stromsektor ist der vortägliche Handel auf dem Spotmarkt, der Day-Ahead-Markt, welcher aufgrund von Arbitragemöglichkeiten den Referenzpreis für alle weiteren interdependenten Märkte wie börsliche Terminmärkte oder auch für bilateralen Handel vorgibt. Daher ist die Analyse der Auswirkungen möglicher Auktionsregeln und Gebotsformate auf die Preisbildung von großer Wichtigkeit (Cramton, 2004; Grimm et al., 2008b, S. 147; Ockenfels et al., 2008, S. 15). In diesem Zusammenhang sind die Unterschiede auf der Makrostruktur des Sektors zwischen Pool- und Börsenmodell nicht von Bedeutung, da in beiden Organisations-

⁸⁵Dieser Zusammenhang ist für den theoretisch optimalen Kraftwerkspark auf S. 50 dieser Arbeit erläutert. Es kann angenommen werden, dass der bestehende Kraftwerkspark sich dem optimalen annähert und zumindest in der Grundstruktur identisch ist.

formen prinzipiell die gleichen Preisbildungsmechanismen etabliert sein können.⁸⁶ Dennoch können unterschiedliche Verbindlichkeiten und Fristen des Auktionspreises (englisch: *clearing price*) des Day-Ahead-Markts auf Termingeschäfte, die durch den ISO oder Börsenbetreiber vorgegeben werden, unterschiedliche Anreize für die Arbitragegeschäfte auf den Teilmärkten und somit auf die Bedeutung des Day-Ahead-Preissignals haben (siehe Chao & Wilson, 2001, S. 48 ff.). Ausgehend vom theoretischen Optimum, dass das Gebot eines Anbieters seinen Grenzkosten entspricht, sind davon Abweichungen möglich, die nicht auf Marktversagen oder Marktmacht zurückzuführen sind.

Auktionen bieten gegenüber Verhandlungen (englisch: *negotiations*) als grundsätzlichen Allokations- und Preisfindungsmechanismus für den zentralen Day-Ahead-Markt im Stromsektor entscheidende Vorteile, da die Eigenschaften des zu handelnden Gutes aufgrund der physikalisch qualitativen Homogenität (siehe Kapitel 2.2.1) exakt definiert sind und somit der Preis das ausschlaggebende Kriterium für das Handelsergebnis darstellt (Gimpel et al., 2008).⁸⁷ Durch die technischen Möglichkeiten moderner Kommunikationsmittel lassen sich mit Hilfe klar definierter Auktionsregeln Transaktionskosten senken und ein transparentes Marktsignal erzeugen. Es existieren mehrere Typen von Auktionen, die als grundsätzlicher Mechanismus für den Day-Ahead-Markt denkbar wären.

Vickrey (1961, S. 14 ff.) beschreibt vier wesentliche Auktionstypen *English*, *Dutch*, *First-Price Sealed-Bid* und *Vickrey*. Davon ausgehend haben sich viele Variationen gebildet, die in der Praxis angewendet werden. Vor der Einführung eines bestimmten Auktionstyps muss geklärt werden, warum eine Auktion als Handelsmechanismus genutzt werden sollte und welche spezielle Form verschiedener Varianten sich anbietet (vgl. McAfee & McMillan, 1987, S. 703). Im Fall des Day-Ahead-Markts wurde die Vorteilhaftigkeit einer Auktion als Mechanismus bereits erläutert. Für die Wahl des Auktionstypen ist zunächst zwischen offenen und geschlossenen Auktionen zu unterscheiden (Grimm et al., 2008b, S. 148; Kolitz, 2008, S. 14 ff.; Krishna, 2010):

⁸⁶Stoft (2002, S. 85 ff.) argumentiert, dass der Day-Ahead-Handel ein unweigerliches Element des Stromsektors ist. Hauptgrund dafür ist die Nicht-Speicherbarkeit von elektrischer Energie im Stromnetz und der damit verbundene, stets zu gewährleistende Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage.

⁸⁷Katalogisierte Preise werden aufgrund der nachfrageseitig zeitlich stark schwankenden Bewertung von elektrischer Energie als ungeeigneter Mechanismus bewertet und nicht in die Betrachtung mit aufgenommen.

- In offenen Auktionen werden Gebote über mehrere Runden abgegeben und das aktuelle Höchstgebot ist den Teilnehmern stets bekannt. Durch diese Informationsoffenheit während des Preisfindungsprozesses wird eine direkte Gegenreaktion weiterer Teilnehmer ermöglicht, was den Prozess der Preisfindung bei schwierig zu bewertenden Gütern erleichtern kann. Dieses Verfahren erfordert jedoch eine aufwendige Koordinierung der Auktionsteilnehmer über den bestimmten Zeitraum der Auktion.
- In geschlossenen Auktionen werden die Gebote unabhängig voneinander abgegeben, d. h. ohne dass die Teilnehmer untereinander die Gebote der anderen kennen. Anschließend wird das Ergebnis durch Abgleich der Gebote mit dem Angebot ermittelt (*market clearing*). Diese Form lässt keine Reaktion eines Bieters auf Gebote anderer zu.

Die geschlossene Auktion bietet spezifische Vorteile für den Day-Ahead-Markt im Stromsektor. Zum einen ist der Wert der elektrischen Energie durch die Eigenschaft der technischen Homogenität sehr gut zu bestimmen, zum anderen erfordert der ständig zu gewährleistende Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage regelmäßig stattfindende Auktionen, was im Fall einer offenen Auktion zu sehr hohen Transaktionskosten führen würde. Darüber hinaus verfügen die Betreiber von Stromerzeugungsanlagen über umfassende Informationen zu ihren variablen Kosten und haben einen klaren Reservationspreis für die Erstellung des Gebots. Demnach fallen von den vier Typen die offenen (English und Dutch) als passende Möglichkeit weg.

Die im Stromsektor häufigste angewandte Preisbildungsregel von Auktionen ist die Einheitspreisauktion (englisch: *uniform-price* oder *single-price auction*), sowohl in Europa (Grimm et al., 2008a) als auch in den USA (Cramton, 2004). Diese zeichnet sich dadurch aus, dass der Auktionspreis, der sich aus dem Schnittpunkt der aggregierten Angebots- und Nachfragekurve ergibt, für alle Marktteilnehmer gilt (siehe Abbildung 14(a)). Diese werden zuvor durch die geschlossen abgegebenen Preis-Mengen Gebote der Käufer und Verkäufer ermittelt. Der Kraftwerksbetreiber mit dem höchsten erfolgreichen Gebot erhält somit exakt den Preis, den er gefordert hat, alle anderen erhalten zusätzlich die Differenz zwischen ihrem Gebot und dem Auktionspreis. Gleichzeitig ergibt sich die gehandelte Menge. Liegt das erfolgreiche Gebot über den Grenzkosten der Stromerzeugung eines Kraftwerks, wird also ein Teil dessen Fixkosten gedeckt (Deckungsbeitrag).⁸⁸ Im Gegensatz zur Einheitspreis-

⁸⁸Der Begriff des Deckungsbeitrages wird hier nach der üblichen betriebswirtschaftlichen Perspektive verwendet. Siehe Bundeskartellamt (2011, S. 59) für eine terminologische Diskussion

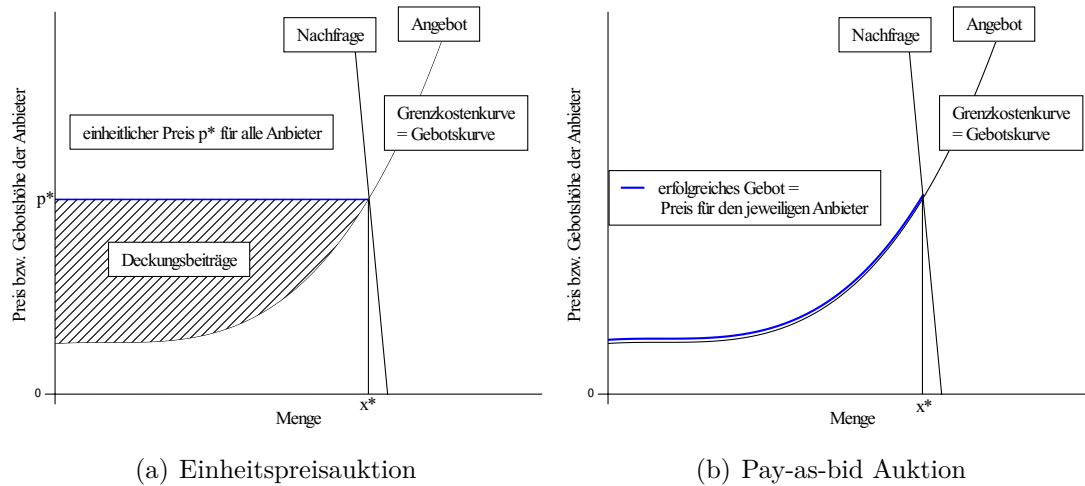


Abbildung 14: Marktergebnisse bei gleichen Geboten und verschiedenen Auktionsregeln (eigene Darstellung)

auktion erhalten bei einer Pay-as-bid Auktion die erfolgreichen Anbieter exakt den Preis, zu dem sie ihren Output angeboten haben, wobei die gehandelte Menge bei identischen Geboten unverändert bleibt (siehe Abbildung 14(b)).

Der Unterschied in der Preisbildung zwischen Einheitspreis- und Pay-as-bid Auktion führt zu sehr unterschiedlichen Bietstrategien der Anbieter. In einer Einheitspreisauktion unter perfektem Wettbewerb⁸⁹ besteht kein Anreiz für Anbieter, von einem Gebot abzuweichen, das seinen individuellen Grenzkosten der Stromerzeugung für die bestimmte Menge entspricht. Aufgrund der Annahme perfekten Wettbewerbs steht jeder Anbieter einer horizontalen Nachfragekurve gegenüber und die Angebotskurve entspricht exakt seiner Grenzkostenkurve. Falls die Nachfrage von den Stromerzeugungsanlagen mit den geringsten Grenzkosten befriedigt wird, führt dies nach dem statischen Kriterium der Kosteneffizienz zum gewünschten Marktergebnis (siehe u. a. Cramton, 2004, S. 9 f.). Aus diesem Grund wird zur Beurteilung der Leistung einer Strombörse hinsichtlich Kosteneffizienz und Unterbindung von strategischen Geboten bzw. Ausübung von Marktmacht das theoretische Optimum, also der Anreiz eines Preisbildungsmechanismus für Gebote, die den Grenzkosten entsprechen, als Referenz herangezogen (Borenstein et al., 2002, S. 1383 ff.).

In einer Pay-as-bid Auktion besteht ein Anreiz für Anbieter ein Gebot abzugeben, das größer als ihre eigentlichen Grenzkosten und kleiner als das erwartete

der Begriffe *Gewinn* aus mikroökonomischer und des *Deckungsbeitrags* aus betriebswirtschaftlicher Sicht.

⁸⁹Perfekter Wettbewerb wird hier nur für dieses Idealbeispiel angenommen. Die Ausübung von Marktmacht bei einer Einheitspreisauktion wird im Folgenden noch ausführlich diskutiert.

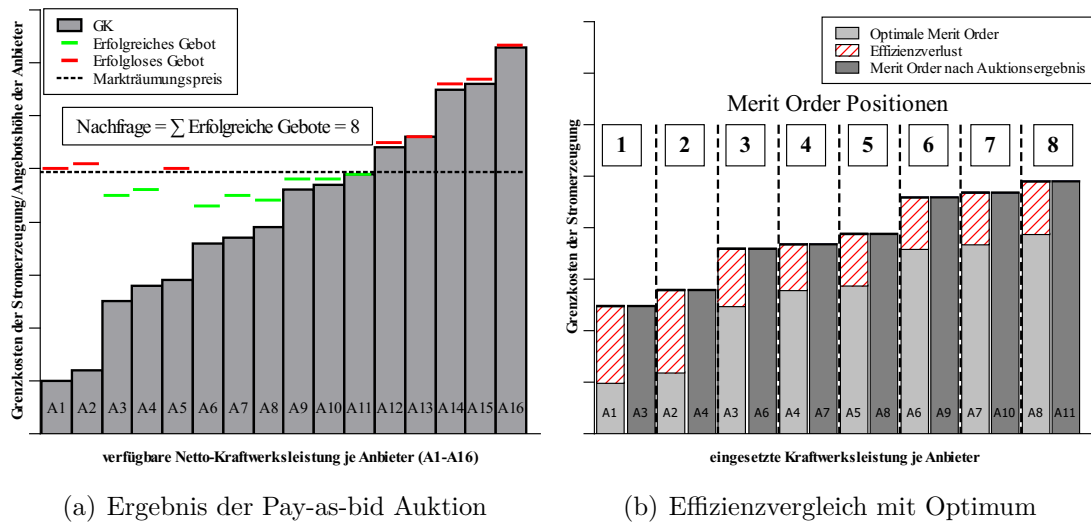


Abbildung 15: Effizienzverluste durch Preisprognosefehler bei einer Pay-as-bid Auktion (eigene Darstellung)

letzte erfolgreiche Gebot ist. In der Spieltheorie wird dies als *Rate den Markträumungspreis* (englisch: *guess the clearing price*) bezeichnet (Kolitz, 2008, S. 14 ff.; Cramton, 2003, S. 6). Um Deckungsbeiträge zu erlösen, ist diese Strategie sogar unvermeidlich. Dafür sind seitens der Anbieter zusätzliche Anstrengungen für die Bildung von Erwartungen erforderlich, die Kosten verursachen und letztendlich von den Verbrauchern mitgetragen werden. Darüber hinaus sind bei der Erstellung von Preisprognosen positive Skaleneffekte zu erwarten, die kleine Anbieter von elektrischer Energie gegenüber großen tendenziell benachteiligen (Kahn et al., 2001, S. 73 f.). Bei der Einheitspreisauktion hingegen sind keine aufwendigen Prognosen nötig, um den Preis des höchsten, erfolgreichen Gebots zu erlösen.

Infolge der Rate den Markträumungspreis-Strategie der Anbieter und der zwingenden Unsicherheit über den Markträumungspreis kann es bei der Pay-as-bid-Auktion aufgrund falscher Prognosen zu erheblichen Ineffizienzen beim Kraftwerkseinsatz kommen. So ist es möglich, dass Anbieter von elektrischer Energie, deren Grenzkosten der Stromerzeugung deutlich unterhalb des zu diesem Zeitpunkt optimalen Grenzkraftwerks liegen, die aktuelle Angebots- und Nachfragesituation falsch einschätzen und ein zu hohes Gebot abgeben (siehe Abbildung 15(a)). Infolgedessen sind Kraftwerke mit höheren Grenzkosten, welche aber zu einem niedrigeren Preis als ebenfalls verfügbare Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten anbieten.⁹⁰, bei der Auktion erfolgreich und werden stattdessen eingesetzt (siehe Abbildung 15(b))

⁹⁰Dieses Gebot beträgt aber stets mindestens die Höhe der Grenzkosten der Stromerzeugung.

Nähern sich die Prognosen und somit die Gebote dem Markträumungspreis stark an, reichen schon geringe Abweichungen, um häufigere Produktionsineffizienzen zu verursachen (Grimm et al., 2008b, S. 151). Ein extremes Beispiel wäre die Verdrängung von erneuerbaren Energien mit Grenzkosten nahe Null durch fossile Kraftwerke mit hohen Grenzkosten bei einem nicht negativen Markträumungspreis bzw. bei geringen Lastgradienten.⁹¹ Langfristig werden solche resultierende höhere Kosten an die Konsumenten weitergereicht (Cramton & Stoft, 2007, S. 33). Die bisherige Analyse der Unterschiede zwischen einer Pay-as-bid und Einheitspreisauktion auf dem Day-Ahead-Markt erfolgte unter der Annahme von vollkommener Konkurrenz. Hier hat sich die Einheitspreisauktion gegenüber der Pay-as-bid Auktion als überlegen erwiesen. Zudem ist zu betonen, dass die Höhe der möglichen Ineffizienzen stark von den Grenzkosten des Kraftwerksparks abhängt und bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien mit sehr geringen Grenzkosten das Risiko für hohe Effizienzverluste ansteigt. Da die Annahme von perfektem Wettbewerb jedoch im Stromsektor in aller Regel nicht gültig ist, sondern in vielen Ländern eine starke Marktkonzentration auf der Angebotsseite vorherrscht, ist ein zusätzlicher Vergleich der Preisbildungsregeln zur Vermeidung der Ausübung von Marktmacht vonnöten. Von Mas-Colell et al. (1995, S. 383) stammt eine in den Wirtschaftswissenschaften oft zitierte Definition von Marktmacht:

„Market power is [...] the ability to alter profitably prices away from competitive levels.“

Diese kurze, sehr stichhaltige Definition berücksichtigt den für Marktmachtanalysen im Elektrizitätssektor sehr wichtigen Aspekt der *Profitabilität* der Marktbeeinflussung und wird daher ebenfalls häufig verwendet (siehe u. a. Stoft, 2002, S. 318; Twomey et al., 2005, S. 7; Weigt & Hirschhausen, 2008). In einem Elektrizitätssektor, der von großen einzelnen Kraftwerken geprägt ist, die einen nicht geringen Teil des Gesamtangebots ausmachen, ist eine Beeinflussung des Marktergebnisses durch einfaches Abschalten ebenfalls möglich, ohne dass das für den Betreiber mit zusätzlichem Profit verbunden wäre. Daher ist dieser Aspekt von hoher Bedeutung, wenn man Marktmacht definieren und untersuchen möchte. Um zunächst das Potenzial von Marktmachtausübung abschätzen zu können, werden strukturelle Indizes zur

⁹¹Hohe Lastgradienten können, wie auf S. 79 dieser Arbeit erläutert, dazu führen, dass Kraftwerke aufgrund teurer An- und Abfahrtvorgänge zu einem Preis anbieten, der unterhalb ihrer Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten liegt. Dadurch sind auch negative Börsenpreise möglich. Näheres hierzu im Zusammenhang mit dem Systemkonflikt bei hoher dargebotsabhängiger Erzeugung in Kapitel 4.2.2.

Beurteilung der Marktanteile einzelner Teilnehmer herangezogen. Eine umfangreiche Untersuchung im Auftrag der Europäischen Kommission (London Economics, 2007) kam zu dem Ergebnis, dass der Binnenmarkt einiger EU-Mitgliedsstaaten eine sehr hohe oder hohe Marktkonzentration aufweist (siehe Tabelle 6).⁹² Trotz des dort betrachteten, älteren Zeitraums (2003-2005) ist heute mit einer ähnlichen Marktstruktur zu rechnen, da sich der konventionelle Kraftwerkspark aufgrund der sehr langlebigen Investitionen nur langsam verändert.

Neben der einfachen Konzentrationsrate (englisch: *concentration ratio*, CR) ist der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI, zurückgehend auf Hirschman, 1964) eine einfach zu bestimmende und häufig von Regulierungsbehörden verwendete Kennzahl zur Messung der Marktkonzentration, die sich jedoch nicht für den tatsächlichen Nachweis von Marktmachtausübung eignet.⁹³

$$HHI = \sum_{i=1}^N \left(\frac{C_j}{\sum_{j=1}^N C_j} \right)^2$$

wobei N Anzahl der im Markt tätigen Unternehmen

C_j Verfügbare, installierte Kapazität des Unternehmens j (in bestimmter zeitlicher Auflösung)

Twomey et al. (2005, S. 34) weisen darauf hin, dass der HHI zwar einfach zu verstehen und zu bestimmen ist, jedoch die Nachfrageseite (Preiselastizität), die geographische Ausdehnung des betrachteten Marktgebietes sowie die Art des Wettbewerbs nicht berücksichtigt sind und daher nicht zu einem dynamischen Markt passen, wie er im Elektrizitätssektor existiert. Stoff (2002, S. 357 f.) gibt als zusätzlichen, relevanten, aber ebenfalls nicht durch den HHI erfassten Faktor das Abschließen von Termingeschäften an. Daher fließen in komplexeren Marktanalysen die Faktoren strategische Aspekte der Anbieter, die Preiselastizität der Nachfra-

⁹²Die Untersuchung wurde von Ockenfels (2007) dafür kritisiert, methodisch und empirisch fehlerbehaftet zu sein. Insgesamt führe dies zu einer Überschätzung des Marktmachtproblems in den untersuchten Märkten. Der hier zitierte Herfindahl-Hirschman-Index soll jedoch nicht als Beleg für die tatsächliche Ausübung von Marktmacht dienen, sondern als Index für das Potenzial von Marktmachtausübung und somit auf die grundlegende Problematik hinweisen. Die Berechnungen wurden auf der Grundlage stündlicher Daten zur verfügbaren installierten Kapazität durchgeführt. Die angegebenen Werte entsprechen somit den Durchschnittswerten im Betrachtungszeitraum.

⁹³Zur Berechnung der Konzentrationsrate siehe London Economics (2007, S. 72). Der HHI wird oftmals unter Nichtbeachtung des Prozentzeichens berechnet und kann dann im Monopolfall maximal den Wert 10.000 annehmen. Laut Twomey et al. (2005, S. 18) sieht die verbreitete Bewertung der Marktkonzentration anhand des Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) folgende Einteilung vor: $HHI < 1.000$: keine Konzentration; $1.000 < HHI < 1.800$: moderate Konzentration; $HHI > 1.800$: hohe Konzentration.

geseite und die Fähigkeit zur Erhöhung der eigenen Produktion bei preissensibler Konkurrenz mit ein (vgl. Borenstein et al., 1999, S. 68).

Tabelle 6: Messung der Marktkonzentration im Elektrizitätssektor in Europa in den Jahren 2003-2005 anhand der Konzentrationsrate und dem Herfindahl-Hirschman-Index (Quelle: London Economics (2007, S. 15), Einteilung des HHI nach Twomey et al. (2005, S. 18))

Land	Konzentrationsrate		Herfindahl-Hirschman-Index	
	$CR(n)$	n	HHI	Bewertung
Belgien	90,7 %	1	8.307	hohe Konzentration
Deutschland	54,1 %	2	1.914	hohe Konzentration
Frankreich	92,6 %	1	8.592	hohe Konzentration
Großbritannien	32,6 %	2	1.068	moderate Konzentration
Niederlande	57,7 %	2	2.332	hohe Konzentration
Spanien	71,4 %	2	2.790	hohe Konzentration

Untersuchungen, welche dieser Methodik folgen, kommen zum Schluss, dass im deutschen Elektrizitätssektor in den Jahren 2000 bis 2003 (Müsgens, 2006), 2004 bis 2006 (Möst & Genoese, 2009; Weigt & Hirschhausen, 2008) und mit geringerer Häufigkeit von 2006 bis 2008 (Janssen & Wobben, 2009) die Marktpreise an der EEX zeitweise, besonders in Zeiten hoher Nachfrage, über dem Wettbewerbsniveau lagen, was zum Teil auf Marktmachtausübung zurückgeführt werden kann. Swider et al. (2007) kritisiert die genannten Untersuchungen teilweise aufgrund von Defiziten in der theoretischen Fundierung und methodischen Vereinfachungen, die aus seiner Sicht die Aussagen zur Ausübung von Marktmacht auf den deutschen Elektrizitätsmärkten nicht wissenschaftlich belastbar machen. Eine neuere Untersuchung der Monopolkommission (2013, S. 64 ff.) nutzt das Konzentrationsmaß *Residual Supply Index* (RSI)⁹⁴, um die Ausübung von Marktmacht im deutschen Stromsektor durch konventionelle Kraftwerke mit bestimmter Firmenzugehörigkeit zu bestimmen. Dabei zeigen die Ergebnisse für das Jahr 2012, dass gegenüber früheren Untersuchungen deutlich weniger Möglichkeiten für die Ausübung von Marktmacht bestand. Das aufgeführte Exempel für den deutschen Elektrizitätssektor zeigt die kontroverse wissenschaftliche Methodendiskussion zur Bestimmung von Marktmachtausübung. Trotz der gegenläufigen Meinungen zeigen die dargestellten

⁹⁴Der RSI soll die strategische Bedeutung eines Unternehmens innerhalb eines Markts messen und wird für ein Unternehmen i über folgende generalisierte Formel berechnet (Monopolkommission, 2013, S. 77 f.): $RSI_i = \frac{\text{Marktkapazität} - \text{Kapazität}_i}{\text{Marktnachfrage}}$

strukturellen Indizes, dass in vielen Elektrizitätsmärkten eine hohe Marktkonzentration auf der Anbieterseite zu erkennen war oder weiterhin ist und damit einhergehend die Ausübung von Marktmacht ein generell zu beachtendes Problem bei der Ausgestaltung der Preisbildungsregeln ist.

Liegt eine nicht-atomistische Marktstruktur⁹⁵ vor, hat ein Anbieter von elektrischer Energie zwei Möglichkeiten zur profitablen Beeinflussung des Marktpreises und damit zur Ausübung von Marktmacht (siehe u. a. Cramton, 2004, S. 10 f.; Stoft, 2002, S. 321 f.; Swider et al., 2007, S. 6):

- *Physikalische Kapazitätszurückhaltung*: Es wird vom Besitzer eines großen Kraftwerksparks für eine bestimmte Stromerzeugungskapazität kein Angebot am Spotmarkt abgegeben, obwohl diese Kapazität technisch verfügbar wäre.
- *Ökonomische Kapazitätszurückhaltung*: Es wird vom Besitzer eines großen Kraftwerksparks für eine bestimmte Stromerzeugungskapazität ein Angebot am Spotmarkt abgegeben, welches über den Grenzkosten dieser Einheit liegt.

Dabei handelt es sich bei beiden Varianten um eine Form der Angebotsverknappung und damit um eine Unternehmensstrategie zur Maximierung des Profits, wie sie im Oligopol-Modell von Cournot (vgl. Bofinger, 2010, S. 134 ff.) existieren. Das Marktergebnis wird durch beide Varianten prinzipiell gleich beeinflusst, durch die Angebotsverknappung erhöht sich der Marktpreis im Vergleich zum Ergebnis bei vollkommener Konkurrenz, liegt also oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung (siehe Abbildung 16).⁹⁶ Cramton (2004, S. 9) betont, dass aus streng ökonomischer Sicht ein solches Verhalten weder wettbewerbsfeindlich noch manipulativ ist, sondern in dieser Situation schlicht betriebswirtschaftlicher Gewinnmaximierung entspricht. Dennoch bleibt anzumerken, dass dies aus gesamtwirtschaftlicher Sicht kein gewünschtes Ergebnis sein kann, da sich Ineffizienzen beim Kraftwerkseinsatz und darüber hinaus starke Umverteilungseffekte von Konsumenten zu Produzenten ergeben können.

⁹⁵Eine atomistische Marktstruktur bedeutet, dass auf einem Markt sowohl auf der Angebotsseite als auch auf der Nachfrageseite ausschließlich Akteure mit einem unbedeutend geringen Marktanteil existieren (siehe u. a. Swider et al., 2007, S. 4). Es wurde gezeigt, dass dies im Elektrizitätssektor auf der Angebotsseite nur eingeschränkt gilt.

⁹⁶Hier ist anzumerken, dass ein Marktpreis oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten nicht generell ein Indiz für die Ausübung von Marktmacht ist. Auch bei vollkommener Konkurrenz kann sich bei hoher Nachfrage der Marktpreis aufgrund der Knappheit von Kraftwerkskapazität nicht durch die Grenzkosten des letzten eingesetzten Kraftwerks, sondern durch die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager ergeben.

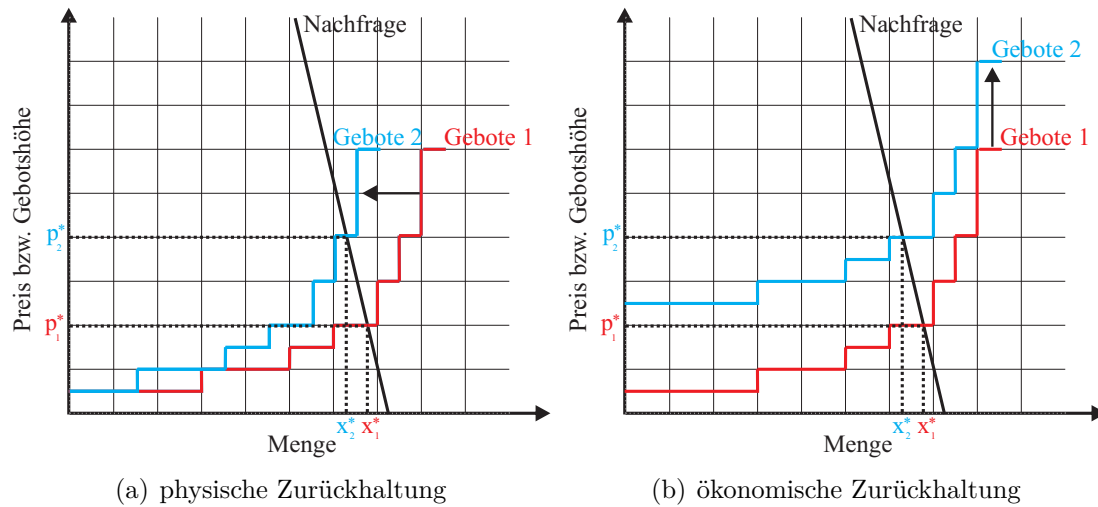


Abbildung 16: Marktergebnisse bei physischer und ökonomischer Kapazitätszurückhaltung (eigene Darstellung)

Auch wenn es sich bei beiden Arten der Kapazitätszurückhaltung prinzipiell um äquivalente Strategien mit gleichem Ergebnis handelt, gibt es für Kraftwerksbetreiber durchaus unterschiedliche Anreize für die Wahl einer der beiden. So ist durch physische Kapazitätszurückhaltung eine Beeinflussung des Preises nur in einem Schritt bis zum nächsthöheren Gebot möglich. Die ökonomische Zurückhaltung würde, ein erfolgreiches Gebot vorausgesetzt, hingegen jede beliebige Erhöhung theoretisch möglich machen (vgl. Stoff, 2002, S. 322). Dadurch ergibt sich aber erst ein wirksamer Vorteil gegenüber der alternativen Strategie, wenn der Anbieter beabsichtigt, mögliche Aufsichtsbehörden nicht durch zu große oder offensichtliche Preisdifferenzen auf die Marktmachtausübung aufmerksam zu machen bzw. diese schwieriger überprüfbar zu gestalten. In diesem Zusammenhang bietet die ökonomische Zurückhaltung einen weiteren Vorteil, falls der Anbieter einen auffällig großen Anteil seines gesamten Kraftwerksparks physisch zurückhalten müsste, um profitablen Preiseinfluss auszuüben.

Die Höhe der Preisbeeinflussung ist dabei stark von der Kraftwerksparkstruktur abhängig. Die Merit-Order Kurve kann daher nicht nur linear, sondern auch exponentiell verlaufen und somit die Steigung mit der Last zu nehmen (siehe Abbildung 13). Daher kann bei niedriger Nachfrage die Zurückhaltung von Kapazität eines Anbieters durch die eines anderen Anbieters ersetzt werden, ohne dass der Preis stark ansteigt. In diesem Fall ist die Gesamtkapazität nicht stark ausgelastet und die Merit-Order vergleichsweise flach, die Angebotselastizität ist in diesem Punkt also relativ hoch (Grimm et al., 2008b, S. 149). Demzufolge ist der Anreiz zur

Kapazitätszurückhaltung vor allem bei hoher Nachfrage gegeben. Ebenso bedeutend ist die Gesamtkapazität, die sich im Besitz eines Anbieters befindet. Kann ein Anbieter durch Kapazitätszurückhaltung erfolgreich den Marktpreis erhöhen, ist sein Grenzgewinn proportional zu seiner verkauften Menge, also zur Menge elektrischer Energie, die in seinen Kraftwerken erzeugt wird, welche ein erfolgreiches Angebot auf der Day-Ahead-Auktion abgegeben haben. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass ein Kraftwerksbetreiber nur dann einen Anreiz zur Zurückhaltung seiner Erzeugungskapazität hat, wenn er über andere Kraftwerke verfügt, die in der Merit-Order unterhalb des aktuellen Grenzkraftwerks eingereiht sind. Daher birgt eine hohe Marktkonzentration ein höheres Risiko für Marktmachtausübung.

Eine weitere Anforderung, um mit seiner Stromerzeugungskapazität profitablen Einfluss auf den Day-Ahead-Marktpreis auszuüben, ist deren freie Verfügbarkeit für den kurzfristigen Handel. Der Teil der maximal möglichen Stromerzeugung, der bereits im Terminmarkt über eine bestimmte Zeit veräußert wurde, kann nicht zur Gewinnerhöhung durch Kapazitätszurückhaltung im kurzfristigen Handel beitragen.⁹⁷ Allaz & Vila (1993) zeigen, dass sich in einem Cournot-Duopol das Marktergebnis dem unter vollkommener Konkurrenz annähert, je mehr Termingeschäfte abgeschlossen werden bzw. je länger Termingeschäfte in die Zukunft reichen.⁹⁸ Wolak (2007) zeigt ebenfalls, dass ein hoher Anteil an Termingeschäften den durchschnittlichen Marktpreis reduziert, da Kraftwerke mit stark steigenden Grenzkosten bei einer flexiblen Betriebsweise von fixen Zahlungen für eine konstante Stromlieferung über einen festen Zeitraum ihre durchschnittlichen Stromerzeugungskosten senken können. Im Regelfall trifft dies auf Grundlastkraftwerke mit hohen Fixkosten und niedrigen variablen Kosten zu. Im deutschen Elektrizitätssektor wird dies durch einen Vergleich der Bruttostromerzeugung und dem Handelsvolumen von Spot- und Termingeschäften an der EEX bestätigt (siehe Abbildung 17). Ein hoher Teil der Stromerzeugung erfolgt mit der in unflexiblen Grundlastkraftwerken

⁹⁷Dies bedeutet, dass für einen Anbieter, der seine Stromerzeugung bereits vollständig auf dem Terminmarkt veräußert hat, kein Anreiz besteht, den Auktionspreis im Day-Ahead-Markt zu beeinflussen. Anstatt dessen ist für ihn die beste Strategie zu Grenzkosten anzubieten und sein Termingeschäft mit seiner eigenen Kapazität zu beliefern, solange seine Grenzkosten unterhalb des Day-Ahead-Preises liegen (Cramton, 2004, S. 24).

⁹⁸Die Ergebnisse kamen unter der Annahme zustande, dass keine Unsicherheit existiert, d. h. der Day-Ahead-Preis ist für die Zukunft bekannt. Aufgrund linearer Kosten- und Nachfragefunktion entspricht dies dem Ergebnis unter Unsicherheit mit risikoneutralen Marktteilnehmern (Allaz & Vila, 1993, S. 12).

eingesetzten Brennstoffe (Kernenergie, Braunkohle), während das Handelsvolumen am Terminmarkt das Spotmarktvolumen um ein Vielfaches übersteigt.⁹⁹

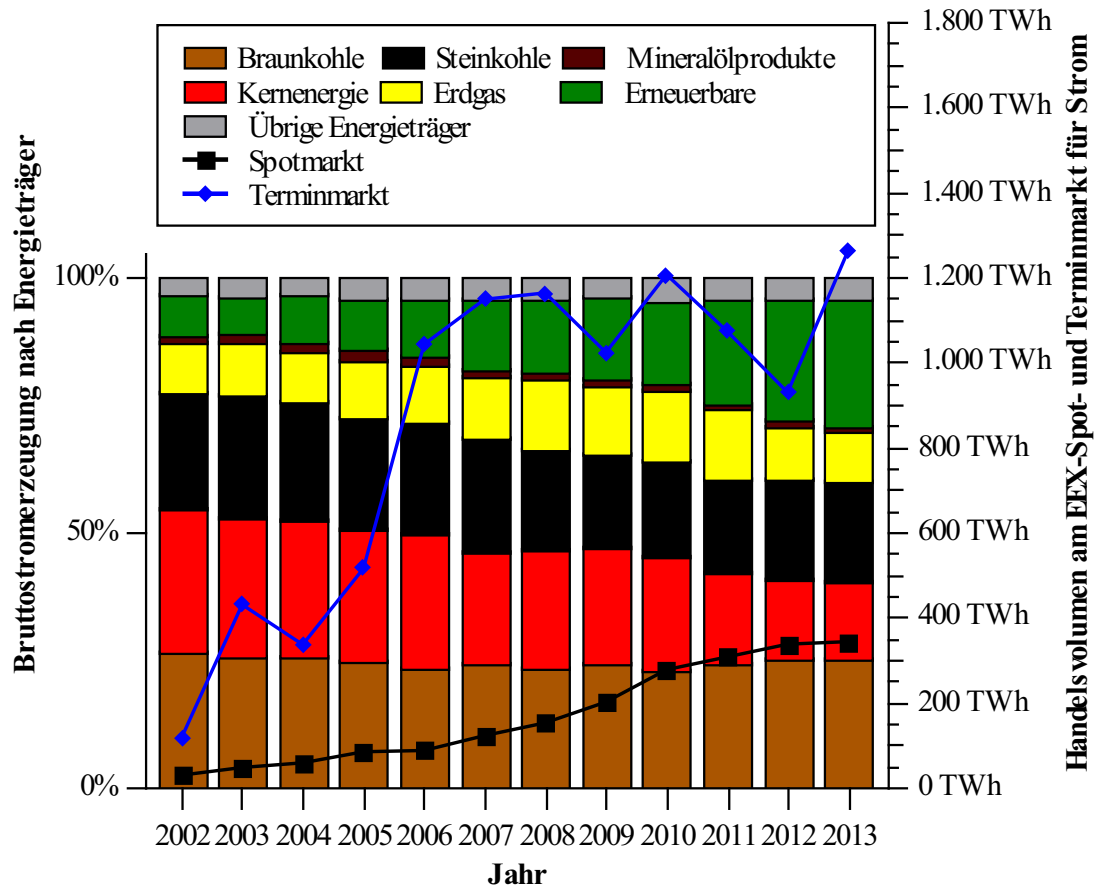


Abbildung 17: Bruttostromerzeugung und Handelsvolumen am Spot- und Terminmarkt in Deutschland 2002-2013 (eigene Darstellung, Quellen: AG Energiebilanzen¹⁰⁰, EEX)

Die erläuterten Strategien zur Ausübung von Marktmacht haben in den beiden näher betrachteten Formen der Preisbildung unterschiedliche Verteilungswirkungen innerhalb der Produzentenrente, abhängig von der Größe des Anbieters. In einer Pay-as-bid Auktion muss ein Anbieter mit vergleichsweise geringem Marktanteil sehr gute Prognosen über den Zeitpunkt und die Höhe der Kapazitätszurückhaltung der hinsichtlich verfügbaren Kapazitäten dominierenden Anbieter verfügen,

⁹⁹Der annähernd parallele Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Handelsmenge auf dem Spotmarkt lässt sich damit erklären, dass die direkt durch eine Einspeisevergütung nach EEG geförderten Erneuerbaren am Day-Ahead-Markt verkauft werden müssen.

¹⁰⁰Abgerufen am 04.06.2014 unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de>. Dort verwendete Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V.; Statistik der Kohlewirtschaft e.V.

damit er davon profitieren kann. Dies kann als unwahrscheinlich gelten. Bei einer Einheitspreisauktion hingegen erhalten auch kleine Anbieter den durch Kapazitätszurückhaltung erhöhten Preis, ohne dass sie auf den Erlös durch Zurückhaltung eines Teils der eigenen Kapazität verzichten müssen. Insofern bevorzugt eine Einheitspreisauktion bei nicht perfektem Wettbewerb den Marktzutritt weiterer Anbieter und hat somit eine selbstregulierende Wirkung (Grimm et al., 2008b, S. 151). Zudem führt die hohe Unsicherheit über zukünftige Erlöse bei einer Pay-as-bid Auktion zu einer zurückhaltenden Investitionsneigung kleiner Wettbewerber. Diese Wirkung steht im Widerspruch zu einem der Hauptargumente für die Liberalisierung des Stromsektors, nämlich der Erhöhung der Wettbewerbsintensität (Kahn et al., 2001, S. 74).

Die in liberalisierten Großhandelsplätzen für Strom etablierten Preisbildungsregeln besitzen alle eine starke Orientierung an den Grenzkosten. Dies bietet den Vorteil, dass unter perfektem Wettbewerb stets ein effizienter Kraftwerkeinsatz gewährleistet ist. Aufgrund der meist hohen Marktkonzentration in den weltweiten Stromsektoren ist dies jedoch selten gegeben. Daher ist die Vermeidung potenzieller Marktmacht ein entscheidender Faktor zur Beurteilung einer Preisbildungsregel. Wie dargelegt hat die Einheitspreisauktion sowohl unter Effizienzgesichtspunkten als auch hinsichtlich der Vermeidung von Marktmacht und Erhöhung der Wettbewerbsintensität bedeutende Vorteile gegenüber der Pay-as-bid Auktion. Aufgrund dessen stellt die Einheitspreisauktion die derzeit dominierende Form der Preisbildung an den weltweiten kurzfristigen Strombörsen dar.

Es bleibt festzuhalten, dass ein grenzkostenorientierter Stromgroßhandel nicht zu jeder Zeit die vollen Stromgestehungskosten der eingesetzten Kraftwerke decken kann, dies jedoch auch nicht nötig ist. Vielmehr müssen im langfristigen Durchschnitt die Deckungsbeiträge ausreichend hoch sein. Preise oberhalb der Grenzkosten des letzten eingesetzten Kraftwerks sind nicht automatisch ein Indiz für einen überhöhten Marktpreis, sondern können auch ein Knappheitsignal darstellen. Spitzenlastkraftwerke sind nach dem Merit-Order-Modell zur ihrer Refinanzierung auf solche angewiesen (vgl. Cramton & Stoft, 2005).

Der Übergang von einem Regulierungsregime, dass die Stromgestehungskosten genehmigter Kraftwerke anerkennt und auf den vom Endverbraucher zu zahlenden Strompreis umlegt, hat jedoch auch einige entscheidende Nachteile. Diese ergeben sich durch die sehr lange Lebensdauer einiger Kraftwerke, die von vertikal integrierten EVUs gebaut wurden und deren Investitionskosten bereits längst refinanziert

wurden. Dies trifft im Besonderen auf bereits abgeschriebene, sehr kapitalintensive Grundlastkraftwerke zu, die in Zeiten hoher Nachfrage, in denen Spitzenlastkraftwerke mit hohen Brennstoffkosten den Preis bestimmen, enorme Mitnahmeeffekte realisieren.

3.4 Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Stromerzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien (EE) sind im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken technisch meist weniger weit entwickelt und haben entsprechend höhere Stromgestehungskosten. Jedoch ist ihr Einsatz mit vielen ökologischen Vorteilen verbunden und kann zur Unabhängigkeit von fossilen und atomaren Rohstoffimporten beitragen. Daher wird die regenerative Stromerzeugung in vielen nationalen Stromsektoren aus energie- und umwelt-, aber auch aus wirtschaftspolitischen Gründen gefördert. Hierfür werden einige Instrumente mit verschiedenartiger ökonomischer Legitimierung eingesetzt, die zudem sehr unterschiedliche Auswirkungen auf den Stromsektor haben. Im folgenden Kapitel wird zunächst die Notwendigkeit eines staatlichen Eingriffs in den Stromsektor besprochen. Darauf folgen werden die grundlegenden Instrumente hinsichtlich ihrer energiewirtschaftlichen Auswirkungen analysiert und letztlich bewertet. Die Ergebnisse sind ein Teil der Grundlagen für die Anpassungsvorschläge des Sektordesigns, die in dieser Arbeit entwickelt werden.

3.4.1 Legitimation und Ziele

Der staatliche Eingriff in den Stromsektor durch die Einrichtung von Instrumenten zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann durch verschiedene Gründe ökonomisch legitimiert sein. Aus einer ökonomisch-theoretischen Perspektive ist der Eingriff des Staates in einen Wettbewerbsmarkt notwendig, falls dessen Prozesse nicht in der Lage sind, das wohlfahrtstheoretische Optimum (*first best*) zu erreichen (vgl. u. a. Bofinger, 2010, S. 256 ff.). Im Bereich der Stromerzeugung ist dies durch das Auftreten externer Effekte aufgrund von Umweltschäden und der Adaption von technologischen Innovationen sowie durch die Existenz eines öffentlichen Gutes begründet.

Der Einsatz von fossilen und atomaren Brennstoffen zur Stromerzeugung führt zu zahlreichen negativen externen Effekten,¹⁰¹ die ohne staatlichen Eingriff keine Berücksichtigung in der wettbewerblichen Preisbildung finden. Bei der Förderung und dem Einsatz fossiler Brennstoffe entstehen diese hauptsächlich durch (vgl. Hohmeyer, 2002; Krewitt & Schlomann, 2006):¹⁰²

- die Beschleunigung des anthropogenen Treibhauseffekts und dessen vielfältige Auswirkungen,
- Gesundheitsschäden durch Luftschadstoffe beim Menschen,
- Schäden bei naturnahen Ökosystemen und der Biodiversität durch Luftschadstoffe
- sowie durch die Beeinträchtigung der Agrarproduktion und Materialschäden durch Luftschadstoffe.

Der Einsatz atomarer Brennstoffe ist nicht mit dem Ausstoß von Treibhausgasen und Luftschadstoffen verbunden, es treten jedoch andere, schwerwiegende negative externe Effekte auf (vgl. Meyer, 2012; Peterson, 2011):

- Die Folgekosten durch die Freisetzung radioaktiver Strahlung durch Kraftwerksunfälle.
- Die Folgekosten beim Abbau und der Weiterverarbeitung von Uran.
- Das Gefahrenpotenzial durch terroristische Anschläge auf Atomreaktoren und Lagerstätten.
- Die Folgekosten der Endlagerung atomaren Abfalls.

Es gibt zahlreiche wissenschaftliche Arbeiten zur Quantifizierung der genannten externen Kosten, wovon die ersten in den späten 1980er Jahren entstanden (u. a. Europäische Kommission, 1995; Hohmeyer, 1988; IZES/ISI/DIW/GWS, 2012; Krewitt & Schlomann, 2006). Der international vielbeachtete Stern-Report (Stern, 2006) regte die politische und wissenschaftliche Diskussion zu den wirtschaftlichen Folgen der globalen Erwärmung an. Hauptdiskussionspunkte waren die Methoden

¹⁰¹Externe Effekte treten auf, falls die Produktions- oder Konsumententscheidung eines Akteurs einen Einfluss auf den Nutzen bzw. Gewinn eines anderen hat, ohne dass dieser einen Einfluss darauf hat, d. h. ohne dass sich dies im Preis für das konsumierte bzw. produzierte Gut widerspiegelt (siehe Kolstad, 2000, S. 78 ff.).

¹⁰²Neben den hier aufgeführten externen Effekten entstehen noch zahlreiche weitere, die in der angegebenen Literatur detaillierter aufgeführt sind. Aufgrund der vergleichsweise geringen Schäden wurde an dieser Stelle auf eine vollständige Auflistung verzichtet.

zur Bestimmung der durch den Klimawandel verursachten Kosten und Risiken sowie im Besonderen deren Bewertung bzw. Diskontierung. Dabei reichten die Meinungen von einer Unterschätzung der Folgeschäden (Ackerman et al., 2009) aufgrund der getroffenen Modellannahmen bis zu einer starken Überschätzung der Schäden durch einen zu niedrigen verwendeten Diskontierungssatz (vgl. Nordhaus, 2007) oder durch unvollständige Daten und Modellannahmen (vgl. Carter et al., 2006). Frühere Ergebnisse und Methoden der ExternE Projektreihe zur Bestimmung externer Kosten des Energieverbrauchs (Europäische Kommission, 1995) wurden ähnlich diskutiert (Krewitt, 2002) und methodisch weiterentwickelt (Europäische Kommission, 2005).

Die Komplexität der Probleme bei der Bestimmung der externen Kosten des Energieverbrauchs spiegelt sich in der Breite des wissenschaftlichen Diskurses wider.¹⁰³ Aufgrund der inhärenten Grenzen des Konzepts der Externalitäten und der nicht vollständig verfügbaren Informationen ist die Abschätzung externer Kosten ein nützliches Hilfskonstrukt für die Umwelt- und Energiepolitik (Krewitt, 2002, S. 846 f.). Jedoch ist damit ein Erreichen der first best-Lösung durch eine vollständige Internalisierung aller negativer externer Effekte auf der Basis sozialer Kosten aufgrund der Unsicherheiten und Beschränkungen nicht möglich. Hierzu zählen im Besonderen externe Effekte, deren monetäre Bewertung sich als sehr komplex gestaltet wie bspw. der Verlust der Biodiversität, das Risiko von atomaren Unfällen, ästhetische Eingriffe in die Natur etc. (Bartels et al., 2005, S. 450).

Ein weiteres Marktversagen im Elektrizitätssektor tritt bei den privatwirtschaftlichen Investitionen in die Forschung und Entwicklung neuer Stromerzeugungstechnologien und daraus resultierenden Innovationen auf. Aus Unternehmenssicht zahlen sich solche Investitionen idealerweise aus, wenn die Produktionskosten je Einheit während der Produktionsphase aufgrund von Lernkurveneffekten sinken.¹⁰⁴ In der Herstellung von EE-Stromerzeugungsanlagen wurden Lernkurveneffekte in Abhängigkeit der installierten Leistung beobachtet, die über denen der konventionellen Technologien liegen (siehe u. a. Junginger et al., 2005; Neij, 1997; Söderholm & Klaassen, 2007). Nach Neij (2008) sind auch bis 2050 weiterhin hohe Lernraten bei der Herstellung von Photovoltaik- und Windanlagen zu erwarten.

¹⁰³Eine umfassende Übersicht der angewandten Methoden zur Berücksichtigung und Schätzung externer Umwelteffekte ist in Schwermer (2007) zu finden.

¹⁰⁴Das Konzept der Lernkurve besagt, dass die Produktionskosten je Einheit mit einer konstanten Rate bei einer steigenden kumulierten Produktionsmenge sinken. Das Konzept geht auf eine Beobachtung von Wright (1936) in der Flugzeugproduktion zurück.

Ist es anderen Wettbewerbern möglich, von den Investitionen und Produktionserfahrungen der Konkurrenten zu profitieren, ohne die dafür notwendigen Ausgaben getätigt oder Entschädigungen gezahlt zu haben (*Spillover-Effekte*), ist die Summe der privatwirtschaftlichen Investitionen geringer als die gesamtwirtschaftlich optimale (Arrow, 1962, S. 168 ff.). Bei Investitionen in Forschung und Entwicklung sowie einer Produktionsausweitung können demnach positive externe Effekte auftreten. Im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien konnten Braun et al. (2010) Spillover-Effekte in den Sektoren der Photovoltaik- und Windtechnologie empirisch nachweisen, welche hauptsächlich innerhalb eines Landes und weniger international auftraten (siehe auch Piscitello et al., 2012). Für die Kostensenkung der Stromerzeugung durch EE sind noch erhebliche Investitionen erforderlich, daher sind mögliche Spillover-Effekte als Anreiz gegen private Investitionen besonders relevant. Darüber hinaus sind Investitionen in die Energieversorgung von einem besonders langen Planungshorizont geprägt und haben wiederum einen Einfluss auf Entscheidungen des nächsten Investitionszykluses. Etablierte Technologien verfügen über größere Ressourcen hinsichtlich Forschung und Entwicklung sowie höhere Investitionsmittel und stärkere politische Lobbygruppen, was zu einer gewissen Pfadabhängigkeit führt. Infolgedessen sind bei umfangreichen Veränderungen der Energieversorgungsstruktur staatliche Förderungen von neuen Technologien notwendig, um sich anfänglich gegen etablierte Konkurrenztechnologien durchsetzen zu können und anschließend im marktlichen Wettbewerb selbst bestehen zu können (vgl. Löschel et al., 2012, S. 111 f.).

Die Versorgungssicherheit im Sinne eines langfristig gesicherten Zugangs zu Primärenergieträgern zu möglichst stabilen Preisen (Crastan & Westermann, 2012, S. 196 f.) weist Eigenschaften eines öffentlichen Gutes auf. Auch wenn die privaten Unternehmen die Hauptverantwortlichen für die Sicherstellung ihres Energiebedarfs sind, führt der hohe geopolitische Einfluss speziell bei importabhängigen Volkswirtschaften zu einer besonderen Rolle des Staates (vgl. Westphal, 2012). Lokale erneuerbare Energien sind ein Substitut für den Einsatz importierter atomarer und fossiler Brennstoffe. Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung lässt sich eine stärkere Diversifizierung der verwendeten Energieträger, und somit eine reduzierte Preisvolatilität sowie eine Minderung des exogenen Risikos gegenüber Versorgungsunterbrechungen importierter Rohstoffe, erreichen (Matthes, 2010, S. 31; Rader & Norgaard, 1996, S. 40). Die Charakterisierung der Versorgungssicher-

heit im oben definierten Sinne als öffentliches Gut führt zu einem volkswirtschaftlich tendenziell zu niedrigen Einsatz erneuerbarer Energien.¹⁰⁵

Zur Internalisierung der negativen externen Effekte des Einsatzes fossiler Ressourcen gibt es wirkungsvolle umweltökonomische Instrumente.¹⁰⁶ Mit dem Europäischen Emissionshandelssystem (*European Union Emission Trading System*, EU ETS) wurde in der Europäischen Union der weltweit größte Emissionsrechtelandel zur kosteneffizienten Absenkung der Treibhausgasemissionen eingerichtet.¹⁰⁷ Aus einer allein auf die Klimafolgen beschränkten neoklassischen Sicht ist in Gebieten mit einem funktionierenden Emissionshandel für Treibhausgase kein weiterer staatlicher Eingriff zur Förderung erneuerbarer Energien gerechtfertigt, da durch den Handel mit Emissionsrechten die kosteneffizientesten Möglichkeiten eingesetzt werden, um den Ausstoß von Treibhausgasen zu vermeiden. Aus dieser beschränkten Sichtweise wäre die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien somit klimapolitisch wirkungslos, da hierdurch die eingesparten Emissionen lediglich verlagert werden (siehe u. a. Frondel et al., 2010, S. 4053; Haucap & Kühling, 2012b, S. 2). Durch die Preisbildung für Emissionszertifikate auf Basis der Grenzkosten der Treibhausgasvermeidung würde sich der Einsatz von erneuerbaren Energien durch den Emissionshandel wirtschaftlich selbst tragen, falls diese zu den effizienten Technologien zur Treibhausgasvermeidung gehören würden, d. h. dass deren Vermeidungskosten geringer sind als der Marktpreis für Emissionszertifikate, der sich aus deren Knappheit ergibt, und somit geringer als die durchschnittlichen Kosten der einsetzbaren Technologien zur Treibhausgasvermeidung (vgl. Frondel & Schmidt, 2006, S. 3).

Dieser Argumentation zu Folge beschränkt sich die Wirkung der direkten Förderung der Stromerzeugung erneuerbarer Energien unter der Existenz eines Handels für Treibhausgasemissionen auf den in Abbildung 18 dargestellten Preis-/Allokationseffekt und den resultierenden Wohlfahrtsverlust (vgl. Lehmann & Gawel, 2013, S. 598). Unter der Annahme, dass der Emissionshandel den Elektrizitätssektor e_{Elec} sowie einen weiteren Sektor e_{Other} umfasst, wird die vorgegebene

¹⁰⁵Zur ausführlicheren Erklärung des auftretenden Trittbrettfahrer-Problems bei öffentlichen Gütern siehe S. 33 dieser Arbeit.

¹⁰⁶Für eine Übersicht der umweltpolitischen Instrumente zur Korrektur des Marktversagens im Fall von negativen externen Effekten siehe Kolstad (2000, S. 99 ff.).

¹⁰⁷Weitere Treibhausgasemissionshandelssysteme wurden in einigen US Bundesstaaten, in der Schweiz, in Tokio, in einigen chinesischen Großstädten und in Südkorea eingerichtet. In Australien und Neuseeland wird ein hybrides Instrument aus einem Emissionshandelssystem und einer Treibhausgassteuer eingesetzt. Eine detailliertere Übersicht und Beschreibung der weltweit aktuellen Instrumente ist in ICAP (2014) zu finden.

Gesamtmenge (englisch: *cap*) an Zertifikaten ($\sum e$) durch die Länge der Abszisse angegeben. Falls kein Förderinstrument zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien existiert, entspricht die Nachfragefunktion D des jeweiligen Sektors den Grenzkosten der Emissionsvermeidung, wodurch sich der wohlfahrtseffiziente Gleichgewichtspreis p^* mit der entsprechenden Verteilung an Treibhausgasmissionen e_{Elec}^* und e_{Other}^* ergibt.

Wird nun ein Instrument zur Förderung der emissionsfreien Stromerzeugung durch erneuerbare Energien eingeführt, reduzieren sich die im Elektrizitätssektor entstehenden Treibhausgase um Δe_{Elec} . Folglich reduziert sich die Nachfrage nach Zertifikaten, dargestellt durch die Nachfragekurve D_{Elec}^{neu} , der neue Gleichgewichtspreis p^{neu} sinkt und die im Elektrizitätssektor eingesparten Emissionen verlagern sich in den übrigen Sektor, die Gesamtmenge bleibt jedoch konstant (neue Emissionsverteilungen: e_{Elec}^{neu} und e_{Other}^{neu}). Durch die höheren Vermeidungskosten der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien im Vergleich zu alternativen Technologien entsteht trotz sinkendem Gleichgewichtspreis ein Wohlfahrtsverlust.

Diese theoretische Überlegung setzt die Nichtberücksichtigung der Emissionsverringerung im Stromsektor bei der Festlegung auf eine bestimmte Emissionsobergrenze voraus. Diese wird in der Praxis jedoch durch den politischen Prozess bestimmt, und nicht zwangsläufig auf der Basis reiner Effizienzüberlegungen (Lehmann & Gawel, 2013, S. 601). Haucap & Kühling (2012a, S. 31 f.) sowie auch der Sachverständigenrat (2012, S. 274 f.) argumentieren, dass es speziell im Fall von Deutschland aufgrund der zu vorsichtigen Prognosen über den Ausbau der erneuerbaren Energien als sehr unwahrscheinlich erscheint, dass die dadurch reduzierten Emissionen bei den festgelegten Emissionsrechtemengen bedacht wurden. Da jedoch das mittelfristige Ziel beim Ausbauziel der erneuerbaren Energien ausdrücklich von der EU beim Festlegen der Obergrenze der 2013 beginnenden Handelsperiode beachtet wurde, sind nur kurzfristige, jedoch keine mittel- oder langfristigen Zertifikatsüberschüsse zu erwarten (Lechtenböhrer & Samadi, 2010, S. 12 f.).¹⁰⁸

Werden entsprechend Abbildung 18 die durch die Förderung generierte Emissionsvermeidung mittels einer Reduzierung der Gesamtmenge um eben diese berücksichtigt, kann der Wohlfahrtsverlust vermieden werden. Durch diesen Abbau von überschüssigen Zertifikaten (englisch: *backloading*) und die neue entstandene Knappheit erhöht sich der neue Preis p^{neu*} auf das Niveau des ursprünglich optimalen. Als

¹⁰⁸Dieses Argument wurde in einem Minderheitsvotum von Peter Bofinger innerhalb des Jahresgutachtens des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung aufgegriffen (Sachverständigenrat, 2012, S. 296 f.).

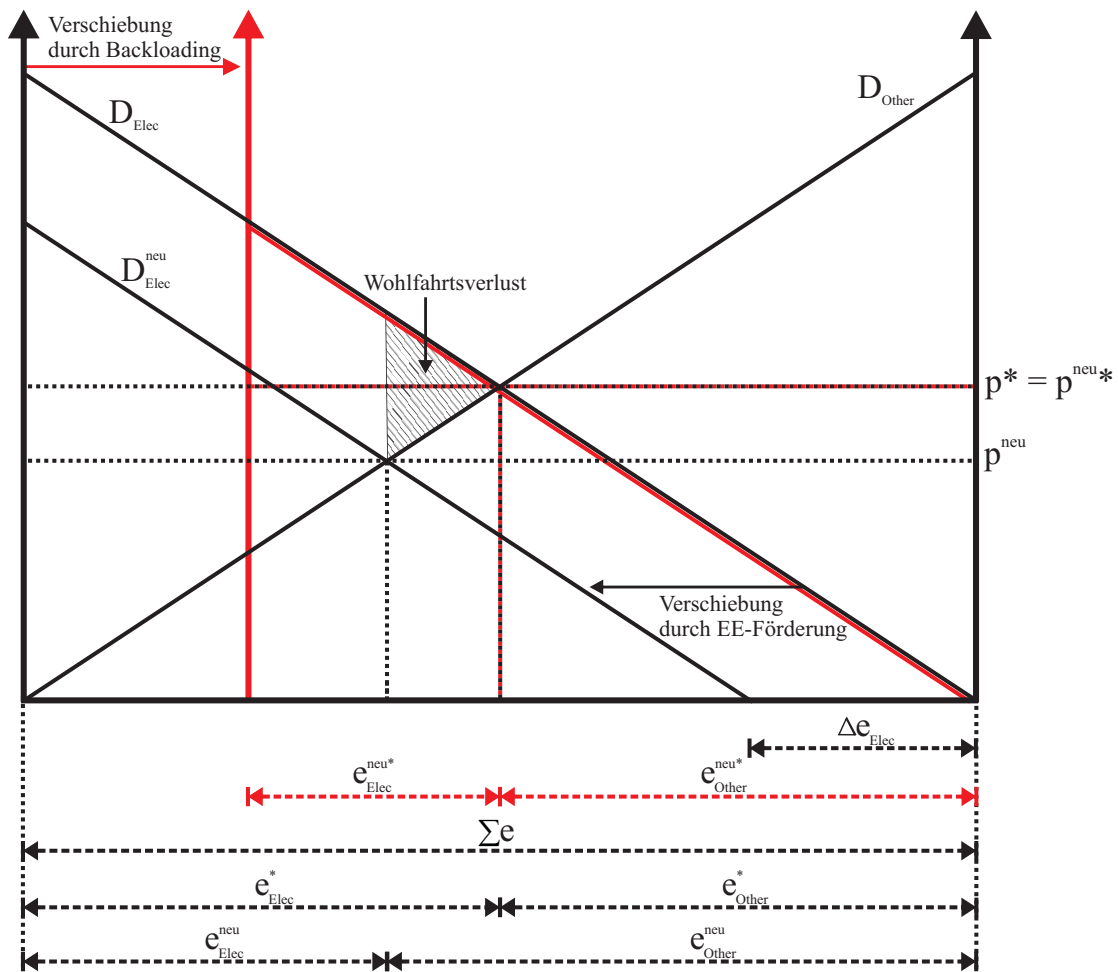


Abbildung 18: Wechselwirkungen zwischen einem Emissionshandel und einem Förderinstrument zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (eigene Darstellung, angelehnt an Lehmann & Gawel (2013, S. 598))

neue Allokationspunkte der Emissionszertifikate ergeben sich e^{neu*}_{Elec} und e^{neu*}_{Other} . Die Emissionen im Elektrizitätssektor reduzieren sich demnach exakt um die durch die regenerative Stromerzeugung vermiedene Menge, die in den übrigen Sektoren jedoch bleiben gegenüber der Situation ohne Förderung unberührt.

Hinsichtlich der konzeptionellen Beschränkung des europäischen Emissionshandels auf bestimmte Sektoren und Treibhausgase besteht trotz der stetigen Verbesserungen eine bedeutende Diskrepanz zwischen dem idealtypischen Modell und der praktischen Umsetzung (Kemfert & Diekmann, 2009, S. 170 f.). Eine weitere Schwächung der Anreizwirkung des Emissionshandels besteht in den wenig glaubwürdig fixierten Reduktionszielen, da die nationalen politischen Entscheidungsträger in einem ständigen Konflikt zwischen Umwelt- und Wirtschaftspolitik stehen und dazu neigen, Klimaziele bzw. die finanzielle Belastung der betroffenen

Sektoren zu verringern (Mennel, 2012, S. 21 f.). Auf europäischer Ebene wird dies im politischen Prozess durch die Interessen der betroffenen Industrien an einem niedrigen Zertifikatspreis und Erhalt ihrer Wettbewerbsposition gegenüber Nicht-EU-Wettbewerbern im Zusammenspiel mit der Durchsetzung weiterer politischer Ziele der EU-Politik erhöht (Weber & Hey, 2012, S. 45 f.). So führen Ausnahmeregelungen, ein gescheiterter Abbau von überschüssigen Zertifikaten, welche infolge der Wirtschaftskrise sowie durch einen hohen Zufluss internationaler Emissionsgutschriften angehäuft wurden, zu einem anhaltenden Verfall der Emissionspreise, dem man mit einer längerfristigen strukturellen Reform begegnen müsste (Neuhoff & Schopp, 2013). Der Fragenkomplex zur Emissionsvermeidung innerhalb des KfW/ZEW CO₂ Barometers ergab, dass für nur 12 % der Großemittenten eine direkte Vermeidung von Treibhausgasen der Grund für die Durchführung von CO₂-Minderungsmaßnahmen war (ZEW/KfW, 2012). Demnach sind die Reduzierung der Energiekosten und allgemeine Effizienzziele, teilweise angeregt durch politische Förderprogramme, die Hauptgründe. Die Höhe des Zertifikatspreises scheint während der 2. Handelsperiode von 2008-2012 schlichtweg kein ausreichender wirtschaftlicher Anreiz für Investitionen in Vermeidungstechnologien gewesen zu sein (siehe Abbildung 19).

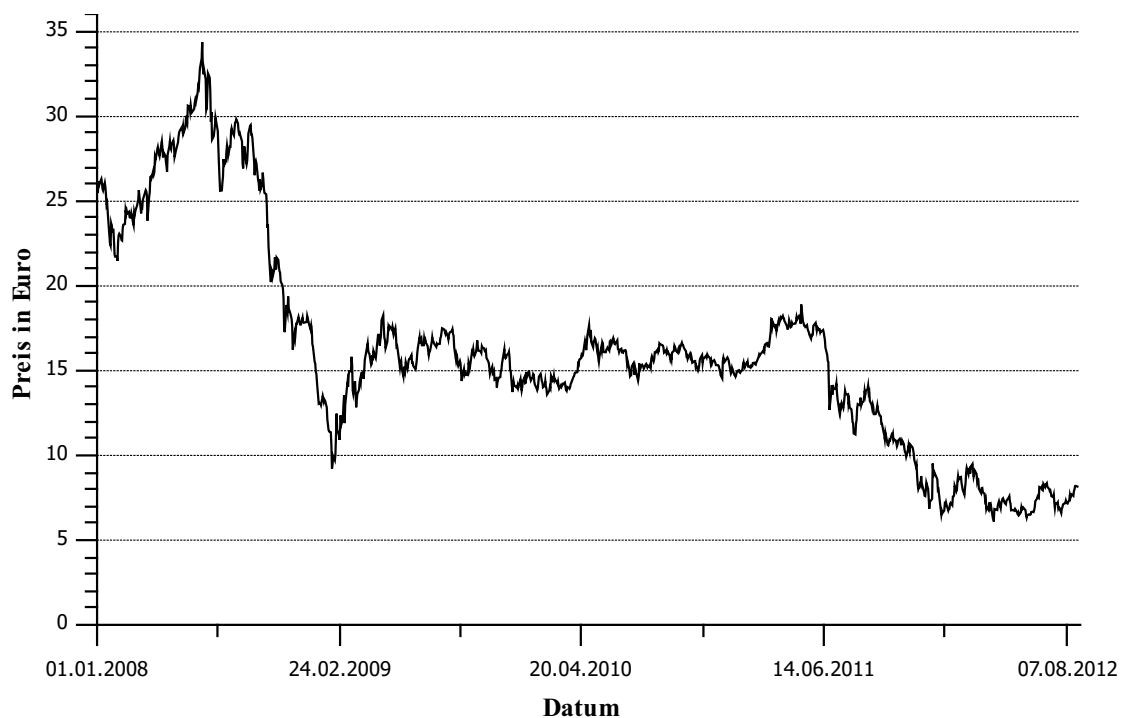


Abbildung 19: Preise für European Union Allowance (EUA) in der 2. Handelsperiode 2008-2012 (eigene Darstellung, Datenquelle: EEA (2014))

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das umweltpolitische Instrument eines Handels mit Emissionszertifikaten ein wichtiger Baustein für eine wirksame Klimapolitik ist, jedoch nicht, wie von einigen Ökonomen gefordert, als alleiniges Instrument für den Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien funktionieren kann. Dies liegt in den über die Klimawirkung der fossilen Rohstoffnutzung hinausgehenden Externalitäten sowie in der konzeptionellen Beschränkung und politischen Umsetzung eines Emissionshandelssystems¹⁰⁹ begründet. Demzufolge ist der Einsatz weiterer Förderinstrumente zur Nutzung erneuerbarer Energien erforderlich, wobei der koordinierte Einsatz entscheidend für die Effizienz des staatlichen Eingriffs ist. Ebenfalls zu erwähnen ist die Begünstigung der Nutzung fossiler und atomarer Ressourcen durch direkte Subventionen, deren preissenkende, marktverzerrende Wirkung der Internalisierung genannter externer Effekte entgegensteht (Bechberger et al., 2003, S. 22 f.; Lehmann & Gawel, 2013, S. 601).¹¹⁰

Bestehende Förderinstrumente für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verfolgen, ungeachtet der ökonomischen Begründung, eine Reihe von Zielen, wovon manche über die Beseitigung von Marktversagen hinausgehen (vgl. Bechberger et al., 2003, S. 15 f.; Langniß et al., 2007, S. 18 ff.; Lehmann & Gawel, 2013, S. 603):

- Umwelt- und klimapolitische Ziele, die insbesondere den Klimaschutz durch eine Verringerung der Treibhausgasemissionen, aber auch die Vermeidung lokaler, gesundheitsschädlicher Emissionen verfolgen. Die Verringerung des Einsatzes fossiler Ressourcen soll einen Beitrag zum Naturschutz und Erhalt der Biodiversität durch eine Begrenzung des umweltschädlichen Ressourcenabbaus leisten.
- Wirtschaftspolitische Ziele, die eine Stärkung der eigenen Industrie im internationalen Wettbewerb betreffen, um vom Export von Dienstleistungen und Waren der Wachstumssektoren zu profitieren und dort positive Netto-Beschäftigungseffekte zu erzeugen. Die langfristige Sicherung einer stabilen und bezahlbaren Energieversorgung spielt hauptsächlich bei derzeit stark importabhängigen Staaten eine große Rolle.

¹⁰⁹Wie beispielhaft am europäischen Treibhausgashandelssystem gezeigt.

¹¹⁰Die Subventionierung fossiler und atomarer Ressourcennutzung hat u. a. negative Auswirkungen auf die Ressourcenallokation, den effizienten Energieeinsatz, die Begünstigung bestimmter Industriesektoren und die Investitionsanreize in regenerative Energietechnologien. Eine umfassende Übersicht der Subventionswirkungen sowie deren Höhe ausgewählter Länder ist in IMF (2013) zu finden.

- Forschungspolitische Ziele, die eine Unterstützung privater Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten und die Einführung von innovativen EE-Technologien betreffen. Dadurch soll das Beschreiten eines bestimmten Technologiefades unterbunden und Investitionen in Technologien angereizt werden, die sich in einem frühen Entwicklungsstadium befinden. Durch eine breite Diversifikation der Technologien soll langfristig eine günstigere Energieversorgung als die heute überwiegend fossile und atomare realisiert werden.

Die Einführung eines Emissionshandelssystems ist in einer zunehmenden Anzahl von OECD-Staaten als ein zentrales und effektives Instrument zur Erreichung des klimapolitischen Ziels anerkannt. Dies liegt in der relativ hohen Sicherheit der Zielerreichung, der Erzeugung eines einheitlichen Preissignals und der möglichen Koordination der Handelssysteme unterschiedlicher Länder für eine globale Harmonisierung der Klimapolitik begründet (Matthes, 2010). Bei den Fördermaßnahmen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hingegen gibt es eine größere Vielfalt der weltweit eingesetzten Instrumente und flankierenden Maßnahmen. Über deren jeweiligen Vor- und Nachteile besteht eine lebhafte politische und wissenschaftliche Diskussion. Im Folgenden werden die grundlegenden Instrumente vorgestellt und die bedeutendsten näher diskutiert.

3.4.2 Ausgestaltung der Förderinstrumente

Die politischen Instrumente zur Förderung des Ausbaus der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien lassen sich nach verschiedenen Kriterien klassifizieren. So ist zwischen direkten und indirekten Förderinstrumenten zu unterscheiden, je nachdem, ob das Instrument direkt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder die Installation von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten fördert oder deren Rahmenbedingungen über indirekt wirkende Maßnahmen verbessert (Haas et al., 2011a, S. 111). Weiterhin ist es bei Heranziehen des Kriteriums der Eingriffsintensität des Staates möglich, verschiedene Typen von umwelt- und energiepolitischen Instrumenten zu bestimmen (Langniß et al., 2007, S. 33). Dieser Klassifikation zufolge sind die direkt wirkenden Instrumenten in erster Linie ökonomische und fiskalische, die zum einen die Angebotsseite, also die Produzenten von elektrischer Energie und auf der anderen Seite die Nachfrageseite, also die Endverbraucher von elektrischer Energie, beeinflussen. Der Eingriff wiederum kann über eine Steuerung des Preises oder der Menge erfolgen, wobei sich die Vergütungsregel entweder an der erzeugten Arbeit oder der installierten Leistung orientieren kann (vgl. Abbildung 20).

Direkte Instrumente					
Typen		• ökonomische Instrumente • fiskalische Instrumente			
		angebotsorientiert		nachfrageorientiert	
		preisbasiert	mengenbasiert	preisbasiert	mengenbasiert
Förderung von	Arbeit	•Einspeisetarif •Steuervergünstigung •vermiedene Netzentgelte	•Quotenmodell mit Grünstrom-Handel •Ausschreibungsmodell*	•zertifizierter Grünstrom •ökologische Steuern	•Quotenmodell für Endverbraucher
	Leistung	•leistungsabhängiger Investitionszuschuß •leistungsabhängige steuerliche Vergünstigung	•Ausschreibungsmodell** •Steuervergünstigung	•Vergünstigung von Teilhaberprogrammen	

Indirekte Instrumente		
Typen	• fiskalische Instrumente • Verpflichtungserklärungen • Ordnungsrecht	• Information • Bildungsförderung • Forschung und Entwicklung
	•vorrangige Einspeisung •vorrangiger Netzanschluss •ordnungsrechtliche Einsatzvorschriften •technische Standards •(staatliche) Informationsdienstleistungen	•(staatliche) Bildungsmaßnahmen •Verhandlungsführung von freiwilliger Selbstverpflichtung •Förderung von Forschungs- und Entwicklung •begrenzte Bilanzkreisverantwortung

*Versteigerung von Fixvergütung

**Versteigerung von Investitionszuschuss

Abbildung 20: Übersicht und Klassifizierung von Förderinstrumenten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (eigene Darstellung)

Von der Vielzahl an Instrumententypen stellen derzeit die angebotsorientierten Instrumente das häufigste, zentrale Mittel der nationalen Energiepolitik der Staaten mit einem Ausbauziel für erneuerbare Energien dar. Die indirekten Maßnahmen verschaffen den zu fördernden erneuerbaren Energien ein Privileg hinsichtlich des Marktzugangs, Netzanschlusses oder der Übernahme von Verantwortung im Bilanzausgleich und stellen somit eine wichtige Ergänzung zur rein finanziellen Unterstützung dar. Speziell in Elektrizitätssektoren mit einer hohen Marktkonzentration ist ein gewisses Maß an Protektion notwendig, um Markteintrittsbarrieren für eine neue Technologie zu überwinden. Innerhalb der angebotsorientierten Förderinstrumente für erneuerbare Energien sind aufgrund ihres verbreiteten Einsatzes zwei von besonderer Bedeutung: zum einen die feste Einspeisevergütung, welche

in den EU-Staaten stark verbreitet ist (Diekmann et al., 2012, S. 16), und zum anderen das angebotsorientierte Quotenmodell als dominierendes Instrument in den USA (Schmalensee, 2012, S. 45).

Eine feste Einspeisevergütung für Strom (englisch: *Feed-in Tariff*, FIT) ist ein preisbasiertes Förderinstrument, das folgende zentrale Eigenschaften aufweist (siehe u. a. Bechberger et al., 2003, S. 2 ff.; Fräss-Ehrfeld, C., 2009, S. 264 f.; Weber & Schröder, 2011, S. 46):

- Betreiber von EE-Stromerzeugungsanlagen erhalten eine fest vorgegebene Vergütung pro erzeugter Energiemenge über einen festgelegten Zeitraum. Diese Zahlung ist völlig unabhängig vom zeitabhängigen Preis auf dem Spotmarkt der Großhandelsplätze.
- Die Höhe und Dauer der festen Vergütung wird dabei vom Gesetzgeber bestimmt und ist im optimalen Fall so ausgelegt, dass der Betreiber der Anlage innerhalb des Förderzeitraums durch die zu erwartende, erzeugte Energiemenge die Summe der Stromgestehungskosten während der angesetzten Lebensdauer der Anlage deckt, sowie eine zusätzliche, angemessene Rendite erhält.
- Die Höhe und Dauer der festen Vergütung kann sich je nach Technologie unterscheiden, falls die Diversifizierung der zugebauten Anlagen zu den energiepolitischen Zielen zählt.
- Die festgeschriebene Höhe der Vergütung entwickelt sich im Laufe der Zeit degressiv, um entsprechende Kostenreduktionen aufgrund von Lerneffekten bei der Technologieentwicklung und -produktion zu berücksichtigen und eine zu hohe Rendite der Anlagenbetreiber zu vermeiden.
- Die feste Einspeisevergütung wird oftmals mit nicht-finanziellen Fördermaßnahmen flankiert, wie einer Vorrangregelung und Abnahmepflicht.

Das Instrument der festen Einspeisevergütung schafft somit eine hohe Investitionssicherheit, in dem der Anlagenbetreiber nicht dem Risiko des volatilen Marktpreises ausgesetzt wird und letztendlich nur das Risiko über die eingespeiste Energiemenge während der Förderdauer trägt.¹¹¹ Diese Energiemenge zu maximieren ist somit der primäre Anreiz für EE-Investoren in einem System der festen Einspeisevergütung.

¹¹¹Falls keine weiteren flankierenden Förderinstrumente bestehen, ist der Anlagenbetreiber noch über die Bilanzkreisverantwortung dem Prognoserisiko und den dadurch entstehenden Kosten für Ausgleichsenergie ausgesetzt.

Der Zeitpunkt der Einspeisung hingegen ist keine Variable in der Gewinnmaximierungsstrategie, wie es für den übrigen, konventionellen Kraftwerkspark der Fall ist, der sich an den Preisen des Day Ahead-Markts orientiert. Während die garantierte Anschlusspflicht neuer Kraftwerke ohnehin ein Grundelement der Liberalisierung des Elektrizitätssektors darstellt, ist die Garantie einer vorrangigen Einspeisung ein wichtiges Element zum Schutz vor Marktmachtausübung etablierter Versorgungsunternehmen und zur Sicherung des Absatzes. Dieser wäre ansonsten in Situationen bedroht, in denen die variablen Erzeugungskosten der EE-Anlagen über dem aktuellen Day Ahead-Marktpreis liegen und ohne das bestehende Recht zur vorrangigen Einspeisung aus der Merit-Order gedrängt werden würden (Frontier Economics, 2012, S. 15).¹¹²

Die festen, technologieabhängigen Einspeisetarife sind höher, als der durchschnittliche Erwartungswert der Erlöse auf dem Großhandel zu Zeiten einer Stromeinspeisung während der Lebensdauer einer geförderten Anlage.¹¹³ Demnach entspricht die Höhe der Förderkosten der kumulierten, volumengewichteten Differenz zwischen fester Einspeisevergütung und erzieltm Erlös zu Zeiten der Stromeinspeisung. Besondere Aufmerksamkeit gilt dabei der zeitunabhängigen, aber technologiespezifischen Höhe der Einspeisevergütung, während der Erlös bei einer auf dem Stromgroßhandel üblichen Einheitspreisauktion zeit-, jedoch nicht technologieabhängig ist:

¹¹²Während dies für Biomasseanlagen bei derzeitigen Erzeugungskosten sehr häufig der Fall wäre, würden Anlagen mit Grenzkosten nahe Null bei Preisen nahe Null oder negativen Preisen verdrängt werden.

¹¹³Wäre dies nicht der Fall, wäre keine direkte, betriebsabhängige Förderung nötig, da die am Großhandel erzielten, kumulierten Erlöse die des festen Einspeisetarifs übertreffen würden.

$$\begin{aligned}
DC^{tot} &= FIT^{tot} - R^{tot} = \sum_{j=1}^T \sum_{t_0}^T FIT_j \cdot Q_{j,t}^{En} - \sum_{j=1}^T \sum_{t_0}^T P_t \cdot Q_{j,t}^{En} \\
&= \sum_{j=1}^T \sum_{t_0}^T Q_{j,t}^{En} \cdot (FIT_j - P_t)
\end{aligned} \tag{10}$$

wobei	DC^{tot}	gesamte Differenzkosten während einer Periode
	FIT^{tot}	gesamte Kosten der festen Einspeisevergütungen
	R^{tot}	gesamte Erlöse auf dem Großhandel für EE-Strom
	FIT_j	Höhe der festen Einspeisevergütung für Technologie j
	$Q_{j,t}$	erzeugte Energiemenge der Technologie j zum Zeitpunkt t
	P_t	(einheitlicher) Preis im Großhandel zum Zeitpunkt t
	t_0/T	Startzeitpunkt und Endzeitpunkt der Periode

Die beschriebene Summe wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit als *Differenzkosten* während einer Periode definiert. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass dies bewusst nicht dem Ansatz der *systemanalytischen Differenzkosten* nach Nitsch et al. (2012, S. 222 ff.) entspricht. Grund hierfür ist die für die vorliegende Arbeit zweckmäßige Bestimmung der Differenz zwischen Markterlösen und regulatorisch festgelegten Zahlungen an die EE-Anlagenbetreiber als relevante Summe der umzulegenden Kosten einer Einspeisevergütung.¹¹⁴

Die Differenzkosten¹¹⁵ werden entweder vom Fiskus getragen oder auf den gesamten Stromverbrauch umgelegt und von den Stromkonsumenten in Abhängigkeit der individuell verbrauchten Energiemenge bezahlt. Hierbei sind diverse Regelungen denkbar, die bestimmte Branchen oder Unternehmen von der Zahlung der Differenzkosten ganz oder teilweise ausschließen, um deren internationale oder intermodale Wettbewerbsfähigkeit¹¹⁶ nicht durch zu hohe Kosten für elektrische Energie zu beeinträchtigen (so z. B. die Besondere Ausgleichsregelung in Deutschland, vgl. IZES/ISI/DIW/GWS, 2012, S. 14). Diese weitestgehende Sozialisierung des Preisrisikos und dadurch gewährleistete hohe Investitionssicherheit ist zentraler Bestandteil einer Einspeisevergütung. Klessmann et al. (2008, S. 3655) betonen die Bedeutung

¹¹⁴Im Vergleich zu den hier definierten Differenzkosten verstehen Nitsch et al. (2012, S. 222 ff.) unter den systemanalytischen Differenzkosten die Differenz der Stromgestehungskosten sowie ggf. abweichenden Netzkosten, zwischen zwei zu vergleichenden Systemen. In Bezug auf den Ausbau der EE-Stromerzeugung betrifft dies die Alternative einer fossil-nuklearen Erzeugung. Siehe hierzu auch Löschel et al. (2012, S. 93 f.) sowie die Diskussion in Leprich et al. (2013a, S. 23).

¹¹⁵Nach Definition der vorliegenden Arbeit.

¹¹⁶In Deutschland werden bspw. schienengebundene Verkehrssysteme von Zahlung der Differenzkosten befreit, da diese ansonsten gegenüber nicht-schienengebundenem und -strombetriebenen Verkehr beeinträchtigt werden würden.

der zusätzlichen, indirekten Förderung durch vermiedene Prognoserisiken und einen vorrangigen Netzanschluss.¹¹⁷

Feste Einspeisetarife als preisbasierte Instrumente stellen die Entscheidungsträger vor die Herausforderung der Festlegung auf eine bestimmte Höhe und anschließende Degression der Vergütungstarife. Diese setzt den Anreiz zur Kostenersparnis, hat direkten Einfluss auf die Verteilung zwischen Konsumenten- und Produzentenrente sowie zukünftige Investitionsanreize. Im optimalen Fall verläuft die Degression des Einspeisetarifs parallel mit den spezifischen Investitionskosten der Anlagen. Als nützliches Hilfsinstrument hat sich hierfür das Konzept der Lernkurven erwiesen, wobei sich v. a. hinsichtlich des berücksichtigten Zeitrahmens und geographischen Rahmens deutliche Unterschiede und somit Unsicherheiten ergeben (siehe am Beispiel von Windkraft Junginger et al., 2005; Lindman & Söderholm, 2012). Die Höhe der Einspeisetarife und deren in der Zeit fortlaufende Degression haben dabei wiederum rückwirkende Effekte auf die realisierten Lernraten. Tarife, die eine vergleichsweise hohe Rendite versprechen, führen einerseits zu einem hohen Ausbau der betroffenen Technologie und somit zu höheren Lerneffekten, andererseits reduzieren sie den Kostendruck auf die Anlagenbetreiber und -entwickler, der sich positiv auf die Attraktivität von Innovationen und die dadurch ausgelösten Lerneffekten auswirkt (Söderholm & Klaassen, 2007, S. 183). Die technologisch differenzierten Tarife machen Technologien mit vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten, aber ebenfalls hohem Anwendungs- und Kostensenkungspotenzial, für Investoren attraktiv (Diekmann et al., 2012, S.16) und führt zu deren Ausbau (siehe Abbildung 21.). Aus einer rein statischen Sichtweise wird durch die Technologiedifferenzierung jedoch nicht der kosteneffizienteste Einsatzmix erreicht, falls günstigere Technologien mit nicht voll ausgeschöpftem Potenzial zur Verfügung stehen (siehe u. a. Frondel et al., 2010, 4049 f.; Haucap & Kühling, 2012b, S. 3 f.).

Ein angebotsorientiertes Quotenmodell für Strom aus erneuerbaren Energien (englisch: *tradable certificate system, renewable portfolio standard*) ist ein mengenbasiertes Förderinstrument, das folgende zentrale Eigenschaften aufweist (siehe u. a. Bechberger et al., 2003, S. 6 f.; Fräss-Ehrfeld, C., 2009, S. 265 f.; Weber & Schröder, 2011, S. 47 f.):

- Staatliche Festlegung einer bestimmten Menge oder eines Anteils an Strommengen, erzeugt durch erneuerbare Energien, die eine bestimmte Gruppe

¹¹⁷Diese Art der Förderung ist in den einfach quantifizierbaren Differenzkosten nicht enthalten.

(z. B. Energieversorger, Energieerzeuger oder Netzbetreiber) aufnehmen bzw. verkaufen muss.

- EE-Anlagenbetreiber bekommen pro erzeugter und ins Stromnetz eingespeister Energieeinheit ein sogenanntes Grünstromzertifikat ausgestellt. Diese Zertifikate können an einer Börse gehandelt werden.
- Die verpflichtete Gruppe erfüllt ihre Quote entweder über den Kauf von Grünstromzertifikaten an der Börse oder durch die eigene Erzeugung von EE-Strom. Im Falle einer Nichterfüllung werden Strafzahlungen fällig.
- Durch die staatlich generierte, positive Nachfrage nach Grünstromzertifikaten ergibt sich ein einheitlicher Marktpreis, dessen Höhe sich zu jedem Handelszeitpunkt aus Angebot und Nachfrage ergibt.
- Die Erzeuger von EE-Strom erhalten zum einen den üblichen Marktpreis für Strom und zum anderen den Preis für die Grünstromzertifikate.
- Strom aus verschiedenen EE-Technologien kann mit unterschiedlichen Wertigkeitsfaktoren belegt werden, d. h. bekommen pro Energieeinheit unterschiedlich viele Zertifikate ausgestellt, falls die Diversifizierung der zugebauten Anlagen zu den energiepolitischen Zielen zählt.¹¹⁸

Betreiber von EE-Stromerzeugungsanlagen haben im angebotsorientierten Quotenmodell demnach die Erlöse durch den Verkauf von elektrischer Energie auf den Strommärkten und durch den Verkauf von Grünstromzertifikaten als primäre Einnahmequellen. Folglich sind sie dem Risiko schwankender Marktpreise für Strom sowie für Grünstromzertifikate ausgesetzt. Die Verpflichtung der Anlagenbetreiber für die Vermarktung des erzeugten Stroms setzt diese zusätzlich dem Prognoserisiko aus, wobei schlechte Prognosen über die dargebotsabhängige Erzeugung durch den Bezug von Ausgleichsenergie bestraft wird. Für fluktuierende erneuerbare Energien ist aufgrund der kurzzeitig besser prognostizierbaren und dargebotsabhängigen Erzeugung und somit schlechten Vermarktbarkeit auf den Terminmärkten der Spotmarkt der primäre Handelsplatz. Um die dort erzielten Erlöse zu maximieren, muss die Stromerzeugung in den Zeiten hoher Marktpreise, also bei hoher Nachfrage, erfolgen. Die Anlagenbetreiber haben somit einen Anreiz auf Signale des Spotmarkts zu reagieren, soweit dies für dargebotsabhängige Technologien erreichbar ist. Mögliche Reaktionen der Betreiber auf Marktpreissignale und Prognoserisiko

¹¹⁸Eine alternative Methode besteht in der Festlegung von technologiespezifischen Teilquoten, was allerdings zu ebenfalls technologiespezifischen Zertifikatspreisen und keinem einheitlichem Preis führt.

sind (Frondelet et al., 2013, S. 35; Hiroux & Saguan, 2010, S. 3139 ff.; Klessmann et al., 2008, S. 3656 ff.):

- Investitionen in Technologien zur Verlagerung der dargebotsabhängigen Stromerzeugung in Zeiten hoher Nachfrage und Preise (z. B. Speicher),
- Installation der Anlagen an Standorten, welche unter Berücksichtigung des Energieertrags und des zeitlichen Erzeugungsprofils höhere Erlöse auf den Strommärkten versprechen,
- die Abschaltung von Anlagen mit Grenzkosten nahe Null bei negativen Preisen in Zeiten niedriger Nachfrage und hohem EE-Dargebot sowie die Investitionen in die dafür notwendige Fernsteuerung der Anlagen,
- Verlagerung von Wartungsarbeiten in Zeiten niedriger Nachfrage bzw. Preise,
- Verbesserung der individuellen Prognosen durch ein Zusammenlegen (englisch: *pooling*) von Anlagen sowie Investitionen in verbesserte Prognosemethoden.

Hierbei bleibt zu beachten, dass die technischen Reaktionsmöglichkeiten durch die natürliche Abhängigkeit der Stromerzeugung begrenzt sind. Aufgrund der steigenden Qualität von Erzeugungsprognosen eines Anlagenpools gegenüber Prognosen von Einzelanlagen durch Ausgleichseffekte liegen positive Skaleneffekte vor (Freris & Infield, 2008, S. 73 ff.). Die individuelle Verantwortung für die Erzeugungsprognosen bzw. den Ausgleich von Abweichungen führt somit tendenziell zu einer Übertragung der Verantwortung auf Dienstleister, wobei solche mit einem großen Anlagenpool von den Skaleneffekten profitieren können und ein Hang zu einer hohen Marktkonzentration besteht (vgl. Klessmann et al., 2008, S. 3657).

Eine undifferenzierte Quote für alle verfügbaren Anlagentechnologien führt zu einem Einsatz der Technologien, welche die vorgegebene Quote am kostengünstigsten erfüllen. Durch den einheitlichen Zertifikatspreis erhält die Technologie mit den geringsten Stromgestehungskosten die höchste Produzentenrente. Technologien, deren Kosten über der letzten, eingesetzten Technologie liegen, werden nicht eingesetzt bzw. erhalten keine zusätzliche Finanzierung über Zertifikate (siehe Abbildung 21). Demnach ist bei einer Einheitsquote, je nach Verfügbarkeit der günstigsten Technologien, eine geringe Vielfalt bei den eingesetzten Technologien zur Erfüllung der Quote zu erwarten (vgl. Bergek & Jacobsson, 2010). Da Technologien mit höheren Stromgestehungskosten, aber hohem Innovations- und Kostensenkungspotenzial, nicht von der Förderung berücksichtigt werden, besteht die Gefahr eines techno-

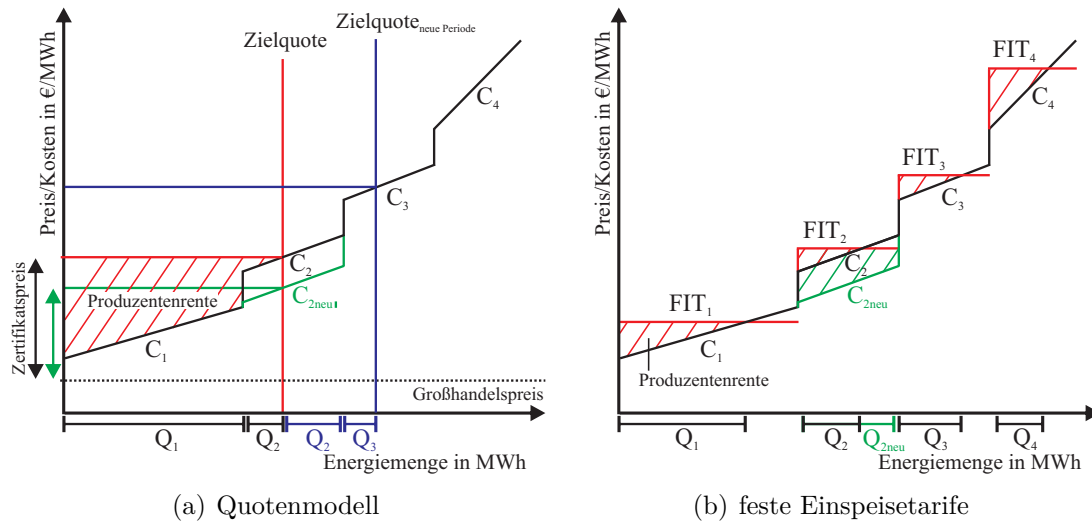


Abbildung 21: Marktergebnisse im Quotenmodell und unter einer festen Einspeisevergütung (eigene Darstellung)

logischen Lock-In-Effekts, was langfristig zu höheren Gesamtsystemkosten führen kann (Diekmann et al., 2012, S. 16 f.).

Der Preis für Grünstromzertifikate hängt direkt mit der festgelegten und zu erfüllenden Quote der EE-Stromerzeugung zusammen, welche die staatlich generierte Nachfrage bestimmt. Da ein einheitlicher Preis für Grünstromzertifikate herrscht, bestimmt die letzte, eingesetzte Anlage den Marktpreis. Theoretisch entspricht dieser der Differenz aus den Stromgestehungskosten der marginalen EE-Anlage und deren Erlöse auf dem Großhandelsmarkt, also exakt deren Differenzkosten bei einer festen Einspeisevergütung (siehe Formel 10), falls die Höhe der Vergütung exakt den Stromgestehungskosten entspricht (Menanteau et al., 2003, S. 809). Folglich ergeben sich durch einen Wechsel der inframarginalen Anlagen bzw. Technologien Schwankungen im Zertifikatspreis. Ersetzt eine günstigere Technologie die vormals inframarginale, sinkt ceteris paribus der Preis für ein Grünstromzertifikat.¹¹⁹ Im entgegengesetzten Fall erhöht sich der Zertifikatspreis, falls z. B. durch eine Erhöhung der zu erfüllenden Quote der Einsatz einer Technologie mit höheren Stromgestehungskosten notwendig wird (siehe Abbildung 21). Infolgedessen kann es aufgrund des einheitlichen Zertifikatspreises zu Preisschocks und hohen Produ-

¹¹⁹Führt die Summe der EE-Stromerzeugung zu einer Überfüllung der Quote, fällt der Zertifikatspreis auf Null, was ein zusätzliches Preisrisiko darstellt (Woodman & Mitchell, 2011, S. 3916). Um dem entgegenzuwirken, ist eine Möglichkeit das Einrichten eines Mindestpreises. Dies verändert jedoch die Charakteristik des hier diskutierte Quotenmodells grundlegend in Richtung eines Prämienmodells (vgl. Schwarz et al., 2008, S. 18) und wird nur der Vollständigkeit halber aufgeführt.

zentenrenten für die anfänglich eingesetzten, günstigsten Technologien kommen (Bergek & Jacobsson, 2010, S. 1262 f.; Weber & Hey, 2012, S. 49).

Um die Preisschwankungen gegen Ende einer Periode mit einer bestimmten Quote zu reduzieren, kann den Nachfragern das Halten von Zertifikaten (englisch: *banking*) erlaubt werden und damit eine Möglichkeit zur intertemporalen Optimierung der Quotenerfüllung. Vor allem in einem Erzeugungssystem mit viel fluktuierender Erzeugung lässt sich dadurch die Volatilität der Grünstromzertifikate verringern (Amundsen et al., 2006). Eine weiteres Instrument zur Senkung der Preisschwankungen ist das Erfüllen einer Quotenverpflichtung in der aktuellen Periode mit Zertifikaten aus den zukünftigen (englisch: *borrowing*), was jedoch ohne zusätzliche Einschränkungen die Gefahr einer dauerhaften Aufschiebung beinhaltet (Schwarz et al., 2008, S. 17 f.).

Für eine Erfüllung der angesetzten Quote ist die Implementierung einer Sanktion in ausreichender Höhe notwendig. Diese wird im Falle einer Nichterfüllung fällig und soll die verpflichteten Akteure anreizen, die Quote auch tatsächlich zu erfüllen. Die Höhe der Sanktion ist entweder fixiert oder richtet sich nach dem einheitlichen Marktpreis für Grünstromzertifikate (Bechberger et al., 2003, S. 8; Schwarz et al., 2008, S. 18). In letzterem Fall ist implizit eine Preisobergrenze festgesetzt, da der Zahlung der Sanktion dem Kauf der teureren Zertifikate der Vorzug gegeben wird (englisch: *buy-out price*).¹²⁰ Ist die Höhe der Sanktion zu gering oder deren Durchsetzung nicht ausreichend strikt, droht eine Zielverfehlung (vgl. Weber & Hey, 2012, S. 48; Woodman & Mitchell, 2011, S. 3915 f.).

3.4.3 Bewertungskriterien

Als idealtypische Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit einer Preis- bzw. Mengensteuerung wurden feste Einspeisetarife bzw. das angebotsorientierte Quotenmodell in ihrer Ausgestaltung und Funktionsweise vorgestellt, da diese die derzeit am häufigsten eingesetzten sind. Die Bewertung zur Abwägung des Einsatzes zwischen den Instrumenten lässt sich nur mit einem vielfältigen Kriterienkatalog unter Berücksichtigung des komplexen Sachverhaltes und der individuellen Rahmenbedingungen vornehmen.

¹²⁰Das in Großbritannien praktizierte Quotenmodell sah eine anteilige Ausschüttung der Strafzahlungen an die Käufer von Grünstromzertifikaten vor. Dadurch liegt der buy-out Preis etwas über der Strafzahlung, da man für jedes gekaufte Zertifikat am Ende der Periode seinen Anteil aus den kumulierten Strafzahlungen bekommt (Mitchell et al., 2006, S. 300).

In einem Markt, in dem der staatliche Regulierer vollkommene Information über den Verlauf der Grenzkosten- und Nutzenkurve der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien besitzt, führen beide Instrumente zum Optimum. In diesem Fall wird die gleiche Menge zum gleichen Preis erzeugt.¹²¹ Herrscht keine vollständige Information über den exakten Verlauf, lässt sich das vorteilhaftere Instrument anhand der relativen Steigung der Grenzkostenkurve, gemessen an der Grenznutzenkurve, bestimmen (Weitzman, 1974): Bei einer relativ steileren Grenzkostenkurve ist ein Preisinstrument vorteilhaft, bei einer relativ steileren Grenznutzenkurve ein mengenbasiertes Instrument.¹²² Der jeweilige Vorteil ergibt sich durch eine geringere Abweichung vom theoretischen Optimum aufgrund der festgesetzten Menge bzw. des Preises im Vergleich zum alternativen Instrument.

Die Anwendung der sogenannten Weitzman-Regel setzt eine gewisse Kenntnis darüber voraus, ob der Verlauf der Grenzkosten- und Nutzenfunktion flach bzw. steil ist. Hierüber gibt es jedoch keine einheitliche Aussage in der ökonomischen Literatur, weshalb die theoretische statische Analyse für einen Vergleich der idealtypischen Instrumente nicht ausreichend ist (vgl. Diekmann, 2008, S. 18). Zudem gibt es neben dem ökonomischen Kriterium der statischen Effizienz weitere bedeutende Kriterien für den praktischen Erfolg eines Instruments zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (vgl. Diekmann, 2008, S. 5 ff.; Fräss-Ehrfeld, C., 2009, S. 262; Langniß et al., 2007, S. 23 ff.; Springmann, 2005, S. 8 ff.):

Dynamische Anreizwirkung: Das Instrument muss Anreize zu technischem Fortschritt und zur Kostensenkung der Stromerzeugungstechnologien generieren. Innovationstätigkeiten, wie Investition in Forschung und Entwicklung, müssen von dem Instrument belohnt werden. Bei einem technologiedifferenzierten Instrument, das auch noch verhältnismäßig teure Technologien in einem frühen Stadium berücksichtigt, ist die Innovationswirkung zentrale Voraussetzung für den nachhaltigen Erfolg der Förderung. Das Kriterium der dynamischen Anreizwirkung kann konträr zu dem der statischen Kosteneffizienz sein, da hier per Definition kein Anreiz für Veränderungen besteht.

Fördereffizienz: Das Instrument sollte eine möglichst große Wirkung in Richtung der Zielerreichung (z. B. Anteil der EE-Stromerzeugung) pro eingesetzten

¹²¹Wie bereits beschrieben hängt dies ebenfalls davon ab, ob eine Technologiedifferenzierung vorgesehen ist oder nicht.

¹²²Da die Angebotsfunktion der Grenzkostenkurve und die Nachfragefunktion der Grenznutzenkurve entspricht, lässt sich das vorteilhaftere Instrument auch anhand der Elastizitäten bestimmen (vgl. Langniß et al., 2007, S. 68): Wenn die Preiselastizität der Nachfrage kleiner ist als die des Angebots ist ein Preisinstrument vorzuziehen und vice versa.

finanziellen Mitteln erreichen. Dies soll in erster Linie durch ein Verhindern von Mitnahmeeffekten (siehe auch *Verteilungswirkung*), also übermäßigen Gewinnen der EE-Investoren, aber auch durch das Instrument ggf. notwendige, zu hohe Risikoprämien verhindert werden (siehe auch *Planungssicherheit*). Das Kriterium der Fördereffizienz ist von dem der rein statischen Betrachtung zu unterscheiden, da es eine politisch gewollte Technologiedifferenzierung und -entwicklung berücksichtigt. In einer weiter gefassten Definition können auch Transaktionskosten zu den Fördermitteln hinzugezählt werden.

Verteilungswirkungen: Wird die Förderung über eine Umlage auf den Stromverbrauch finanziert, ergibt sich das Problem der relativ stärkeren Belastung einkommensschwacher Haushalte im Vergleich zu wohlhabenderen. Solche können zudem durch Investitionen in Stromeffizienzmaßnahmen besser auf Preisveränderungen reagieren. Auf Seite der Unternehmen können solche mit stromintensiver Bruttowertschöpfung im internationalen Wettbewerb einen Standortnachteil erfahren. Die regionale Verteilung der Fördermittel und die damit einhergehenden regionalen Beschäftigungseffekte, aber auch die zum Teil negativen Auswirkungen des lokalen EE-Ausbaus¹²³ müssen durch das Instrument berücksichtigt werden, da gerade bei FEE-Technologien natürliche Standortvorteile bestehen, und damit ebenfalls eine natürliche Ungleichverteilung. Damit einhergehend ist die differenzierte Vergütung verschiedener Standorte eine Voraussetzung zur Vermeidung von überhöhten Gewinnen, speziell bei einer Technologiedifferenzierung. Eine weitere wichtige Verteilungsfrage ist die des Risikos über erzeugte Energiemengen, Prognoseabweichungen und Preisunsicherheiten (siehe auch *Planungssicherheit*).

Kompatibilität: Da in der Regel ein umfangreicher umweltpolitischer Instrumentenmix besteht, müssen dessen Ziele und Wirkungen bei der Ausgestaltung des Instruments berücksichtigt werden. Insbesondere betrifft dies über einen Emissionshandel sowie über ökologische Steuern auf fossile Energieträger generierte, wettbewerbliche Vorteile von erneuerbaren Energien. Demgegenüber steht die Subventionierung fossiler und atomarer Stromerzeugung, die in direktem Widerspruch zur EE-Förderung stehen.

Praktikabilität: Ein nach statischem Effizienzkriterium theoretisch optimales Instrument kann unter realen Bedingungen erhebliche Nachteile aufweisen.

¹²³Ein Teil der EE-Technologien ist mit negativen lokalen externen Effekten verbunden, so z. B. die Geräuschentwicklung, der Schattenwurf und die optische Veränderung durch den Bau von Windanlagen.

So ist davon auszugehen, dass der staatliche Regulierer in keinem Fall über vollständige Information verfügt. Weitere Bedingungen für einen praktikablen Einsatz ist die mögliche Definition von transparenten Regeln und Genehmigungsverfahren, welche für die direkt beteiligten Akteuren zumutbare Transaktionskosten verursachen (siehe auch *Fördereffizienz*). Neben den wirtschaftlichen Akteuren betrifft dies auch die staatlichen Institutionen und die Beherrschbarkeit des mit dem Instrument verbundenen Aufwands für Kontrolle und Evaluation.

Zielerreichung: Die umweltpolitischen Ziele beim Ausbau der Stromerzeugung aus EE sind üblicherweise über Mengen und Zeiträume definiert. Das zentrale Förderinstrument muss demnach mindestens eine Erreichung der Mengenziele zu dem festgelegten Zeitpunkt ermöglichen. Demzufolge ist neben der reinen Effektivität die Geschwindigkeit der Zielerreichung relevant. Bei Beginn der Förderung oder bei einem Wechsel der Förderstrategie ist die Implementierungsdauer zu beachten. Die Wirkungsgeschwindigkeit des Instruments wird ebenfalls von dessen Robustheit bei einer Schwankung externer Faktoren, wie z. B. der Rohstoff- und Energiepreise bestimmt (siehe *Planungssicherheit*).

Planungssicherheit: Da die Wirtschaftlichkeit der noch nicht allein über Markterlöse finanzierbaren EE-Anlagen im Wesentlichen von dem eingesetzten Förderinstrument und den flankierenden Maßnahmen abhängen, ist die Investition nur unter einer gewissen Planungssicherheit attraktiv. Dies kann über eine entsprechende Risikodiversifizierung (siehe *Verteilungswirkung*), transparenten Regeln (siehe *Praktikabilität*) und einen stabilen Planungsrahmen durch eine kontinuierliche Förderpolitik erreicht werden. Festgesetzte und möglichst verbindliche Ausbauziele sowie wenige Richtungsänderungen in der Förderpolitik sind wesentliche Bestandteile einer solchen Politik. Dies betrifft vor allem solche Technologien mit einem längeren Planungszeitraum bis zur Realisierung. Der Investor ist umso weniger Risiken ausgesetzt, je sicherer die zu prognostizierenden Zahlungsströme für den erzeugten EE-Strom sind.

Politische Durchsetzbarkeit: Die Akzeptanz des Instruments in Gruppen mit verschiedenen, wirtschafts-, gesellschafts- und umweltpolitischen Interessen ist Voraussetzung für eine Realisierung im politischen Prozess in einer Demokratie. Je nach Größe und Grad der Organisation ist deren Einfluss während der parlamentarischen Gesetzgebung unterschiedlich stark. Neben

der vergleichsweise unorganisierten, aber großen Gruppe der privaten Stromverbraucher, ist vor allem der Versuch der Einflussnahme von Akteuren aus der Elektrizitätswirtschaft zu erwarten, wie z. B. Hersteller und Betreiber von EE- aber auch fossilen Anlagen, Stromversorger, Dienstleister aus dem Handel, Netzbetreiber und stromintensive Unternehmen. Entscheidende Kriterien für die Präferenz einer Gruppe für ein bestimmtes Instrument ist die jeweilige *Verteilungswirkung*, *Planungssicherheit* und *Praktikabilität*.

Es ist offensichtlich, dass Beziehungen zwischen den aufgeführten Kriterien bestehen. Die Erfüllung eines Kriteriums kann dabei komplementär zu manchen, jedoch auch gleichzeitig konträr zu anderen sein. Während die ökonomischen Effizienzkriterien auf die theoretischen Idealmodelle anzuwenden sind, sind im Gegensatz dazu bei den weiteren Kriterien durchaus länderspezifische Besonderheiten zu beachten. Diese können nationale Interessengruppen mit besonderem politischen Einfluss, aber auch die von historischen, nationalen Entwicklungen in der Wirtschaftspolitik geprägte Öffentlichkeit sein. Aus diesem Grund ist es nicht möglich, eine rationale Entscheidung für ein Förderinstrument im Sinne der mikroökonomischen Theorie, d. h. auf Basis einer Präferenzordnung, zu treffen. Eine universell gültige Gewichtung der Kriterien existiert somit nicht und muss aus einem individuellen Abwägungsprozess heraus und unter Beachtung der Zielformulierung der Förderpolitik entstehen.¹²⁴ Eine erfolgreiche Förderpolitik setzt diesen Abwägungsprozess voraus, die Bewertung eines Instruments allein anhand des statischen Effizienzkriteriums ist aufgrund der vielfältigen Erfolgskriterien unzureichend.

3.4.4 Zusammenfassende Bewertung

Angebotsorientierte Förderinstrumente zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind weltweit in der Energiepolitik die am häufigsten eingesetzten. Vergleicht man die idealtypischen Modelle der festen Einspeisevergütung bzw. der angebotsorientierten Quote anhand der vorgestellten Kriterien, ohne Berücksichtigung länderspezifischer Besonderheiten, liegt der Hauptunterschied in den Verteilungswirkungen, der Planungssicherheit sowie den dynamischen Anreizeffekten.

¹²⁴Damit ist nicht zwangsläufig ein Punktebewertungssystem mit einer numerischen Gewichtung der Einzelkriterien gemeint (vgl. Diekmann, 2008, S. 10 f.) Ein derartiges Verfahren täuscht eine Rationalität vor, die bei einer möglichst ganzheitlichen Instrumentenbewertung nicht zu erreichen ist.

Nach Mitchell et al. (2006) kann man zwischen drei wesentlichen Marktrisiken für EE-Anlagenbetreiber differenzieren:

- Preisrisiko auf den Großhandelsmärkten (insbesondere auf dem Day Ahead-Markt)
- Risiko der tatsächlich vergüteten Menge
- Regel-/Ausgleichsenergieerisiko

Während feste Einspeisetarife den Anlagenbetreiber vom Preisrisiko der Großhandelsmärkte komplett ausschließen, tragen diese in einem angebotsorientierten Quotenmodell das volle Risiko. Einhergehend mit diesem grundsätzlichen Unterschied in der Risikoverteilung zwischen den Modellen erhöht sich die Planungssicherheit für Investoren signifikant. Zahlreiche vergleichende Untersuchungen zwischen Systemen mit festen Einspeisetarifen und Quotenmodellen anhand empirischer Daten zum Ausbau der EE-Stromerzeugung und Erreichung bestimmter Ausbauziele sehen in der Risikominimierung für Investoren einen entscheidenden Faktor für eine erfolgreiche Zielerreichung, aber auch für eine Erhöhung der Fördereffizienz¹²⁵ (u. a. Diekmann et al., 2012, S. 18; Mitchell et al., 2006; Ragwitz et al., 2007, S. 33 ff.; Woodman & Mitchell, 2011). Diese Theorie wird von einer ökonometrischen Untersuchung von Paneldaten verschiedener Länder von Dong (2012) gestützt, deren Ergebnisse zeigen, dass Länder mit festen Einspeisetarifen als zentrales Förderinstrument im Durchschnitt mehr Windleistung installiert haben, als solche mit Quotensystemen.¹²⁶ Nach Haas et al. (2011b, S. 2192) führte eine vergleichsweise hohe finanzielle Unterstützung in den EU-Mitgliedsstaaten zwischen 2003 und 2008 nicht zwangsläufig zu hohen Investitionen in erneuerbare Stromerzeugungstechnologien. Vielmehr waren moderate Einspeisetarife deutlich effektiver als Quotensysteme mit hohen Zertifikatspreisen, was u. a. auf die im Voraus bekannte dynamische Höhe der Tarife einerseits und andererseits auf die mangelnde Planungssicherheit für Investoren in den untersuchten Quotensystemen zurückzuführen ist.

In Abhängigkeit der verfügbaren Technologien und deren Stromgestehungskosten ergeben sich bei den Modellen zum Teil deutliche Unterschiede in Höhe der Produ-

¹²⁵Die Risikoreduzierung durch einen festen Vergütungspreis überträgt sich durch niedrigere Risikoaufschläge in niedrigere Kapitalkosten für die Anlagenbetreiber und reduziert somit tendenziell die Förderkosten pro installierter Leistung (Butler & Neuhoﬀ, 2008, S. 1864; Klessmann et al., 2008, S. 3654). Die Bewertungen der Fördereffizienz sind jedoch auf eine Technologie bezogen, d. h. sie berücksichtigen, dass in den Systemen mit Einspeisevergütungen auch Technologien mit noch relativ hohen, spezifischen Investitionskosten zugebaut werden.

¹²⁶Dong (2012, S. 484) führt den Unterschied ebenfalls auf die höheren Erfahrungswerte der Länder mit festen Einspeisetarifen zurück.

zentenrente. Im Quotenmodell können die Betreiber der günstigsten verfügbaren Technologie sehr hohe Renten erwirtschaften, während dies bei einer festen Einspeisevergütung durch die Technologiedifferenzierung vermieden werden kann (siehe Abbildung 21).¹²⁷ Eine weitere Wirkung der Differenzierung ist der Einsatz bereits verfügbarer Technologien mit relativ hohen Stromgestehungskosten. Deren Einsatz widerspricht zwar dem Kriterium der statischen Kosteneffizienz, kann jedoch langfristig teure, technologische Pfadabhängigkeiten vermeiden.

Die zusätzlichen Risiken für Anlagenbetreiber und -investoren innerhalb eines angebotsorientierten Quotenmodells kann zu den im vorigen Kapitel beschriebenen Reaktionen führen, wobei stets die naturgegebenen Restriktionen der dargebotsabhängigen Stromerzeugung gelten. Weiterhin zu beachten ist, dass die Abwälzung der genannten Risiken in einem System fester Einspeisevergütungen nicht bedeutet, dass Investitionen in EE-Anlagen risikolos sind und somit keine dynamischen Anreizwirkung besteht. Vielmehr entsteht durch die Degression der Vergütungstarife ein Kostendruck auf die Anlagenbetreiber, infolge dessen die Anlagenbauer in einem Wettbewerb um ihre Kunden, den Anlagenbetreiber, stehen und in die Weiterentwicklung der Technologie investieren, um die Höhe der Renditen vor dem Hintergrund sinkender Einspeisevergütungen zu erhalten (Neuhoff, 2005, S. 104; del Río, 2012, S. 147).¹²⁸ Davon abgesehen unterliegen bei einer auf die erzeugte Energiemenge abhängigen Vergütung Betreiber von dargebotsabhängigen Stromerzeugungsanlagen dem Risiko der Dargebotsabhängigkeit natürlicher Energiequellen. Demnach besteht stets der Anreiz Innovationen zu erzeugen, die einen maximalen Energieertrag liefern.

Die unterschiedlichen Erfolge hinsichtlich der Zielerreichung und der Fördereffizienz beim Ausbau der EE-Stromerzeugung sind jedoch nicht nur auf die Wahl des zentralen Förderinstrumentes zurückzuführen. Flankierende Maßnahmen, wie z. B. die garantierte Abnahme, ein Einspeisevorrang oder ein vorrangiger Netzanschluss (siehe unteren Teil Abbildung 20), die EE-Anlagen systemische Privilegien verschaffen und den Investoren eine höhere Planungssicherheit bieten, können in jedem Förderregime, unabhängig von der Wahl des zentralen Instruments ergänzend

¹²⁷Empirisch wird dies insbesondere am Beispiel der bisherigen hohen Produzentenrenten für Betreiber kostengünstiger EE-Anlagen im schwedischen Quotenmodells bestätigt, die zukünftig durch den notwendigen Einsatz neuer Technologien weiter ansteigen könnten (Bergek & Jacobsson, 2010, S. 1266).

¹²⁸Auch ohne eine Degression der Vergütung stehen die Anlagenbauer in einem Wettbewerb, da die Investoren solche Anlagen wählen, welche ihnen eine maximale Rendite versprechen. Diese kann einerseits durch niedrigere spezifische Investitionskosten, andererseits durch einen höheren Energieertrag, bei ansonsten gleichen Standortbedingungen, erhöht werden.

implementiert werden. Diese haben einen signifikanten Einfluss auf die installierte Leistung und können den Grad der Zielerreichung verbessern (Dong, 2012, S. 484). Aufgrund der fehlenden Kenntnis über die Verläufe der Grenzkosten- und Nutzenkurve klimafreundlicher Technologien bieten die Kombination von Preis- und Mengeninstrumenten (englisch: *policy mix*, vgl. Lehmann, 2010) oder die Kombination von preis- und mengenbasierten Elementen in einem klimapolitischen Instrument (englisch: *hybrid instrument*, vgl. Fankhauser et al., 2010) Möglichkeiten, dieser Unsicherheit zu begegnen und die Ausbauziele der EE-Stromerzeugung unter Gewährleistung einer hohen Fördereffizienz zu erreichen.

Neben den Förderinstrumenten und sonstigen Maßnahmen ist eine stabile Förderpolitik eine wichtige Voraussetzung für eine hohe Planungssicherheit. Unsicherheiten über Fördergrenzen, kurze Förderzeiträume, lange administrative Prozesse und unerwartete Wechsel der politischen Richtung senken die Attraktivität für Investitionen und erhöhen gleichzeitig die nötigen Risikoprämien (Lüthi & Wüstenhagen, 2012; Neuhoff, 2005, S. 104). Folglich lässt sich die Analyse der Risikoverteilung neben den genannten Marktrisiken noch um das politische Risiko erweitern.

Zusammenfassend ist eine konsistente Ausrichtung des zentralen Förderinstrumentes im Elektrizitätssektor, der flankierenden Maßnahmen sowie weiterer klimapolitischer Instrumente und deren stabile Entwicklung im politischen Prozess für die Erreichung der mengenmäßigen EE-Ausbauziele ausschlaggebend. Aus diesem Grund haben sich langjährig beständige Förderregimes mit festen Einspeisetarifen, welche den Investoren stabile ökonomische und förderpolitische Rahmenbedingungen gewährleisten, hinsichtlich der Zielerreichung als besonders erfolgreich erwiesen.

4 Systemkonflikte bei einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien

Die Organisation sowohl eines umfassend regulierten als auch eines liberalisierten Stromsektors sowie die Notwendigkeit der Nutzung und Förderung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung wurde in Kapitel 3 bereits ausführlich diskutiert. Im folgenden Kapitel werden die sich heute erkennbaren Systemkonflikte durch den steigenden Einsatz von fluktuierenden erneuerbaren Energien besprochen. Zunächst werden die technisch-ökonomischen Auswirkungen eines Ausbaus dargebotsabhängiger Stromerzeugungsanlagen auf das Stromsystem analysiert. Anschließend wird der aktuelle Wissensstand zum Preiseffekt dieser Anlagen ausführlich dargestellt, worauf eine eigene empirische Untersuchung des Effekts auf dem deutsch-österreichischen Stromgroßhandelsmarkt folgt. Diese liefert wichtige empirische Erkenntnisse zur energiewissenschaftlichen Diskussion des Stromsektordesigns bei einem stetigen Ausbau dargebotsabhängiger Technologien.

Grundsätzlich werden mit dem Begriff *erneuerbare Energien* natürliche Energieströme bezeichnet, welche in den Formen (vgl. Crastan, 2012b, S. 11 ff.)

- Gezeitenenergie,
- geothermische Energie sowie
- Solarenergie auftreten.

Bei der Nutzung von Solarenergie ist zwischen der direkten, unverzögerten und indirekten, verzögerten Nutzung zu unterscheiden (siehe Tabelle 7). Einer aktuellen Abschätzung zufolge werden derzeit ca. 19 % des weltweiten Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt, wobei insgesamt knapp 10 % auf die Nutzung moderner erneuerbarer Energien entfallen (REN21, 2013, S. 21).¹²⁹

Im Stromsektor wird aktuell fast ausschließlich Solarenergie zur Wandlung in elektrische Energie eingesetzt, wovon der größte Teil in Laufwasserkraftwerken entsteht (REN21, 2013, S. 23). Da diese Form die älteste und günstigste der Nutzung von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung darstellt, ist das aktuell wirtschaftliche Potenzial bereits weitestgehend ausgeschöpft (vgl. Freris & Infield, 2008, S. 23 ff.). Entsprechend niedrige Wachstumsraten weist die weltweite Stromerzeugung durch

¹²⁹In REN21 (2013, S. 21 ff.) wird zwischen der modernen und der traditionellen Nutzung erneuerbarer Energien unterschieden. Als traditionelle Nutzung wird die energetische Nutzung von fester Biomasse in offenen Feuern, Öfen etc. verstanden.

Tabelle 7: Nutzungsarten von Solarenergie (eigene Darstellung nach (Crastan, 2012b, S. 14; Schwab, 2012, S. 218))

direkte (unverzögerte) Nutzung durch	indirekte (verzögerte) Nutzung durch
Solarelektrische Kraftwerke/ Photovoltaikanlagen Solarthermische Kraftwerke	Laufwasserkraftwerke Windkraftanlagen Wellenkraftanlagen Meeresstromanlagen Biomasseanlagen (el. und therm.) Wärmepumpen (Umgebungswärme)

Laufwasserkraft auf.¹³⁰ Die weltweit höchsten Investitionen in erneuerbare Energien wurden in die direkte Nutzung von Solarenergie mit etwas über 57 % sowie in Windenergieanlagen mit knapp 30 % des Gesamtvolumens im Jahr 2012 getätigt (UNEP/BNF, 2013, S. 16).

Obwohl das weltweite Gesamtvolumen der Investitionen im Jahr 2012 aufgrund unsicherer Rahmenbedingungen, aber auch schlicht wegen geringeren spezifischen Investitionskosten im Vergleich zu 2011 gesunken ist, kommt eine Metaanalyse mehrerer globaler Energieszenarien zu dem Ergebnis, dass zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien insbesondere Photovoltaik und Windkraft im Jahr 2030 die dominierenden Technologien sein werden (REN21, 2013, S. 53). Eine Expertenumfrage innerhalb der gleichen Studie ergab, dass im Bereich der Windkraft die bereits niedrigen Stromgestehungskosten, die hohe Zuverlässigkeit sowie das hohe Potenzial weiterer Standorte und die aussichtsreichen technischen Neuentwicklungen auf die zukünftig tragende Rolle bei der Stromerzeugung hinweisen. Des Weiteren sehen die befragten Experten in der hohen Kostendegression in der jüngsten Vergangenheit, in der Aussicht auf weiter sinkende Kosten dank steigender Effizienzwerte und in dem sehr hohen Potenzial attraktiver Standorte Indizien für eine zukünftig stark zunehmende Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen (REN21, 2013, S. 54 ff.). Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse ist es notwendig, bei der Betrachtung künftig regenerativer Stromsysteme ebenfalls von solchen mit einem hohen Anteil von Windkraft- und Photovoltaikanlagen auszugehen und die damit einhergehenden technisch-ökonomischen Folgen umfassend zu untersuchen.

¹³⁰Im Jahr 2012 wurden in China, in der Türkei sowie in Brasilien die leistungstärksten neuen Laufwasserkraftwerke errichtet. Oftmals ist der Aufbau jedoch mit schweren Eingriffen in die Natur oder kulturellen Denkmälern verbunden (REN21, 2013, S. 39 ff.).

4.1 Rolle der Erzeugungstechnologien

In Kapitel 3 wurde die komplexe technische und ökonomische Organisation erläutert, die eine ständige Übereinstimmung zwischen Stromerzeugung- und -nachfrage ermöglicht. Die beschriebenen Strukturen bilden sich vornehmlich aus lastgeführten Elektrizitätsversorgungssystemen mit einem dominanten Einsatz konventioneller, regelbarer Kraftwerke. Durch den vermehrten Einsatz von Technologien auf der Basis fluktuierender erneuerbarer Energien ändern sich wesentliche technisch-ökonomische Charakteristika des Gesamtsystems. Aufgrund dieser Veränderungen findet eine Neudefinition der Rolle bestehender Infrastrukturen statt. Im folgenden Kapitel werden sowohl die zentralen Eigenschaften von fluktuierenden als auch die sich verändernden Aufgaben regelbarer Technologien sowie die prägenden Charakteristika des entstehenden Stromsystems erläutert.

4.1.1 Fluktuierende Erzeugungstechnologien

Unter dem Begriff *fluktuierende erneuerbare Energien* (FEE) wird die Nutzung von erneuerbaren Energiequellen verstanden, die nicht durch menschliche Einflüsse kurzfristig kontrolliert oder geregelt werden können und nicht dauerhaft zur Verfügung stehen, sondern periodisch oder auch unregelmäßig auftreten. Im Bereich der Stromerzeugung trifft dies nach derzeitigem Stand der Technik auf die direkte Nutzung von Solarenergie durch Photovoltaikanlagen und der indirekten Nutzung durch Windkraftanlagen sowie in weiterem Sinne auf Laufwasserkraft zu. Im Folgenden sollen zunächst knapp die technischen Eigenschaften von FEE-Stromerzeugungsanlagen beschrieben werden, um anschließend die ökonomischen Besonderheiten abzuleiten.

Die Stromerzeugung durch Photovoltaik (PV) entspricht der direkten Nutzung von Solarenergie. Mittels Solarzellen wird die eintreffende Solarstrahlung in elektrische Energie gewandelt (nähere Beschreibung siehe u. a. Schwab, 2012, S. 219 ff.). Aufgrund des Funktionsprinzips ist ausschließlich in der Zeit nach Sonnenaufgang und vor Sonnenuntergang sowie bei freier Sicht zwischen PV-Modul zum Himmel die Stromerzeugung möglich. Die Nennleistung eines Solarmoduls wird typischerweise in *Watt Peak* (W_p) angegeben und unter genormten Testbedingungen ermittelt (Konstantin, 2013, S. 362). Ein PV-Modul lässt sich mit mehreren zu einer PV-Anlage zusammenschalten, somit liegt prinzipiell keine Leistungsbeschränkung vor. Die auf einen Zeitpunkt bezogene, in einer PV-Anlage erzeugte elektrische Leistung

ist abhängig von der Strahlungsintensität auf die Modulfläche und der Modultemperatur.¹³¹ Der Einfluss auf die Veränderung der erzeugten PV-Leistung beschränkt sich somit im Wesentlichen auf die Veränderungen des geographischen Standorts auf der Erde, der Ausrichtung der Module sowie auf die Technologiewahl.¹³² Die variablen Kosten der Stromerzeugung einer PV-Anlage liegen nahe bei Null und beschränken sich auf Instandhaltungskosten, wie bspw. der Austausch defekter elektronischer Teile oder die Reinigung der Module (Branker et al., 2011).

Die Stromerzeugung durch Windenergie entspricht der indirekten Nutzung von Solarenergie. In Windkraftanlagen wird die kinetische Energie des Windes über Windturbinen in mechanische Rotationsenergie und letztlich mit einem Generator in elektrische Energie gewandelt. Man unterscheidet zwischen Windkraftanlagen, welche auf Land (englisch: *onshore*) und auf See (englisch: *offshore*) errichtet werden (nähere Beschreibung siehe u. a. Schwab, 2012, S. 204 ff.). Zur Stromerzeugung durch eine Windkraftanlage muss typischerweise eine gewisse Einschaltwindgeschwindigkeit herrschen. Die erzeugte elektrische Leistung ist positiv von der vorherrschenden Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe abhängig, wobei die maximale Leistung der Anlage durch eine Nennwindgeschwindigkeit nach oben begrenzt ist, bei der die Nennleistung des Generators erreicht wird. Falls die Windgeschwindigkeit die sogenannte Abschaltgeschwindigkeit überschreitet, wird die Anlage abgestellt, um Schäden zu vermeiden (Konstantin, 2013, S. 374 f.). Hinsichtlich der Windgeschwindigkeit an einem Standort existieren viele unterschiedliche topographische Faktoren mit einem hohen Einfluss, so dass die Windgeschwindigkeit und die resultierende elektrische Leistung einer Windkraftanlage an einem bestimmten Standort sowohl in sehr kurzer Frist (minütlich, stündlich, täglich) als auch in längerer Frist (saisonal, jährlich) kontinuierlich variieren kann (Freris & Infield, 2008, S. 28 ff.).¹³³ Der mögliche Einfluss aus technischer Sicht auf die Windleistung bzw. das Leistungsprofil einer Anlage beschränkt sich aus heutiger Sicht im Wesentlichen auf die geographische Standortwahl, die Nabenhöhe, die Größe der Rotoren, der Generatorleistung sowie dem Windradtyp an sich (vgl. Crastan, 2012b, S. 380 ff.; Krohn et al., 2009, S. 49). Die variablen Kosten der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen sind sehr

¹³¹Die Strahlungsintensität auf eine bestimmte Fläche auf der Erde ist abhängig von der extraterrestrischen Strahlungsintensität sowie dem Einfallswinkel auf die Fläche, welche wiederum abhängig vom Standort auf der Erde sowie von der vertikalen Ausrichtung und der horizontalen Ausrichtung (Azimutwinkel) ist (vgl. u. a. Crastan, 2012b, S. 423 ff.).

¹³²PV-Technologien unterscheiden sich in ihrem Wirkungsgrad und Einsatzgebieten unter verschiedenen Anteilen von direkter und diffuser Strahlung (Konstantin, 2013, S. 359 ff.).

¹³³Die sekundliche Variabilität der elektrischen Leistung einer Windkraftanlage kann durch die Anordnung mehrerer Anlagen zu einem Windpark größtenteils ausgeglichen werden (Freris & Infield, 2008, S. 33 f.).

gering (etwa 20 % der Stromerzeugungskosten) und entstehen hauptsächlich durch Instandhaltungskosten sowie ggf. Versicherungskosten und Landpachten (Blanco, 2009).¹³⁴

Die Stromerzeugung durch die Nutzung von Laufwasserkraft wird nur eingeschränkt den fluktuierenden erneuerbaren Energien zugeordnet. Die Fluktuation des Dargebots an Laufwasser beschränkt sich überwiegend auf saisonale Schwankungen, welche u. a. durch unterschiedlich starke Niederschlagsperioden oder Schneeschmelzen verursacht werden (Crastan, 2012b, S. 254 f.). Zudem gibt es technische Möglichkeiten, die Fluktuation des Wasserdurchflusses mittels Schwellbetrieb, d. h. dem zwischenzeitlichen Auf- oder Abstauen des Wasserflusses, zu reduzieren und die Stromerzeugung so stärker dem Bedarf anzupassen. Die variablen Kosten eines Laufwasserkraftwerks sind sehr niedrig und fallen zur Instandhaltung sowie ggf. für Gebühren zur Wassernutzung an (Konstantin, 2013, S. 325 ff.).

Von den aufgeführten fluktuierenden erneuerbaren Energien sind solche zu unterscheiden, bei denen eine Leistungssteuerung und somit Bedarfsanpassung möglich ist. Hier werden folgende Formen der heutigen Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung gezählt:¹³⁵

- Biomassekraftwerke, die als Brennstoff entweder direkt nachwachsende Rohstoffe oder Biogas aus der Vergärung nachwachsender Rohstoffe verwenden.
- Solarthermische Kraftwerke, die über Kollektorsysteme direkte Solarstrahlung bündeln und thermische Energie in elektrische wandeln sowie über einen thermischen Speicher verfügen.
- Speicherkraftwerke, die natürliche Fallhöhen und künstliche Möglichkeiten zur Aufstauung von Wasserzuflüssen nutzen.
- Geothermische Kraftwerke, die die tief im Erdinneren gespeicherte sowie durch radioaktive Zerfallsprozesse entstehende Wärme zur Stromerzeugung nutzen.

¹³⁴Ein Teil der variablen Kosten einer Windkraftanlage können dadurch entstehen, indem typischerweise den Fixkosten zugeordnete Leistungen (z. B. Landpacht) pro erzeugter Energieeinheit bezahlt werden (Krohn et al., 2009, S. 45 ff.).

¹³⁵Näheres zu den aufgeführten Technologien ist in der folgenden Literatur zu finden: Biomassekraftwerke (Freris & Infield, 2008, S. 50 ff.; Schwab, 2012, S. 230 ff.), solarthermische Kraftwerke (Crastan, 2012b, S. 18; Freris & Infield, 2008, S. 40 ff.; Konstantin, 2013, S. 331 ff.; Schwab, 2012, S. 226 ff.), Speicherkraftwerke (Crastan, 2012b, S. 259 ff.; Konstantin, 2013, S. 326 f.; Schwab, 2012, S. 192 ff.), geothermische Kraftwerke (Schwab, 2012, S. 233 ff.).

Im Gegensatz zu PV-, Windkraft- und, unter den beschriebenen Einschränkungen, ebenfalls Laufwasserkraftanlagen sind die aufgeführten *regelbaren erneuerbare Energien* (REE) nicht auf die unmittelbare Wandlung der genutzten Primärenergie angewiesen (Biomasse, solarthermische Kraftwerke, Speicherkraftwerke) oder nutzen eine konstant zur Verfügung stehende erneuerbare Primärenergie (geothermische Kraftwerke). Damit unterscheiden sie sich von mindestens einer der folgenden zentralen Eigenschaften fluktuierender erneuerbarer Energien:

- Die maximal mögliche elektrische Leistung ist an die unmittelbare Nutzung der Primärenergie gebunden und somit dargebotsabhängig.
- Bei der Stromerzeugung wird kein Brennstoff eingesetzt sowie keine klimaschädlichen Gase emittiert. Somit werden keine CO₂-Zertifikate benötigt. Die variablen Kosten beschränken sich größtenteils auf Instandhaltungskosten und sind sehr gering.
- Folglich setzen sich die Stromerzeugungskosten hauptsächlich aus Investitionskosten zusammen, d. h. FEE-Anlagen sind besonders kapitalintensiv.

Aus diesen Eigenschaften ergeben sich umfangreiche Konsequenzen und Konflikte innerhalb eines Stromsystems, das überwiegend auf FEE aufbaut und die Gegenstand dieses Kapitels sind. Aus der Dargebotsabhängigkeit folgt zunächst die Notwendigkeit einer Flankierung der FEE durch regelbare Technologien.

4.1.2 Regelbare Erzeugungstechnologien

Die Bereitstellung elektrischer Leistung aus FEE-Anlagen ist aufgrund der Dargebotsabhängigkeit nicht zu jedem Zeitpunkt sichergestellt. Der Beitrag einer Stromerzeugungsanlage zur Versorgungssicherheit im Sinne ausreichender Kapazität zur Deckung der Nachfrage (system adequacy, siehe S. 33 dieser Arbeit) kann über den Leistungskredit (englisch: *capacity credit*) ausgedrückt werden. Um den Wert des Leistungskredits zu bestimmen, existieren verschiedene Berechnungsverfahren (vgl. Amelin, 2009).¹³⁶ Der Leistungskredit von FEE-Stromerzeugungsanlagen

¹³⁶Amelin (2009) vergleicht vier Berechnungsmethoden anhand eines empirischen Ansatzes mit fünf verschiedenen Zusammensetzungen eines Kraftwerksparks und variiert zusätzlich die durchschnittliche Last, die Varianz der Last sowie die durchschnittliche Verfügbarkeit der Kraftwerke. Bei drei der untersuchten Methoden wird bestimmt, inwieweit die untersuchte Erzeugungseinheit zur Deckung der Gesamtnachfrage tatsächlich benötigt wird. Bei diesen Methoden ist die Höhe des Leistungskredits der untersuchten Anlage höher, je höher die Wahrscheinlichkeit ist, dass der unterstellte Kraftwerkspark nicht zur Deckung der Nachfrage ausreicht. Bei einer Methode wird

ist eine Maßeinheit, die ausdrücken soll, inwieweit diese gesicherte Erzeugungskapazität ersetzen kann, ohne das Niveau einer bestimmten Versorgungssicherheit zu verändern. Dessen Höhe variiert im Allgemeinen u. a. in Abhängigkeit der Berechnungsmethode, des länderspezifischen Kraftwerksparks sowie des Niveaus der unterstellten Versorgungssicherheit.

Bei FEE ergeben sich darüberhinausgehende, speziellere Faktoren. Der Leistungskredit von Windenergieanlagen innerhalb eines Stromsystems steigt in der Tendenz mit einer stärkeren geographischen Streuung der betrachteten Windanlagen, da die positive Korrelation der Windeinspeisung mit der räumlichen Distanz abnimmt (vgl. u. a. Amelin, 2009; Grave et al., 2012; Van Hulle et al., 2009, S. 62 ff.; Schaber et al., 2012). Andererseits kann der Leistungskredit als relative Größe¹³⁷ bei steigenden Anteilen von Winderzeugung im untersuchten System sinken, u. a. weil tendenziell Ausgleichseffekte mit Ausfällen regelbarer Anlagen abnehmen können (vgl. consentec/r2b, 2010, S. 65 f.; Gross et al., 2006, S. 44; Holttinen et al., 2011). Die Stromerzeugung durch PV zeichnet sich durch einen vom Sonnenstand geprägten Leistungsverlauf aus. Entsprechend kann der Leistungskredit aus einer konservativen Sicht bei Null liegen, falls der Zeitpunkt der höchsten Nachfrage innerhalb eines Jahres dauerhaft nach Sonnenuntergang liegt (vgl. Ackermann et al., 2013, S. 126 f.; Grave et al., 2012, S. 199). Dieses Beispiel zeigt die sehr hohe Sensitivität des Leistungskredits von FEE-Anlagen von der Korrelation zwischen der Verfügbarkeit der genutzten Energiequelle und der Höhe der Nachfrage.

Die Erläuterungen zum Ersetzen gesicherter Leistung durch FEE-Anlagen machen deutlich, dass dies trotz der Dargebotsabhängigkeit teilweise möglich ist. Ausgedrückt durch die Kennzahl des relativen Leistungskredits erreichen FEE-Anlagen in Betrachtungen verschiedener nationaler Stromsysteme einen Wert, der im gesamten stets größer als Null ist, jedoch keineswegs eine volle Substitution (entspricht relativem Leistungskredit von 100 %) der gesicherten Kapazität ermöglicht (vgl. Gross et al., 2006, S. 43 ff.; Grünwald et al., 2012, S. 32). Dies wird sich Prognosen zu Folge auch bei steigenden Anteilen fluktuierender Erzeugung nicht ändern. Demnach sind in Stromsystemen mit einem sehr hohen Anteil an FEE-Anlagen, insbesondere PV und Wind, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (system adequacy) stets

bestimmt, inwieweit die untersuchte Einheit die stets zur Verfügung stehende Erzeugungskapazität beeinflusst, unabhängig davon, ob sie zur Deckung der Nachfrage gebraucht wird oder nicht.

¹³⁷Der Leistungskredit als absolute Größe in elektrischer Leistung sagt aus, welche gesicherte Kapazität ersetzt werden kann. Der Leistungskredit als relative Größe zwischen 0 und 100 % sagt aus, welcher Anteil der betrachteten Erzeugungskapazität, z. B. die gesamten Windkraftanlagen, gesicherte Leistung ersetzen kann (vgl. Van Hulle et al., 2009, S. 62 f.).

ausreichende Optionen entweder zur Bereitstellung von Erzeugungsleistung oder zur Verlagerung der Nachfrage notwendig.

Diese in der Leistung regelbaren und nicht dargebotsabhängigen Optionen werden im Sinne von Leprich et al. (2012, S. 24) im Folgenden allgemein als *Flexibilitätsoptionen* bezeichnet. Hierunter fallen als relevante Technologien und Maßnahmen nach derzeitigem Stand der Technik (vgl. Krzikalla et al., 2013, S. 27 ff.; Höfling, 2013, S. 96 f.; Leprich et al., 2012, S. 24 ff.):

- Die Verbrauchsverlagerung mittels Lastmanagement (englisch: *demand side management*)
- Die regelbare Stromerzeugung aus EE
- Die regelbare Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen¹³⁸
- Diverse Technologien zur temporären Umwandlung elektrischer Energie in sonstige Formen und späteren Rückverstromung (Pumpspeicher, Batterien, Elektrolyse etc.)
- Die Verknüpfung des Stromsektors mit anderen Energiebereichen (z. B. Wärmeversorgung, Mobilität, Gasversorgung)
- Der Ausbau der großflächigen Übertragungsnetzwerke
- Das Einspeisemanagement von FEE-Anlagen

Die aufgeführten Flexibilitätsoptionen dienen letztendlich dem Ausgleich bzw. der Verminderung der residualen Stromnachfrage, die sogenannte *Residuallast*. In der vorliegenden Arbeit wird die Residuallast in einem Elektrizitätsversorgungssystem nach Hundt et al. (2010, S. 11) folgend *als die Differenz zwischen dem gesamten Stromverbrauch, auch als Gesamtlast bezeichnet, und der Stromerzeugung aus FEE-Anlagen zu einem bestimmten Zeitpunkt* definiert.

In diesem Zusammenhang ist eine nähere Erläuterung zum *Einspeisemanagement* von FEE-Anlagen notwendig. Mit diesem Begriff ist in der aktuellen wissenschaftlichen Diskussion die Drosselung der Stromerzeugung aus FEE-Anlagen gemeint, sofern diese die Nachfrage nach Strom zu einem bestimmte Zeitpunkt überschreitet (vgl. Krzikalla et al., 2013; Leprich et al., 2012), d. h. die Residuallast negativ ist. In solchen Situationen stellt die Verminderung der FEE-Erzeugung selbst eine Flexibilitätsoption dar, welche aus ökonomischen Gesichtspunkten eingesetzt

¹³⁸Erfolgt die Stromerzeugung vollständig aus regenerativen Ressourcen, fällt diese Option entsprechend weg.

werden sollte, falls hierdurch die Investition in zusätzliche Flexibilitätsoptionen vermieden werden, die den potenziellen Wert der entgangenen Stromerzeugung übersteigt oder die Stromerzeugung von Anlagen mit noch geringeren Grenzkosten erhöht werden kann (De Jonghe et al., 2011, S. 2235).¹³⁹ Einspeisemanagement als Flexibilitätsoption ist demzufolge auf die Erhöhung der Residuallast durch eine gesteuerte Reduktion der temporär verfügbaren FEE-Leistung beschränkt.¹⁴⁰

4.1.3 Paradigmenwechsel

Elektrizitätsversorgungssysteme aufbauend auf regelbaren, überwiegend fossilen und atomaren Kraftwerken unterscheiden sich von solchen Systemen auf der Basis von Anlagen zur Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien in wesentlichen Merkmalen. Insbesondere die Kostenstruktur der FEE-Anlagen und die Dargebotsabhängigkeit ihrer Stromerzeugung bestimmen die unterschiedlichen Eigenschaften beider Systeme.

Durch die Kostenstruktur von FEE-Anlagen (sehr geringe variable Kosten, hohe Fixkosten) stehen diese in der Einsatzreihenfolge im liberalisierten Stromgroßhandel nach dem Merit-Order-Modell (siehe Kapitel 3.3.1) in der Regel vor solchen mit variablen Kosten für den eingesetzten Brennstoff und ggf. CO₂-Zertifikate. Folglich dienen Kraftwerke mit höheren Grenzkosten nach ökonomischer Rationalität zur Deckung der Residuallast. Mit zunehmendem Anteil der FEE-Stromerzeugung verringert sich zwangsläufig die Einsatzzeit der auf eine stetige Fahrweise ausgelegten Großkraftwerke und es findet ein Wandel von der *Grundlastwelt* hin zu einer *Residuallastwelt* statt (vgl. Leprich, 2011, S. 22).

In Stromsystemen mit ausschließlich steuerbaren Anlagen ist die Anpassung der Erzeugungsleistung an die aktuelle Nachfrage stets möglich,¹⁴¹ daher spricht man in diesem Fall von einem *lastgeführten* System (vgl. Appelrath et al., 2012, S. 19). Im Gegensatz hierzu ist ein Großteil eines FEE-dominierten Systems nur eingeschränkt regelbar und es können Situationen auftreten, in denen die Erzeugungsleistung nicht an die unelastische Nachfrage angepasst werden kann. In einem solchen

¹³⁹Siehe hierzu mehr in Kapitel 4.2.2.

¹⁴⁰Eine gesteuerte Erhöhung der FEE-Erzeugung würde eine durchgängig gedrosselte Fahrweise der FEE-Anlagen erfordern. Da dies enorme, kontinuierliche Verluste beim Energieertrag der FEE-Anlagen zur Folge hätte, welchen nur ein vergleichsweise geringer Nutzen gegenübersteht, bspw. die Erbringung positiver Regelleistung, wird diese Option nicht näher betrachtet.

¹⁴¹Vorausgesetzt die Verfügbarkeit der Kraftwerke ist nicht durch umfangreiche Ausfälle eingeschränkt.

System wird die Versorgungssicherheit zum einen von der Flexibilität der regelbaren Kraftwerke und zum anderen von der Möglichkeit zur Anpassung der Nachfrage an die verfügbare Leistung bestimmt (Winkler & Altmann, 2012, S. 76 ff.). Ein hoher Anteil von FEE-Erzeugung kann somit zu einem stärker *erzeugungsgeführten* System führen (vgl. Appelrath et al., 2012, S. 21).

Ein Vergleich zu den ersten Impulsen, welche den Status der Stromerzeugung als ein natürliches Monopol in Frage stellten, offenbart einige Parallelen: Infolge steigender Erdölpreise wurde in die Entwicklung von effizienten und flexiblen Erdgaskraftwerken kleinerer Leistungsklassen investiert. Infolgedessen galt das Argument der positiven Skaleneffekte beim Kraftwerksbau und -betrieb nicht mehr und der Prozess der Liberalisierung dieses Sektors wurde angestoßen (siehe Kapitel 3.1.2). Der Umbau eines lastgeführten Elektrizitätsversorgungssystems bestehend aus regelbaren Anlagen hin zu einem mit vorwiegend dargebotsabhängigen kann somit ebenfalls mehr als einen rein technischen Wandel darstellen.

Wird eine vollständig regenerative Stromerzeugung angestrebt, erfordert dies entsprechende politische Instrumente (siehe Kapitel 3.4). Ist ein solches System aufgrund begrenzter (nationaler) Biomasse- oder Wasserkraftressourcen nur durch einen hohen Einsatz an FEE möglich, bestimmen diese die Rationalität des Stromsystems. Es gilt zu überprüfen, ob bzw. inwieweit eine neue Organisation, oder anders, ein neues *Design* des Stromsektors notwendig ist, und ob das bestehende Liberalisierungsparadigma vor dem angestrebten Systemumbau bestehen kann (vgl. Leprich et al., 2012; Leprich, 2011). Im folgenden Teil werden zunächst die Effekte einer zunehmenden FEE-Stromerzeugung im liberalisierten Stromsektor theoretisch aufgezeigt und anschließend anhand einer empirischen Untersuchung überprüft.

4.2 Preiseffekte durch fluktuierende erneuerbare Energien

Wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, besitzen FEE-Stromerzeugungsanlagen das ökonomische Charakteristikum sehr niedriger variabler Kosten und hoher Fixkosten. Eine Zunahme der FEE-Stromerzeugung führt zu der ebenfalls im vorhergehenden Abschnitt erläuterten Neudefinition der Rolle regelbarer Kraftwerke mit höheren variablen Kosten. Darüber hinaus kann die FEE-Einspeisung Preiseffekte auf dem liberalisierten Stromgroßhandel mit potenziell weitreichenden Folgen sowohl für regelbare als auch für fluktuierende Erzeugungseinheiten verursachen. Diese betreffen

insbesondere eine systematische Reduzierung der durchschnittlichen Markterlöse von fluktuierenden Energien, ausgelöst durch deren eigene Stromerzeugung. Der sogenannte Merit-Order-Effekt kann nach der zeitlichen Wirkungsweise unterschieden werden. Hieraus ergeben sich wiederum Konsequenzen für die hinsichtlich der Fragestellung der vorliegenden Arbeit relevante Methodik zur Quantifizierung des Effekts. In aktuellen wissenschaftlichen Studien werden vielfältige Methodiken genutzt, wobei empirische Untersuchungen gegenüber Simulationsstudien weniger häufig zu finden sind.

4.2.1 Ursache und Wirkung in zeitlicher Perspektive

Der Kraftwerkseinsatz im liberalisierten Stromsektor erfolgt im theoretischen Idealfall nach der Reihenfolge ansteigender Grenzkosten der verfügbaren Stromerzeugungseinheiten (vgl. Abschnitt 3.3.1 zum Merit-Order-Modell). Bei einem statischen Blick auf eine Situation, in der ein Angebot an Strom aus FEE-Anlagen mit Grenzkosten nahe Null besteht, erhöht sich das Gesamtangebot, d. h. die Angebotskurve verschiebt sich nach rechts.¹⁴² In der Folge ist bei identischer Nachfrage ein Kraftwerk mit geringeren Grenzkosten preissetzend, verglichen mit der Situation bei konstantem Angebot regelbarer Kraftwerke, jedoch ohne FEE-Angebot. Das zusätzliche Angebot von Strom aus Anlagen mit sehr geringen Grenzkosten hat bei dieser statischen Betrachtungsweise einen preissenkenden Effekt auf dem liberalisierten Stromgroßhandel.

Das Auftreten dieses Effekts wurde von Amundsen & Mortensen (2001) anhand eines einfachen statischen Gleichgewichtsmodells im Kontext der Wechselwirkung eines Emissionshandelssystems und angebotsorientiertem Quotenmodell theoretisch aufgezeigt. Jensen & Skytte (2002) bestätigen den Effekt bei ihrer Untersuchung zur Wechselwirkung eines Handels mit Grünstromzertifikaten, induziert durch ein angebotsorientiertes Quotenmodell für EE-Strom, sowie dem liberalisierten Stromgroßhandel.¹⁴³ Die preissenkende Wirkung der Einspeisung von erneuerbaren

¹⁴²Besteht in einem Versorgungssystem eine Abnahmepflicht und ein Einspeisevorrang für bestimmte Technologien, so wird deren verfügbare Stromerzeugung am Großhandelsplatz zu Grenzkosten von Null oder sogar darunter angeboten, um diese Privilegien zu garantieren. In Deutschland betrifft dies bei einer Fixvergütung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) zum Stand 2012 nicht nur FEE-Anlagen, sondern ebenfalls regelbare EE-Anlagen mit Brennstoffeinsatz. Dieses Angebot wirkt trotz Grenzkosten deutlich über Null somit ebenfalls preissenkend (vgl. Sensfuß et al., 2008).

¹⁴³Der von Amundsen & Mortensen (2001) und Jensen & Skytte (2002) hergeleitete Effekt einer steigenden EE-Stromerzeugung mit geringen Grenzkosten wird zwar durch eine Förderung mittels eines angebotsorientierten Quotenmodells induziert, hat jedoch aufgrund der identischen

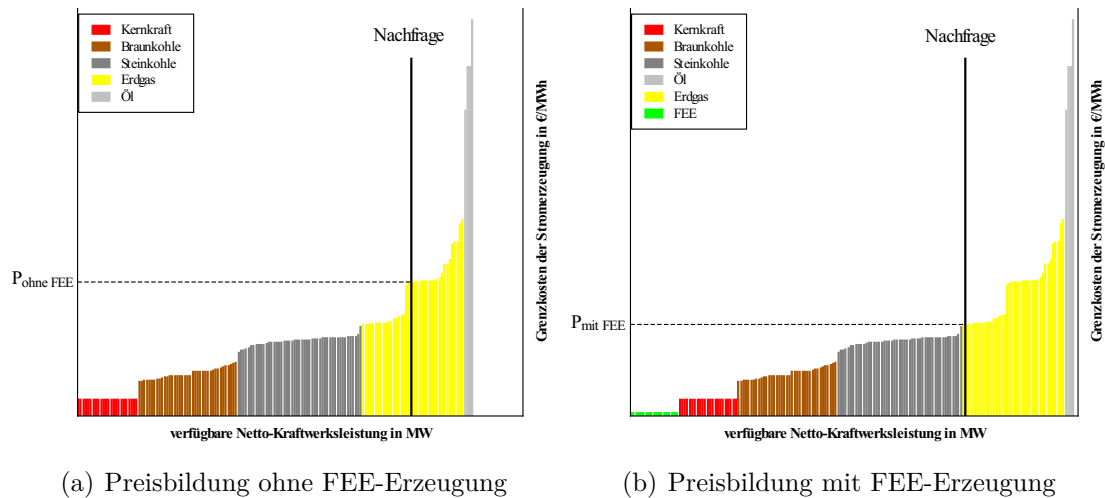


Abbildung 22: Der Merit-Order-Effekt in der kurzen Frist bei vollkommen unelastischer Nachfrage und konstantem Kraftwerkspark (eigene Darstellung)

Energien mit Grenzkosten nahe Null wird in der Literatur als *Merit-Order-Effekt* (MOE) bezeichnet. In Abbildung 22 ist der Merit-Order-Effekt anhand zweier Situationen mit identischer, vollkommen unelastischer Nachfrage nach elektrischer Energie und identischem Angebot regelbarer Erzeugungskapazität, jedoch unterschiedlichem Angebot an FEE-Stromerzeugung stilisiert dargestellt.

Die Nachfrage nach elektrischer Energie ist typischerweise nur in der sehr kurzen Frist mangels einer Reaktion eines Großteils der Stromverbraucher auf ein Echtzeit-Preissignal unelastisch. Langfristig hingegen ist die Nachfrage nach elektrischer Energie deutlich elastischer, wie empirische Untersuchungen zeigen (siehe Lijesen, 2007, und die dort verglichenen Ergebnisse anderer Studien). Neben generellen Verbrauchssenkungen durch effizientere Prozesse besteht durch die Substitution zwischen elektrischer und anderen Formen von Energie Möglichkeiten für Verbrauchsreaktionen. Während elektrische Energie in manchen Prozessen nicht substituierbar ist, lässt sich Strom in jede beliebige Energieform umwandeln (siehe Kapitel 2.2.1). Demnach sind in Abhängigkeit der Kreuzpreiselastizität zwischen elektrischer und anderen Formen der Energie weitere kurz- und langfristige Nachfragereaktionen bei Strompreisveränderungen zu erwarten (vgl. Brunner, 2014, S. 58 f.). Darüber hinaus ist in der langen Frist die Annahme eines unveränderten Angebots an regelbarer Kraftwerksleistung nicht mehr plausibel, da sich dieses

Preisbildungsregeln auf dem Stromgroßhandel ebenfalls in anderen Förderregimes die qualitativ gleiche Wirkung.

hinsichtlich der Erzeugungsleistung verfügbarer Technologien dynamisch an die zu deckende Nachfrage anpasst (vgl. Herleitung des optimalen Kraftwerksparks und der Einflussfaktoren in Kapitel 3). Folglich muss zwischen einem kurzfristigen und langfristigen Merit-Order-Effekt unterschieden werden.

Der kurzfristige Merit-Order-Effekt auf den Preis auf dem Stromgroßhandel ergibt sich durch die situative Verdrängung von Kraftwerken mit Brennstoffeinsatz durch FEE-Strom mit sehr geringen Grenzkosten. Die in der kurzen Frist plausiblen Annahmen eines unveränderten, regelbaren Kraftwerksparks und einer sehr preisunelastischen Nachfrage bedeuten jedoch nicht zwingend, dass die Preiselastizität oder die verfügbare Kraftwerksleistung konstant sind. Vielmehr gilt,

- dass die exakte, tatsächliche Elastizität der Nachfrage in der kurzen Frist einen Einfluss auf die Höhe des preissenkenden Effekts hat, wobei eine elastischere Nachfrage einen geringeren Merit-Order-Effekt zur Folge hat,
- dass in einem unveränderten, regelbaren Kraftwerkspark in der Kurzfrist technische Ausfälle, Revisionen etc. zu temporären Veränderungen der Merit-Order führen können und somit zur Verschiebung des Grenzkraftwerks.

Neben diesen Einflüssen, welche die zwei zentralen Annahmen betreffen, hängt die theoretische Höhe des preissenkenden Effekts der FEE-Einspeisung in der kurzen Frist nach dem Merit-Order-Modell von folgenden dynamischen Faktoren ab (vgl. Amundsen & Mortensen, 2001; Felder, 2011; Fürsch et al., 2012):

- Von der Höhe der situativen Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Energien mit Grenzkosten nahe Null, wobei eine höhere Einspeisung den Merit-Order Effekt tendenziell erhöht.
- Von der situativen Höhe der Grenzkosten regelbarer Kraftwerke, insbesondere der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten, wobei die Differenz zwischen preissetzendem Kraftwerk mit und ohne FEE-Einspeisung für die Höhe des Merit-Order-Effekts entscheidend ist.
- Von der situativen Höhe der Strompreise im Ausland und der verfügbaren Kapazität der Kuppelstellen, wobei höhere Preise im Ausland und hohe verfügbare Übertragungskapazitäten den Merit-Order-Effekt tendenziell absenken.
- Von der situativen Lage der Nachfragekurve, bedingt durch das zyklisch schwankende Nachfrageverhalten insbesondere innerhalb eines Tages, wobei

der Einfluss auf die Höhe des Merit-Order-Effekts vom Verlauf der Merit-Order abhängt.

Demzufolge ist die Richtung der kausalen Einflüsse zwischen den aufgeführten Faktoren und der Höhe des Merit-Order-Effekts in der kurzen Frist nicht in jedem Fall eindeutig. Zudem bestehen zwischen den Faktoren Wechselwirkungen. In Abbildung 23 ist der Einfluss einer Veränderung verschiedener Faktoren auf die Höhe des Merit-Order-Effekts *ceteris paribus* dargestellt.¹⁴⁴ Hierbei lässt sich zwischen zwei grundsätzlichen Wirkungen unterscheiden. Eine ist die Veränderung der Merit-Order durch kurzfristig nicht verfügbare Kraftwerksleistung sowie eine kurzfristige Veränderung der Grenzkosten durch Schwankungen der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise. Die zweite Wirkung ist eine Verschiebung bzw. Veränderung der Nachfrage, ausgelöst durch eine zusätzliche Nachfrage durch das Ausland, durch das zyklisch schwankende Nachfrageverhalten der Stromverbraucher sowie durch Veränderungen der kurzfristigen Preiselastizität der Nachfrage.

Die in der kurzen Frist als statisch anzusehende Zusammensetzung des Kraftwerksparks bestimmt in Abhängigkeit der Beziehung zwischen Brennstoff-/CO₂-Zertifikatspreisen und technologiespezifischen Nutzungsgraden sowie Emissionswerten den Verlauf der Merit-Order Kurve. Diese wiederum ist ein entscheidender Einflussfaktor auf die Höhe des Merit-Order-Effekts, da der Spread der Grenzkosten zwischen dem preissetzenden Kraftwerk mit und ohne FEE-Einspeisung dessen Höhe unmittelbar bestimmt (vgl. Felder, 2011, S. 35; Fürsch et al., 2012, S. 4 f., und Teil a in Abbildung 23). Berücksichtigt man die Auswirkungen des kurzfristigen Merit-Order-Effekts auf den regelbaren Kraftwerkspark, d. h. verlässt man die statische Perspektive hinsichtlich dessen Zusammensetzung, kann man die langfristigen Preiseffekte der FEE-Stromerzeugung theoretisch bestimmen.

Durch den Zubau von FEE-Stromerzeugungsanlagen und der damit einhergehenden Stromerzeugung zu Grenzkosten nahe Null verändert sich ebenfalls die zu deckende Residuallast. Je nach Lage und Verlauf der Residuallast existiert eine kosteneffiziente Zusammensetzung des regelbaren Kraftwerksparks aus den verfügbaren Technologien in Abhängigkeit derer fixen und variablen Kosten (vgl. De Jonghe et al., 2011; Fürsch et al., 2012, S. 7 ff.; Nicolosi & Fürsch, 2009, 251 f.; Sáenz de Miera et al., 2008, S. 3349 ff.; Weber & Woll, 2007, S. 5 ff.). In Abbildung 24 ist die Veränderung des kostenoptimalen Kraftwerksparks aufgrund einer Verände-

¹⁴⁴Im Gegensatz zu Abbildung 22 wird die FEE-Einspeisung hier nicht explizit aufgeführt, sondern durch eine verminderte residuale Nachfrage abgebildet. Der theoretisch resultierende Effekt ist in beiden Fällen identisch.

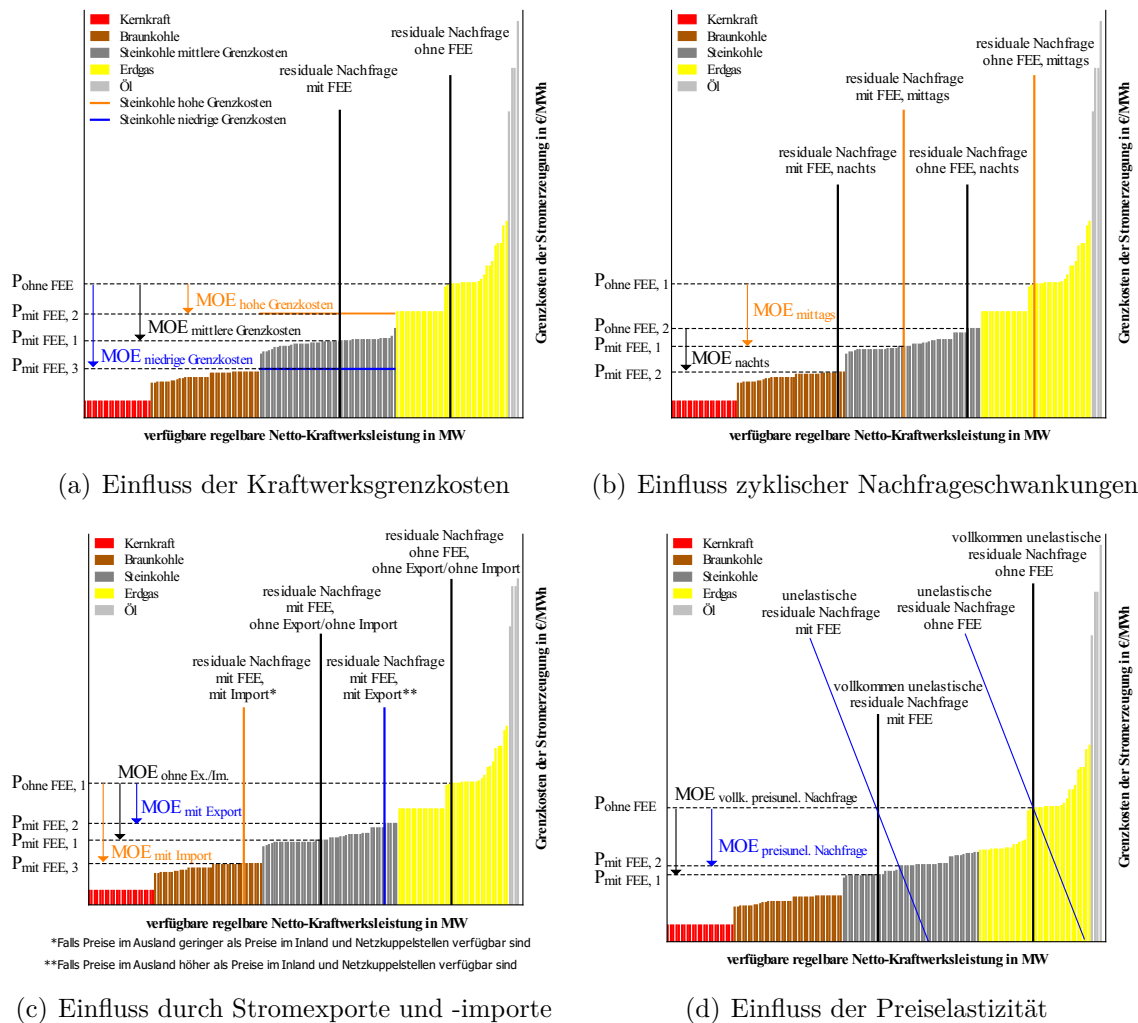


Abbildung 23: Schematische Darstellung verschiedene Einflüsse auf die Höhe des Merit-Order-Effekts (ceteris paribus, eigene Darstellung)

rung der Residuallast¹⁴⁵ schematisch dargestellt. Dabei wird grundsätzlich, wie auf S. 50 ff. dieser Arbeit beschrieben, vorgegangen: Durch Übertragen der Schnittpunkte der screening curves auf die entsprechende Jahreslastkurve erhält man den Kraftwerkspark mit den geringsten Gesamtkosten.¹⁴⁶

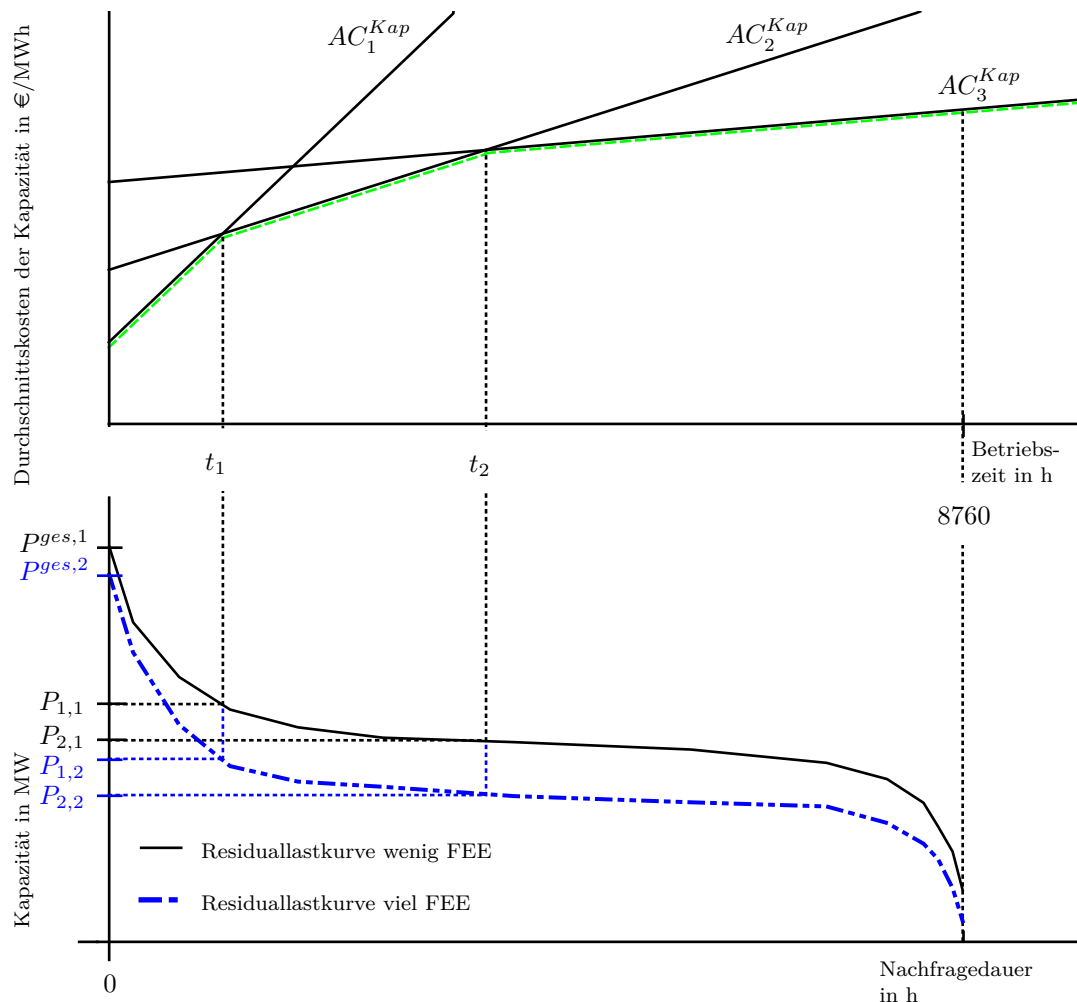


Abbildung 24: Veränderung des optimalen Kraftwerksparks bei steigender FEE-Erzeugung (eigene Darstellung, angelehnt an Nabe (2006, S. 39))

Durch die ansteigende Einspeisung von FEE-Anlagen ergeben sich nach Abbildung 24 zwei Anpassungseffekte auf den optimalen Kraftwerkspark. Erstens ver-

¹⁴⁵Hier wird die jährliche Residuallast als Jahreslastkurve abgebildet.

¹⁴⁶Dabei gelten ebenfalls die Annahmen einer vollkommen unelastischen Nachfrage sowie vollständig flexibler Kraftwerke, d. h. es bestehen keine Restriktionen hinsichtlich Lastwechsel und einzuhaltender Mindestlasten. Ebenso wird kein technischer Wandel bei den verfügbaren Kraftwerkstechnologien unterstellt, d. h. die fixen und variablen Kosten werden statisch betrachtet. Daher kann das beschriebene Vorgehen nur als eine Annäherung an den optimalen Kraftwerkspark interpretiert werden. Zu den Auswirkungen der Berücksichtigung von den genannten Restriktionen siehe De Jonghe et al. (2011).

ringert sich der Gesamtbedarf an regelbarer Kapazität aufgrund der gesicherten Leistung der zusätzlichen FEE-Anlagen (vgl. Kapitel 4.1.2) von $P^{ges,1}$ auf $P^{ges,2}$. Zweitens verändern sich die Anteile der verfügbaren Kraftwerkstechnologien, da sich die optimale Kapazität:

- von Spitzenlastkraftwerken (Technologie 1) deutlich auf $P^{ges,2} - P_{1,2}$ erhöht,
- von Mittellastkraftwerken (Technologie 2) gering auf $P_{1,2} - P_{2,2}$ erhöht,
- von Grundlastkraftwerken (Technologie 3) deutlich auf $P_{2,2}$ verringert.

Die genannten Anpassungseffekte treten durch das Absenken der Grundlast sowie das Bestehen hoher residualer Lasten in einem System mit einem höheren Anteil an FEE-Erzeugung auf (siehe auch De Jonghe et al., 2011; Fürsch et al., 2012; Hirth et al., 2013; Sáenz de Miera et al., 2008). Entspricht der Kraftwerkspark bei steigendem FEE-Anteil nicht dem theoretisch-optimalen, drückt sich der Anpassungsbedarf in einem vollkommenen Stromgroßhandel, bei dem perfekter Wettbewerb herrscht, durch die sinkende Auslastung (Kapazitätsfaktor, siehe S. 19 dieser Arbeit) für Grundlastkraftwerke aus, wodurch diese ihren wirtschaftlichen Vorteil gegenüber Mittel- und Spitzenlastkraftwerken tendenziell verlieren. Das Überangebot an Grundlastkraftwerken bzw. der Bedarf an Mittel- und Spitzenlastkraftwerken mündet über entsprechende Preissignale letztendlich im Bau von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken bzw. in der Stilllegung von Grundlastkraftwerken (Lamont, 2008, S. 1218 ff.; Sáenz de Miera et al., 2008, S. 3348 ff.; Wissen & Nicolosi, 2008, S. 112). In der Realität kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass die Marktakteure die Entwicklung der FEE-Einspeisung perfekt vorhersehen können. Ebenso ist der Anpassungsprozess der regelbaren Kapazitäten als langsam einzustufen (u. a. wegen langen Vorlauf- und Bauzeiten), daher entspricht die Situation eines optimalen Kraftwerksparks bei stetig zunehmender FEE-Stromerzeugung vielmehr der eines „beweglichen Ziels“ (Fürsch et al., 2012, S. 10).¹⁴⁷

Die Zunahme der Stromerzeugung aus FEE-Anlagen mit Grenzkosten nahe Null führt demnach zu einer dynamischen Veränderung des regelbaren Kraftwerksparks

¹⁴⁷Lamont (2008, S. 1226 f.) untersucht diesen Aspekt, indem in einer Modellvariante die Grundlastkapazität auf das Niveau in einem System ohne FEE-Erzeugung fixiert wird, die Kapazität an Mittel- und Spitzenlastkraftwerke hingegen veränderbar bleibt und hinsichtlich der Systemkosten bei gleichzeitig steigender Winderzeugung optimiert wird. Den Modellergebnissen zufolge hat sich die Stromerzeugung durch Mittellastkraftwerke deutlich und die Kapazität gering verringert. Spitzenlastkraftwerke hingegen erhöhten sowohl ihre Stromerzeugung als auch ihre gesamte Erzeugungskapazität gering. Im Gegensatz hierzu wurde ohne eine Fixierung der Grundlastkapazität diese bei einem steigenden FEE-Anteil an der Stromerzeugung zunehmend verdrängt und durch Mittellastkapazität ersetzt.

und somit zu einer Veränderung der Merit-Order. Im Gegensatz zur kurzfristigen Betrachtung des Merit-Order-Effekts wird bei der langfristigen diese beschriebene Veränderung mitberücksichtigt. Die Quantifizierung des langfristigen Merit-Order-Effekts erfordert demnach ein Szenario mit sowie ein Szenario ohne Stromerzeugung aus FEE-Anlagen. Die Höhe des langfristigen Merit-Order-Effekts entspricht der Differenz des Stromgroßhandelspreises zwischen den beiden Szenarien (Fürsch et al., 2012, S. 7 ff.; Wissen & Nicolosi, 2008, S. 111 ff.; Sáenz de Miera et al., 2008, S. 3348 ff.). Um diese bestimmen zu können, ist ein Simulationsmodell erforderlich, das die Einsatzzeiten der verfügbaren Kraftwerke und die Wirkung des Stromaußenhandels sowie die Entscheidungen für den Zubau und die Stilllegung von Kraftwerken aufgrund der zunehmenden FEE-Stromerzeugung im Laufe der betrachteten Zeit berücksichtigt und die daraus resultierenden Strompreise quantifiziert (Wissen & Nicolosi, 2008, S. 111).

Zwischen dem kurz- und langfristigen Merit-Order-Effekt liegen daher fundamentale Unterschiede in der Betrachtungsweise. Während der kurzfristige Merit-Order-Effekt ausschließlich Preiseffekte auf dem Stromgroßhandel bei gegebenem Kraftwerkspark berücksichtigt, werden bei dem langfristigen Merit-Order-Effekt die dynamischen Anpassungseffekte des Kraftwerksparks durch eine steigende FEE-Stromerzeugung mit in die Betrachtung eingezogen. Es wird also ein Vergleich zwischen der realen Entwicklung und einem hypothetischen Szenario erforderlich, welches die Entwicklung des Kraftwerksparks ohne die in der Realität auftretende FEE-Einspeisung abbildet. Neben dem direkten Effekt der Kraftwerksparkveränderung sind noch zahlreiche weitere, indirekte Effekte einer zunehmenden FEE-Einspeisung auf den Strompreis denkbar, die durch die Veränderung relevanter Einflussgrößen, wie z. B. unterschiedliche Entwicklungen der Brennstoffpreise, der Zertifikatspreise etc. ausgelöst werden.

Die Wahl des methodischen Ansatzes zur Bestimmung der Effekte einer zunehmenden FEE-Einspeisung auf den Stromgroßhandelspreis hängt von der Fragestellung ab. Zur Beurteilung der langfristigen Preis- und Kosteneffekte eines energiepolitischen Instrumentes zur Erhöhung der FEE-Stromerzeugung ist nach Wissen & Nicolosi (2008) der Ansatz zur Bestimmung der kurzfristigen Effekte nicht geeignet, welche dies am Beispiel des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) in Deutschland erläutern. Weber & Woll (2007) weisen ebenfalls auf die Notwendigkeit der Berücksichtigung der Anpassungseffekte des Kraftwerksparks bei der Beurteilung des EEGs

als langfristig ausgelegtes Instrument hin.¹⁴⁸ Entsprechend wählten nachfolgende Studien zur Bewertung der Kosten- und Preiseffekte des EEGs den langfristigen Ansatz, sowohl bei ex post als auch ex ante Berechnungen (u. a. Fürsch et al., 2012; Nicolosi, 2012; Sensfuß, 2011; Traber et al., 2011).

Dies bedeutet jedoch nicht die generelle Überlegenheit der langfristigen gegenüber der kurzfristigen Betrachtungsweise. Sollen Fragestellungen bezüglich des Großhandelsstrompreises und einer steigenden FEE-Erzeugung beantwortet werden, sind ausschließlich reale Entwicklungen und keine Vergleiche mit hypothetischen Szenarien von Relevanz. Somit stellt in diesen Fällen die kurzfristige Betrachtungsweise den richtige Ansatz dar. Zu einer solchen Einschätzung kommen ebenfalls Wissen & Nicolosi (2008, S. 114) in ihrem Fazit bei der Diskussion der Ansätze zur Bewertung des EEGs. Ebenfalls wichtige Einsichten für die Wahl des korrekten Ansatzes liefern Felder (2011, S. 35 ff.) und Fürsch et al. (2012, S. 22 f.) durch den Hinweis zur Unterscheidung von Verteilungs- und Wohlfahrtseffekten im Kontext eines politisch angestrebten Ausbaus der FEE-Stromerzeugung.

Hier ist zwischen dem Preiseffekt auf dem Stromgroßhandel, also dem Merit-Order-Effekt, und der Veränderung des Strompreises für Endkunden zu unterscheiden, der ggf. noch mit Steuern und staatlichen Abgaben oder Umlagen belastet ist (siehe Abbildung 25). Werden die Differenzkosten der Finanzierung des EE-Ausbaus (siehe Formel 10 auf S. 107 dieser Arbeit) als Umlage auf den Endkundenstrompreis aufgeschlagen, bestehen die theoretischen Möglichkeiten, dass der preissenkende Effekt auf dem Stromgroßhandel die Höhe der Umlage überkompensiert und somit der Endkundenpreis für elektrische Energie sinkt, oder dass die Preisreduktion auf dem Stromgroßhandel geringer ausfällt als die Höhe der Umlage, was insgesamt in einer Erhöhung des Endkundenpreises mündet (vgl. Sáenz de Miera et al., 2008, S. 3347).¹⁴⁹ Ein aufgrund des Merit-Order-Effekts sinkender Stromgroßhandelspreis

¹⁴⁸Sowohl Weber & Woll (2007) als auch Sáenz de Miera et al. (2008) untersuchen die langfristigen Preiseffekte einer zunehmenden FEE-Erzeugung im Rahmen eines Peak-Load-Pricing-Modells (siehe Crew et al., 1995, für eine Übersicht der Prinzipien und wissenschaftlichen Grundlagen des Modells). Beide Untersuchungen kommen anhand theoretischer Überlegungen zum Schluss, dass sich bei optimalem Anpassungsprozess das langfristige Niveau des durchschnittlichen Stromgroßhandelspreises in Szenarien mit und ohne FEE-Ausbau nicht unterscheidet. Dies ist jedoch nur unter den Annahmen einer perfekten Voraussicht der FEE-Einspeisung ohne Kapazitätsbeschränkungen hinsichtlich Brennstoff- und Kapazitätsverfügbarkeit, unter Vernachlässigung von technischen Flexibilitätsrestriktionen und einer stets positiven Residuallast, gültig (vgl. Fürsch et al., 2012, S. 10).

¹⁴⁹Sáenz de Miera et al. (2008, S. 3347) ergänzen noch einen dritten Fall, in dem es zu keinem Merit-Order-Effekt kommt und der Endkundenpreis um die Höhe der Umlage steigt. Gleichzeitig betonen sie jedoch, dass dieser Fall in einer kurzfristigen Betrachtung als äußerst unwahrscheinlich einzustufen ist.

ist also nicht zwingend mit einer Steigerung der Gesamtwohlfahrt verbunden. Diesbezüglich eine Aussage treffen zu können, erfordert eine Bewertung anhand der langfristigen Betrachtungsweise.¹⁵⁰ Die Verteilungseffekte können sehr vielfältig sein und sind stark abhängig von der genauen Ausgestaltung der politischen Instrumente zur Finanzierung des FEE-Ausbaus sowie der Höhe des FEE-Anteils an der Stromerzeugung. Erstens kann es durch den preissenkenden Effekt zu Umverteilungen zwischen Betreiber konventioneller und fluktuierender Stromerzeugungsanlagen kommen (für eine ausführliche Diskussion siehe Felder, 2011, S. 35 ff; Hirth & Ueckerdt, 2013, S. 939 ff.). Zweitens kann es durch eine Ungleichverteilung der Differenzkosten auf die verschiedenen Gruppen der Stromverbraucher ebenfalls zu Umverteilungen zwischen diesen kommen, bspw. zwischen Haushaltsgruppen mit unterschiedlicher Einkommenssituation (vgl. Neuhoff et al., 2013). Nimmt man die realen energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen als gegeben, lassen sich Aussagen zu Verteilungseffekten mit der kurzfristigen Betrachtungsweise treffen.

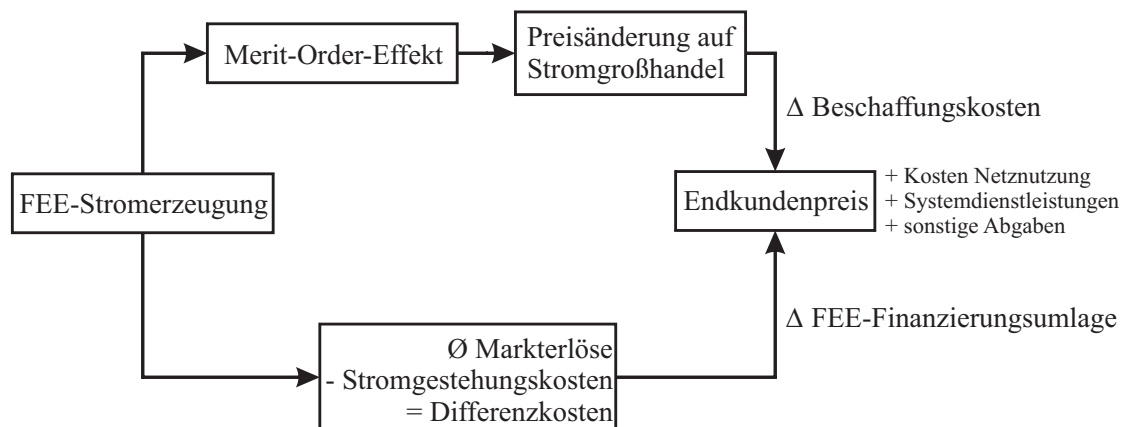


Abbildung 25: Mögliche Einflüsse der fluktuierenden erneuerbaren Energien auf den Endkundenpreis für Strom (eigene Darstellung)

4.2.2 Auswirkungen auf regelbare Erzeugungstechnologien

Liberalisierte Strommärkte, wie sie bis zu dieser Stelle behandelt wurden, dienen ausschließlich zum Handel der erzeugten elektrischen Energie. Die Vorhaltung von

¹⁵⁰In diesem Zusammenhang ist auf die Diskussion um die korrekte und vollständige Internalisierung externer Umwelteffekte durch die Stromerzeugung hinzuweisen (siehe S. 95 ff. dieser Arbeit).

gesichert abrufbarer elektrischer Leistung wird nicht vergütet.¹⁵¹ Solche Märkte werden als *Energy Only-Markt* (EOM) bezeichnet. In der Wissenschaft findet eine Diskussion darüber statt, ob die Strompreise an einem EOM ausreichend hoch sind, um genügend Investitionen in Erzeugungskapazität hervorzurufen und das gesamtwirtschaftlich optimale Niveau an Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten (siehe Kapitel 2.2.2 zur Erklärung der Begriffe Versorgungszuverlässigkeit und -qualität). Diese Frage wird unter dem Begriff *missing money*-Problem diskutiert, wobei dieser auf Shanker (2002) zurück geht, der als unabhängiger Berater die amerikanische Regulierungsbehörde FERC (Federal Energy Regulatory Commission) zur Thematik beraten hat. Die Gründe für ein solches Versagen des EOM können sehr vielfältig sein und werden im Folgenden kurz erläutert.

Damit ein Kraftwerk wirtschaftlich betrieben werden kann, müssen Erlöse auf den Märkten erzielt werden, die durchschnittlich mindestens die Höhe der Stromgestehungskosten erreichen. Dies bedeutet, dass nicht nur die variablen, sondern auch die fixen Kosten vollständig gedeckt werden müssen. Entsprechen die Preise auf dem Großhandelsmarkt stets den Grenzkosten des Grenzkraftwerks, so kann dieses seine Fixkosten unmöglich decken. Demnach sind für einen wirtschaftlichen Betrieb eines solchen Kraftwerks zeitweise Preise notwendig, die über den Grenzkosten des letzten, eingesetzten Kraftwerks liegen. Diese können der Peak-Load-Pricing-Theorie (vgl. Fußnote 148) zufolge in Situationen einer sehr hohen Nachfrage nach Strom bzw. eines sehr knappen Angebots an Stromerzeugung auftreten und werden daher als *Knappheitspreise* (englisch: *scarcity prices*) bezeichnet (siehe u. a. Hogan, 2005, S. 13; Joskow, 2006, S. 19). Die dadurch entstehende Differenz zwischen Grenzkosten und Markterlöse wird als *Knappheitsrente* (englisch: *scarcity rent*) bezeichnet (Stoft, 2002, S. 70 ff.).

Eine Voraussetzung für ausreichend hohe Knappheitspreise auf einem EOM zur Lösung des missing money-Problems ist eine kurzfristig hinreichend preiselastische Nachfrage, so dass in Knappheitssituationen eine Markträumung zu einem Preis oberhalb der Grenzkosten des Grenzkraftwerks stattfindet (Cramton & Stoft, 2006, S. 23). In der Regel beschafft sich jedoch nur ein kleiner Teil der Endkunden, insbesondere Unternehmen aus der stromintensiven Industrie, direkt an den Großhandelsmärkten mit Strom und reagiert auf sehr kurzfristige Knappheitspreissignale. Jedoch empfängt der Großteil der Endkunden weder ein kurzfristiges Preissignal,

¹⁵¹Die Märkte für Regelleistung stellen hier eine Ausnahme dar. Die beschriebene Definition bezieht sich auf die Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit, nicht der Versorgungsqualität (siehe S. 33 dieser Arbeit).

noch bestehen die technischen Möglichkeiten, solche Verbraucher gezielt vom Netz zu trennen. Das Gut der Versorgungszuverlässigkeit besitzt somit Eigenschaften eines öffentlichen Guts (näheres siehe S. 33 dieser Arbeit) und der Markt ist nicht in der Lage, das optimale Versorgungsniveau bereitzustellen. Um die kurzfristige Elastizität der Nachfrage nach Strom zu erhöhen, wäre eine Ausweitung der technischen Ausstattung der Kunden erforderlich, damit diese Echtzeitpreissignale empfangen und darauf reagieren können. Je geringer der Stromverbrauch an einem Anschluss ist, desto geringer ist jedoch der Nutzen und desto höher sind die spezifischen Kosten, womit sich aus theoretischer Sicht ein Optimum ergibt (Borenstein, 2005). Appelrath et al. (2012) liefern eine Übersicht der technischen, ökonomischen und sozialen Herausforderungen einer umfassenden Flexibilisierung der Stromnachfrage.

Weist die Nachfrage hingegen eine sehr geringe kurzfristige Preiselastizität auf, können in Knappheitssituationen sehr hohe Preisspitzen auftreten. Theoretisch könnten diese sogar unendlich hoch sein, aufgrund dessen es zu extrem hohen Produzentenrenten kommen kann (Heuterkes et al., 2008, S. 82). Damit dies vermieden wird, wurden in vielen liberalisierten Strommärkten Preisobergrenzen eingeführt. Damit in Situationen mit knapper Erzeugungskapazität der Preis die Opportunität einer unfreiwilligen Trennung vom Stromnetz widerspiegelt, sollte diese Preisobergrenze idealerweise dem VoLL (siehe S. 32 dieser Arbeit) entsprechen (vgl. Hogan, 2005, S. 10). Trotz des wissenschaftlichen Konsenses über die Höhe der Preisgrenzen, besteht in der praktischen Einführung die Schwierigkeit der korrekten Bestimmung des VoLL durch den Regulator (Cramton & Stoft, 2006, S. 32 f.).

In diesem Kontext entsteht ein weiteres Problem durch die schwierige Unterscheidung von Preisspitzen, welche aufgrund von knappen Erzeugungskapazitäten entstehen und solchen, die aufgrund der Ausübung von Marktmacht auftreten. Dabei ist gerade in Knappheitssituationen das Potenzial zur Ausübung von Marktmacht mittels ökonomischer oder physischer Kapazitätszurückhaltung hoch (vgl. Abbildung 16). Daher besteht trotz der unbestrittenen Effektivität von Preisgrenzen als regulatorische Maßnahme zur Verhinderung von Marktmacht auf den Stromgroßhandelsplätzen die Gefahr, dass hierdurch notwendige Knappheitspreise verhindert und langfristig zu wenige Investitionen in Erzeugungskapazität getätigt werden (vgl. Joskow & Tirole, 2007, S. 70 ff.). Weiterhin besteht aus der Sicht von potenziellen Investoren durch die mögliche Absenkung oder Einführung neuer Preisobergrenzen ein regulatorisches Risiko, das wieder investitionshemmend in einem liberalisierten Stromsektor wirken kann (Joskow, 2008, S. 28).

Joskow (2006) bestätigt anhand der Betrachtung eines exemplarischen Spitzenlastkraftwerks und historischer Großhandels- und Regelleistungsmarktpreise im Netzgebiet des Betreibers PJM an der Ostküste der USA,¹⁵² dass ein solches Kraftwerk keine ausreichende Deckungsbeiträge für einen wirtschaftlichen Betrieb in den Jahren 1999-2005 erwirtschaften konnte. Aufgrund gleichartiger Probleme wurden weltweit in mehreren Ländern sogenannte *Kapazitätsmechanismen oder -märkte* (englisch: *capacity mechanism*) eingeführt, die für zusätzliche Erlöse für vorgehaltene Kraftwerksleistung sorgen. Somit sollen die zur Gewährleistung langfristiger Versorgungszuverlässigkeit erforderlichen Investitionsanreize entstehen. Eine Übersicht der international implementierten Mechanismen sowie deren Funktionsweisen und Ausgestaltungen ist bei Süßenbacher et al. (2011) zu finden.

Bis hierhin wurde das missing money-Problem behandelt, das auch in liberalisierten Strommärkten ohne hohen FEE-Anteile auftreten kann. Wie in Kapitel 4.2.1 beschrieben, kann es durch die Stromerzeugung von FEE-Technologien mit Grenzkosten nahe Null zu einem preissenkenden Effekt auf den Großhandelsplätzen kommen. Ein sinkendes Preisniveau und stärkere Preisschwankungen können zu Verschiebungen der Einsatzzeiten regelbarer Technologien führen. Die Preissignale des Stromgroßhandels drücken so den Änderungsbedarfs des bestehenden, hin zu einem technisch optimalen Kraftwerkspark aus (vgl. S. 137 dieser Arbeit).

Da zum einen trotz fester politischer Zielsetzungen Unsicherheit über die tatsächliche Entwicklung des FEE-Ausbaus und zum anderen durch die Dargebotsabhängigkeit der FEE-Stromerzeugung und der resultierenden Preiseffekte eine generelle Unsicherheit besteht, ist die Vorhersage der zukünftigen Großhandelspreise zusätzlich erschwert. Die Investitionsentscheidung potenzieller Kraftwerksbetreiber basiert jedoch auf solchen Preisprognosen, um zukünftige Erlöse bestimmen zu können. Da die Entscheidungen risikoaverser Investoren durch zusätzlich induzierte regulatorische und marktliche Risiken gestört werden, sinkt die Investitionsbereitschaft, insbesondere in sehr kapitalintensive Grundlastkraftwerke (vgl. Neuhoff & De Vries, 2004). Ein hoher und weiter steigender FEE-Anteil kann dies zusätzlich verstärken. Ein Absinken des durchschnittlichen Preisniveaus hätte ebenfalls zur Folge, dass Neuinvestitionen in brennstoffbasierte Kraftwerke unattraktiver werden und ältere Kraftwerke frühzeitig stillgelegt werden (vgl. Edenhofer et al., 2013, S. S20).

¹⁵²Das Markt- und Netzgebiet PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland) ist nach dem Poolmodell organisiert (vgl. Kapitel 3.2).

Für den deutschen Stromsektor untersuchen Traber & Kemfert (2011) anhand von Modellrechnungen den Einfluss der Windeinspeisung auf die Investitionsanreize zur Errichtung regelbarer Kraftwerke und kommen zu dem Ergebnis, dass der Kapazitätsfaktor von flexiblen Gaskraftwerken überproportional sinkt und somit gleichzeitig deren wirtschaftliche Attraktivität. Steggals et al. (2011) kommen in ihrer Untersuchung zum Einfluss hoher Windeinspeisung auf Kraftwerksinvestitionen im britischen Stromsektor zu ähnlichen Schlüssen, betonen jedoch, dass die Flexibilität neuer Gaskraftwerke bei einem weiter steigenden Windanteil deren Attraktivität erhöhen kann. Zusammenfassend können sinkende Strommarkterlöse und zusätzlich induzierte Risiken die auch ohne FEE-Erzeugung bestehenden Ursachen des missing money-Problems verstärken. Um dennoch ausreichende Investitionsanreize für konventionelle Kraftwerke im EOM zu erhalten, müssten höhere Knappheitspreise als Kompensation auftreten (Winkler et al., 2013, S. 241).

Werden in einem Stromsystem mit hohem FEE-Anteil weiterhin umfangreiche, ungenügend flexible Erzeugungskapazitäten von thermischen Grundlastkraftwerken betrieben, kann sich der Systemkonflikt in negativen Preisen auf den kurzfristigen Großhandelsplätzen ausdrücken, sofern diese vom Handelsplatz zugelassen werden. Für den Fall des kurzfristigen Handels an der EPEX Spot traten nach der Zulassung negativer Gebote ab Oktober 2008 diese in vereinzelt Stunden auf (siehe Tabelle 8). Grund hierfür sind die genannten technischen Flexibilitätsrestriktionen konventioneller Grundlastkraftwerke bei gleichzeitig preisunelastischer, niedriger Nachfrage und hoher FEE-Erzeugung, die aufgrund der sehr geringen Grenzkosten zu entsprechend niedrigen Preisen angeboten werden.¹⁵³

In diesem Kontext stellen An- und Abfahrtskosten sowie Mindeststillstandszeiten Opportunitätskosten für unflexible Kraftwerke dar, da deren Betreibern hierdurch Gewinne in den Folgestunden entgehen. Folglich werden diese in die Gebote an den kurzfristigen Märkten eingepreist, wobei selbst negative Preise zur Vermeidung einer Kraftwerksabschaltung in Kauf genommen werden (vgl. u. a. Nicolosi et al., 2010, S. 13 f.; Andor et al., 2010, S. 92 f.). Aus ökonomischer Sicht entspricht dies einer effizienten Preisbildung, da die Stromanbieter so in der Lage sind, ihren wahren Reservationspreis auszudrücken (Brunner, 2014, S. 52; Grimm et al., 2008b, S. 36 f.).

¹⁵³In Deutschland wird nach dem EEG-Einspeisetarif vergütete Stromerzeugung unlimitiert, d. h. zu stark negativen Geboten, auf dem Spotmarkt veräußert. EEG-Anlagen, die nach dem Marktprämienmodell vergütet werden, werden weiterhin bis zu einem negativen Preis in Höhe der Marktprämie angeboten. Diese spezifische Form der regulierten EE-Finanzierung stellt eine weitere Ursache für negative Preise dar (vgl. Andor et al., 2010; Monopolkommission, 2013, S. 139).

Tabelle 8: Negative Preise an der EPEX Spot in den Jahren 2009-2013 (Datenquelle: EEX)

Preishöhe	2009	2010	2011	2012	2013
< 0 bis -50 €/MWh	51	12	15	34	59
< -50 bis -100 €/MWh	5	0	0	7	4
< -100 bis -150 €/MWh	11	0	0	2	2
< -150 €/MWh	4	0	0	13	0
Summe	71	12	15	56	65

Sinngemäß äußerten sich die europäische Strombörsen AAPX/Belpex/EPEX SPOT (2013) zum Auftreten negativer Preise im kurzfristigen Handel im Sommer 2013 in einer gemeinsamen Stellungnahme wie folgt:

„Such inflexibility-driven negative prices are fundamentally compatible with, and in no way undermine, economic efficiency and the principals of competitive electricity wholesale markets.“

Negative Preise drücken demnach die hohen technischen Flexibilitätsanforderungen eines Stromsystems aus. Bestehende Kraftwerke, welche diese nicht erfüllen können, sind in der Folge durch sinkende Laufzeiten wirtschaftlich bedroht (De Jonghe et al., 2011, S. 2234). Demgemäß sind mit Investitionen zur Flexibilisierung oder gar der Stilllegung betroffener Kraftwerke als Reaktion seitens der Betreiber auf zunehmend negative Preise zu rechnen. Dass dies wegen der vielfältigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht zwingend der Fall sein muss, zeigen die Untersuchungen von Mayer et al. (2013) zur Auslastung konventioneller Kraftwerke in Deutschland in Zeiten sehr geringer oder gar negativer Preise am Spotmarkt in den Jahren 2012 und 2013. Den Ergebnissen zufolge reduzierten trotz einer Zunahme von niedrigen¹⁵⁴ und negativen Börsenpreise sowohl Atom- als auch Braunkohlekraftwerke ihr Stromerzeugung kaum. Etwas flexiblere Steinkohlekraftwerke senkten ihre Leistung ausschließlich in Stunden mit negativen Preisen spürbar. Verglichen zum untersuchten Vorjahr nahm deren Auslastung in Niedrigpreiszeiten jedoch zu und somit wurden deutlich flexiblere Gaskraftwerke verdrängt. Als Gründe hierfür nennen Mayer et al. (2013) die zwischenzeitlich gesunkenen Preise für CO₂-Zertifikate und Importsteinkohle, die folglich einen starken Einfluss auf die erzeugungsseitige Flexibilisierung des Stromsektors haben. Neben der Erzeugungsseite ist die Häufigkeit

¹⁵⁴Mayer et al. (2013, S. 6) definieren in ihrer Arbeit Stunden mit einem Preis unterhalb von 10 €/MWh als Niedrigpreiszeit.

und Höhe negativer Preise im kurzfristigen Stromgroßhandel durch kurzfristige Reaktionen auf der Nachfrageseite beeinflusst (siehe hierzu S. 132 dieser Arbeit).¹⁵⁵

Neben den negativen Effekten auf die Wirtschaftlichkeit regelbarer brennstoffbasierter Kraftwerke können durch den Merit-Order-Effekt jedoch auch temporär begrenzt positive Effekte auftreten. So überprüfen Henkel & Lenck (2013) anhand einer Simulation, basierend auf empirischen Preisdaten und bestimmten Annahmen bezüglich der Stromvermarktung und Kraftwerksgrenzkosten,¹⁵⁶ die These, dass regelbare konventionelle Kraftwerke mittels durch den Merit-Order-Effekt verursachten und nicht erwarteten Preisdifferenzen zwischen Termin- und Spotmarkt ihre Gewinne signifikant erhöhen können. Deren Ergebnissen zufolge konnten im Jahr 2012 sowohl die Grundlasttechnologien Braun- und Steinkohle als auch die Spitzenlasttechnologie eines GuD-Kombikraftwerks durch die über das EEG-geförderte Stromerzeugung ihre Deckungsbeiträge im deutschen Stromsektor optimieren. Demzufolge kann durch einen staatlich forcierten EE-Ausbau nicht nur ein negatives, sondern auch ein positives regulatorisches Risiko für konventionelle Kraftwerke entstehen, falls preissenkende Effekte auf den kurzfristigen Märkten auftreten und diese von den Marktakteuren unterschätzt werden.

In einem EOM kann es durch die beschriebenen Gründe zu einem missing-money-Problem kommen, d. h. ein Teil der für das gesamtwirtschaftlich optimale Niveau an Versorgungszuverlässigkeit notwendigen konventionellen Kraftwerke kann nicht wirtschaftlich betrieben werden. Tritt in einem solchen Stromsystem zusätzlich durch einen hohen und weiter zunehmenden Anteil an FEE-Stromerzeugung ein preissenkender Merit-Order-Effekt auf den Großhandelsmärkten auf, kann dies die beschriebenen, negativen wirtschaftlichen Auswirkungen durch sinkende Strommarkterlöse und zusätzlich induzierte Risiken verstärken. Ist der Ausbau der FEE-Stromerzeugung vor allem durch politische Instrumente bzw. regulatorische Eingriffe getrieben, können einerseits durch das zusätzliche regulatorische Risiko erschwerte Preisprognosen investitionshemmend wirken, andererseits können durch unterschätzte Preiseffekte Möglichkeiten für eine Ertragsoptimierung entstehen, wodurch die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke temporär positiv beeinflusst werden kann. Zusammenfassend bleibt anzumerken, dass bei der Diskussion

¹⁵⁵An dieser Stelle ist insbesondere auf die derzeit technisch bedingte, eingeschränkte Speicherbarkeit von elektrischer Energie hinzuweisen (siehe S. 13 dieser Arbeit).

¹⁵⁶Henkel & Lenck (2013, S. 6 f.) treffen die Annahme, dass der Strom aus Kohlekraftwerken auf dem Terminmarkt für Baseprodukte, und der aus Gaskraftwerken auf dem Terminmarkt für Peakprodukte verkauft werden. Des Weiteren wird angenommen, dass der kalkulatorische Terminpreis dem durchschnittlichen Terminpreis über den Handelszeitraum entspricht.

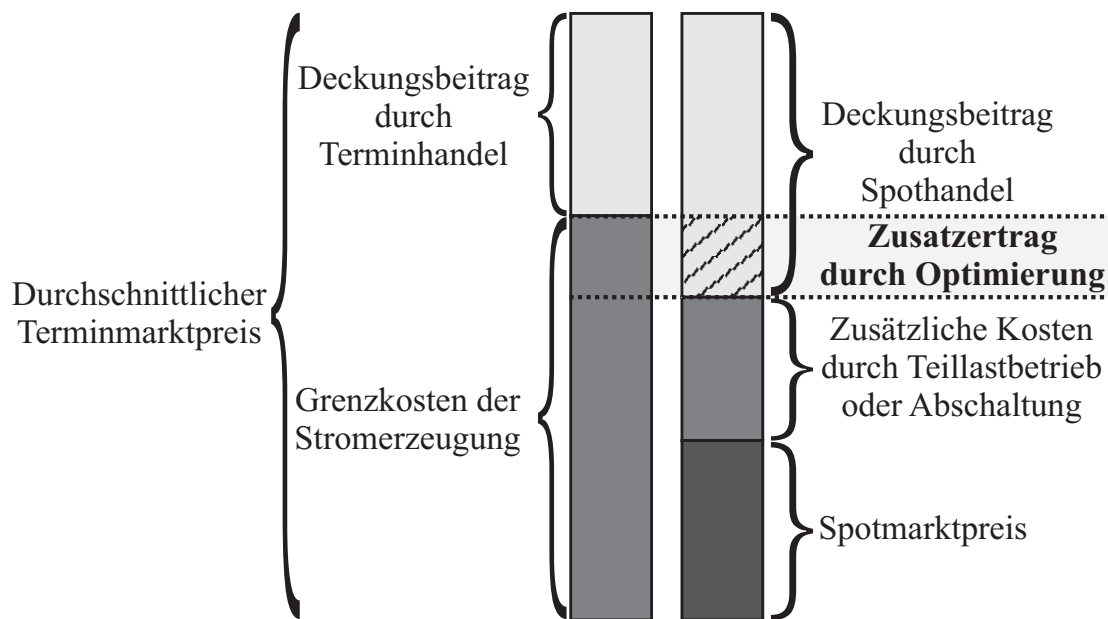


Abbildung 26: Optimierungspotenziale der Deckungsbeiträge von regelbaren Kraftwerken bei Preisdifferenzen zwischen Termin- und Spotmärkten (eigene Darstellung, angelehnt an Henkel & Lenck (2013, S. 5))

um Kapazitätsmechanismen zur Lösung des missing-money-Problems darauf zu achten ist, dass die Kompensation bestehender konventioneller Kraftwerke, die unter versunkenen Kosten (englisch: *stranded costs*) leiden, welche von Überkapazitäten durch einen politisch induzierten, dynamischen FEE-Ausbau entstehen, Fragen der Verteilung und nicht der ökonomischen Effizienz betrifft (vgl. Henriot & Glachant, 2013). Unter diesen Rahmenbedingungen muss ein Kapazitätsmechanismus als Ergänzung des EOM so konstruiert werden, dass aus einer dynamischen Sicht effiziente Investitionen in regelbare Kraftwerke getätigt werden, so dass das Stromsystem, bei gleichzeitig stattfindendem Ausbau der FEE-Stromerzeugung, das gewünschte Maß an Versorgungszuverlässigkeit und Flexibilität bietet. In diesem Zusammenhang kann auch das häufigere Auftreten negativer Spotmarktpreise ein effizientes Preissignal sein.

4.2.3 Auswirkungen auf fluktuierende Erzeugungstechnologien

Besteht in einem liberalisierten Stromsektor ein hoher Anteil fluktuierender Erzeugung, dessen Zunahme politisch forciert wird, so kann dies nicht nur einen bedeutenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit bestehender regelbarer Erzeugungstechnologien und deren optimaler Zusammensetzung haben, sondern ebenfalls auf

die dargebotsabhängigen Anlagen selbst. Die ökonomischen Auswirkungen auf FEE-Anlagen haben jedoch einen entscheidend verschiedenartigen Ursprung. Während regelbare Kraftwerke hauptsächlich durch den preissenkenden MOE sowie resultierende, durchschnittlich sinkende und weniger kontinuierliche Einsatzzeiten beeinflusst sind, besteht für dargebotsabhängige Anlagen zusätzlich ein potenziell bedeutender Einflussfaktor durch eine zusätzlich sehr hohe Simultanität der eigenen Stromerzeugung.

Im grundsätzlichen Unterschied gegenüber regelbarer Kraftwerke können FEE-Anlagen ihre Stromerzeugung nur sehr stark eingeschränkt steuern (siehe Abschnitt 4.1.1). Ist neben den genannten technischen (siehe S. 13 dieser Arbeit) oder kostenbedingten Gründen keine temporäre Speicherung der elektrischen Energie möglich, verbleibt die auf S. 128 dieser Arbeit als Einspeisemanagement beschriebene Option als unmittelbare Reaktion auf Marktpreissignale.¹⁵⁷ Aufgrund der allgemein gültigen Leitungsgebundenheit der Stromversorgung (siehe Kapitel 2.2.1) und der gleichzeitigen Standortabhängigkeit des spezifischen Erzeugungsprofils einzelner FEE-Anlagen, ist die Standortverlagerung innerhalb eines geografisch eingegrenzten Gebiets eines Elektrizitätsversorgungssystems ebenfalls eine limitierte Einflussmöglichkeit auf die Stromerzeugung. Hierbei unterscheiden sich die verschiedenen FEE-Technologien voneinander.

Das Stromerzeugungsprofil einer PV-Anlage steht in direktem Zusammenhang zur Sonneneinstrahlung am Anlagenstandort und hat somit ein Einspeiseprofil mit festem, täglichen Charakter. Dieses kann in Abhängigkeit der lokalen Zeitzone mit der üblicherweise anfallenden Mittagsspitze des Stromverbrauchs innerhalb eines Marktgebietes zusammenfallen und hierdurch zu einer Stromerzeugung in Stunden mit überdurchschnittlichen Großhandelspreisen führen (vgl. u. a. Borenstein, 2012, S. 74; Zipp, 2015, S. 6 ff.). Hirth (2013, S. 219) bezeichnet diese PV-typische Eigenschaft einer positiven Korrelation der Erzeugung mit der Nachfrage¹⁵⁸ als Korrelationseffekt (im Original *correlation effect*). Innerhalb eines Gebiets mit der Geographie Deutschlands ist eine Variation des Erzeugungsprofils sowohl durch eine Verlagerung des Standorts als auch der Anlagenausrichtung nur sehr begrenzt effektiv (vgl. Abbildung 27 und Zipp, 2015). Dennoch liegt auch in diesem Fall

¹⁵⁷Neben dieser kurzfristigen Reaktion auf Preissignale sind langfristig technische Innovationen denkbar, die im Rahmen der Dargebotsabhängigkeit das Erzeugungsprofil von FEE-Anlagen an den Bedarf anpassen können. Dies können bei Windkraftanlagen u. a. Anpassungen im Bereich der Rotorblätter, der Nabenhöhe etc. sein (Pape et al., 2013; Pape, 2013), im Bereich der PV sind Reaktionen durch die Veränderung der Anlagenausrichtungen denkbar (Zipp, 2015).

¹⁵⁸Oder auch eine Korrelation mit anderen exogenen Parametern, welche letztlich zu überdurchschnittlichen Verkaufserlösen führen.

eine gewisse räumliche Varianz der Stromerzeugung vor und durch eine räumlich nicht konzentrierte Verteilung von PV-Anlagen kann deren energiewirtschaftlicher Wert¹⁵⁹ gesteigert werden (vgl. Mono et al., 2014, S. 45 ff.).

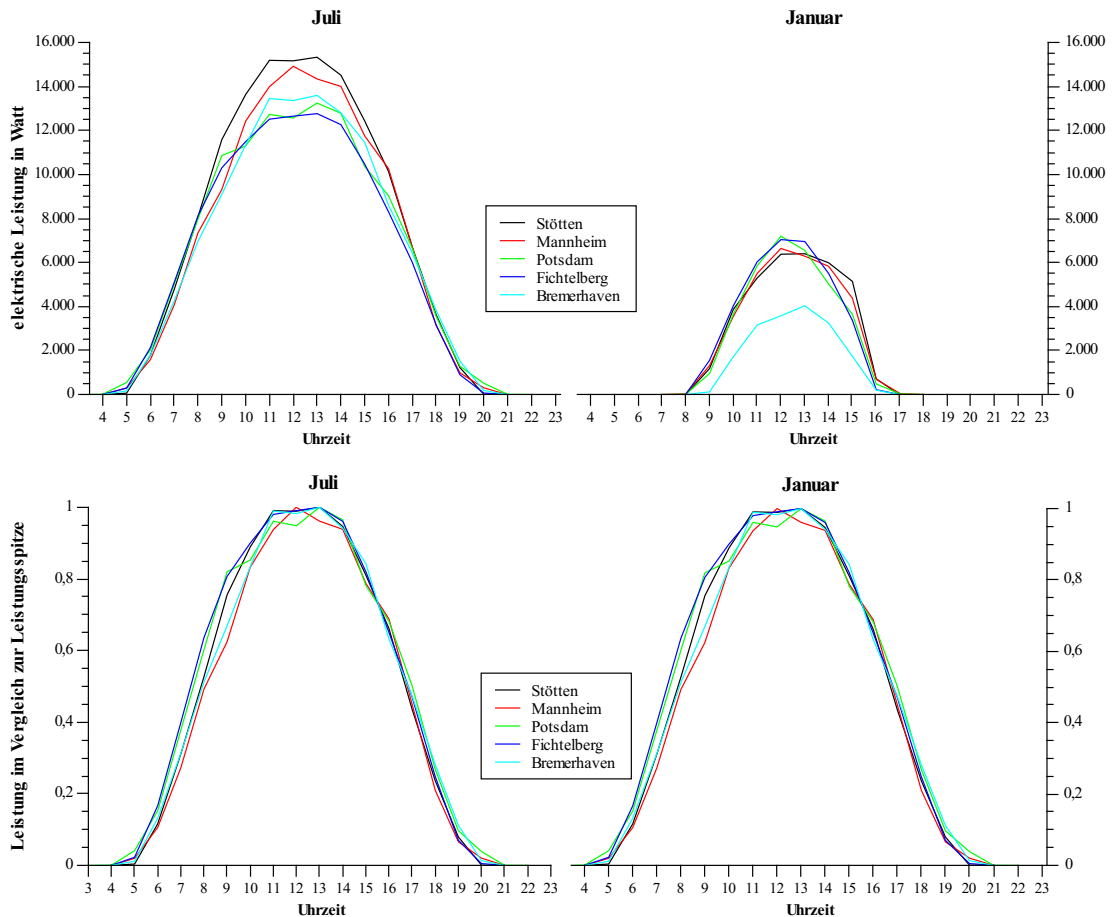


Abbildung 27: Vergleich der durchschnittlichen Stromerzeugung einer PV Anlage (30 kW_p) mit 30° -Südausrichtung an 5 Standorten in Deutschland im Juli und Januar (Berechnungen von Zipp & Lukits (2014) und Zipp (2015), Daten: Deutscher Wetterdienst)

Die Korrelation der Stromerzeugung zwischen zwei Windkraftanlagen sinkt typischerweise mit der räumlichen Distanz zwischen diesen. So zeigen die Berechnungen des Korrelationskoeffizienten der Erzeugung zweier Windanlagenstandorte in Deutschland von Pape et al. (2013, S. 17 f.), dass dieser bei geringer Entfernung sehr hoch sein kann, mit steigender Distanz jedoch abnimmt und gegen Null

¹⁵⁹Mono et al. (2014) entwickeln zur Bemessung ein eigenes Gütemaß, um das energiewirtschaftliche Potenzial des Effekts des räumlichen Ausgleichs von Anlagenstandorten abzuleiten. Hierbei werden zum einen die räumliche Simultanität der Stromerzeugung in Abhängigkeit der Distanz zwischen Anlagen und zum anderen der Kapazitätsfaktor als Simultanmaß der installierten Leistung einer Technologie ohne Beachtung ihrer räumlichen Verteilung herangezogen.

tendiert, jedoch nie eine Antikorrelation erreicht. Sindén (2007, 116 ff.) bestätigt diese Ergebnisse bei seiner Berechnung der paarweisen Korrelation von über 2000 Windanlagen in Großbritannien.¹⁶⁰ Dieses Erkenntnis kann als allgemein erachtet werden und wird auch zur Simulation von Windgeschwindigkeiten genutzt (vgl. Feijóo et al., 2011).

Zur Beziehung zwischen der Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen in Abhängigkeit des Standorts gibt es bisher kaum Untersuchungen. Eine Ausnahme ist die umfassende Studie von Mono et al. (2014, S. 30 ff.), die bei der Analyse von Erzeugungsdaten für den Zeitraum 2008-2012 durchweg negative Korrelationskoeffizienten zwischen der PV- und Winderzeugung innerhalb definierter Regionen in Deutschland berechnen. Hierbei wurden jedoch ausschließlich Stunden mit einer PV-Erzeugung berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen die starke Abhängigkeit des technologieübergreifenden Zusammenhangs der Stromerzeugung von der lokalen Topographie, weshalb hier keine generelle Aussage ableitbar ist.

Die Ergebnisse der aufgeführten Untersuchungen zeigen, dass die technologiespezifische Stromerzeugung aus FEE-Anlagen von einer hohen Gleichzeitigkeit geprägt sein kann. Dies würde wiederum bedeuten, dass die technologiespezifische FEE-Stromerzeugung systematisch in Zeiten mit einem besonders hohen preissenkenden MOE anfällt, da dieser eben von der Höhe der Stromerzeugung entscheidend beeinflusst werden kann. Bei einem weiteren Zubau der Anlagen kann sich demzufolge dieser Effekt verstärken. Eine in diesem Zusammenhang wichtige Maßzahl ist der *Marktwertfaktor* (auch *relativer Marktwert*) einer bestimmten Technologie, der sich wie folgt berechnet (vgl. u. a. Hirth, 2013, S. 223; Sensfuß, 2011, S. 3):

¹⁶⁰Ein Paar von Windanlagen mit einem Abstand von 900 km wies dabei eine leicht negative Korrelation auf.

$$MW_j = \frac{\sum_{t_0}^T P_t \cdot Q_{j,t}}{\underbrace{\sum_{t_0}^T Q_{j,t}}_{\text{ØErlöse}}} / \underbrace{\frac{\sum_{t_0}^T P_t}{T}}_{\text{ØMarktpreis}} \quad (11)$$

- wobei MW_j Marktwertfaktor der betrachteten Technologie j während einer Periode
- P_t (einheitlicher) Preis im Großhandel zum Zeitpunkt t
- $Q_{j,t}$ erzeugte Energiemenge der betrachteten Technologie j zum Zeitpunkt t
- t_0 Startzeitpunkt der Periode
- T Endzeitpunkt der Periode bzw. Anzahl der Zeitpunkte innerhalb der Periode

Eine Anlage mit einer konstanten Stromerzeugung würde demnach einen Marktwertfaktor von Eins erreichen. Liegt der Marktwertfaktor über bzw. unter Eins, speist die Anlage durchschnittlich zu Marktpreisen ein, die über bzw. unter dem Durchschnittspreis der untersuchten Periode liegen. Folglich entspricht der Marktwertfaktor dem Verhältnis der durchschnittlichen, mengengewichteten Markterlöse einer Technologie (auch als *absoluter Marktwert* bezeichnet) und dem durchschnittlichen Marktpreis während eines bestimmten Zeitraums. Tritt ein preissenkender MOE durch die Einspeisung von FEE-Anlagen auf, so können bei einem weiteren Zubau dieser Technologien sowohl deren absoluten Marktwerte als auch deren Marktwertfaktoren beständig sinken. Letzteres ist der Fall, wenn der durchschnittliche Marktpreis relativ betrachtet weniger stark sinkt als die technologiespezifischen, durchschnittlichen Erlöse. Theoretisch betrachtet sind davon insbesondere FEE-Technologien mit einer besonders hohen Gleichzeitigkeit der Stromerzeugung betroffen. Wie dargestellt kann dies nach heutigen Erkenntnissen auf die Stromerzeugung durch PV und Windkraft (v. a. auf dem Land) zutreffen.

Im Rahmen eines bestehenden energiepolitischen Instruments für den Ausbau des FEE-Anteils an der Stromerzeugung hat der beschriebene Effekt Folgen auf die Höhe der zu refinanzierenden Differenzkosten (siehe Gleichung 10). Durch technologischen Fortschritt und Skaleneffekte in der Produktion ist ein weiteres Absinken der Stromgestehungskosten von FEE-Anlagen zu erwarten und damit tendenziell ein Absinken der Differenzkosten. Dem kann jedoch eine Absenkung der durchschnittlichen Markterlöse infolge des Merit-Order-Effekts entgegen wirken. In Abhängigkeit des Verhältnisses der prozentualen Veränderung zwischen absolutem

Marktwert und den durchschnittlichen Kosten der Energieerzeugung,¹⁶¹ entwickeln sich die Differenzkosten für eine bestimmte Technologie innerhalb einer Periode wie folgt:

falls $\Delta AC_{j,t}^{En} - \Delta aMW_{j,t} < 0$, sinken die Differenzkosten $DC_{j,t}$,
 $= 0$, bleiben die Differenzkosten $DC_{j,t}$ konstant,
 > 0 , steigen die Differenzkosten $DC_{j,t}$,
 jeweils im Vergleich zur vorherigen Periode t-1.

wobei $\Delta AC_{j,t}^{En}$ Veränderung der Durchschnittskosten der Energieerzeugung
 der Technologie j in Periode t (im Vergleich zu t-1)
 $\Delta aMW_{j,t}$ Veränderung absoluter Marktwert der Technologie j in Perio-
 de t (im Vergleich zu t-1)
 $DC_{j,t}$ Differenzkosten der Technologie j in Periode t

Somit kann es sich theoretisch ergeben, dass trotz sinkender Erzeugungskosten die Differenzkosten ansteigen oder auf konstantem Niveau bleiben. Erreichen die Differenzkosten einer Technologie Null, so hat diese die *Marktfähigkeit* erreicht, d. h. die Erlöse auf dem liberalisierten Großhandelsmarkt wären für die Deckung der Stromgestehungskosten ohne die zusätzliche Inanspruchnahme regulatorisch festgelegter Vergütungen ausreichend. In diesem Kontext muss von dem Konzept der *Wettbewerbsfähigkeit* differenziert werden. Mehrere Untersuchungen definieren die Wettbewerbsfähigkeit von EE im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken, falls eine EE-Technologie niedrigere Stromgestehungskosten als einzelne konventionelle Kraftwerkstechnologien oder ein (überwiegend) regeneratives Stromsystem im Gesamten geringere Stromgestehungskosten als der vergleichbare konventionelle Kraftwerkspark erreicht (siehe u. a. Ammon, 2013; Kost et al., 2013; Deutsch et al., 2014). Hier bilden die LCOE die methodische Grundlage für den Kostenvergleich und sind ein entscheidendes Kriterium für das Erreichen der Wettbewerbsfähigkeit.

Ein weiteres geläufiges Konzept zum wirtschaftlichen Vergleich von EE-Anlagen ist das der sogenannten Netzparität (englisch: *grid parity*), die erreicht ist, sobald die Stromgestehungskosten einer EE-Technologie den Bruttostrompreis eines privaten oder gewerblichen Endverbrauchers erreicht hat (Ammon, 2013, S. 220). Bei diesem Vergleich werden neben den Kosten für die reine Stromerzeugung noch die der Netznutzung, des Stromvertriebs und insbesondere noch staatlich induzierte Steuern und Abgaben miteinbezogen, die gegenüber dem Eigenverbrauch aus der

¹⁶¹Dabei wird unterstellt, dass die FEE-Anlagen über das energiepolitische Instrument durchschnittlich in Höhe der Stromgestehungskosten vergütet werden. Dies ist sowohl in einem idealtypischen FIT als auch in einem angebotsorientierten Quotenmodell der Fall (vgl. Abschnitt 3.4.2).

betrachteten EE-Anlage zusätzlich vom Endverbraucher bezahlt werden müssen. Dieser Ansatz ignoriert die vielfältigen Einflüsse der Dargebotsabhängigkeit der FEE-Stromerzeugung auf Prognosefehler, Ausgleichsenergiekosten und ggf. auf die Verteilung der Differenz- und Netzkosten auf die übrigen Stromverbraucher (siehe u. a. Borenstein, 2012, S. 78; Edenhofer et al., 2013, S. S17). Aufgrund des hohen Einflusses der staatlichen Abgaben, der Netznutzungskosten und der Nicht-Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Folgen der Dargebotsabhängigkeit kann eine Optimierung des Eigenverbrauchs privater Endverbraucher auf Basis des Konzeptes der Netzparität zu gesamtwirtschaftlichen Ineffizienzen führen (siehe hierzu Jägemann et al., 2013).

Bei den genannten wirtschaftlichen Vergleichen von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien mit konventionellen Kraftwerken oder dem Netzbezug wird stets vernachlässigt, dass elektrische Energie zwar aus physikalischer Sicht ein homogenes Gut darstellt, aufgrund der zeitlich schwankenden Kosten und Marktpreise jedoch nicht aus ökonomischer (siehe Kapitel 2.2.1). Edenhofer et al. (2013, S. S17) sprechen daher von einer Nicht-Homogenität elektrischer Energie in der Zeit. Aus diesem Grund sieht Joskow (2011) bei einem Kostenvergleich zwischen regelbaren und fluktuierenden Stromerzeugungstechnologien die Notwendigkeit eines Einbezugs des zeitlich schwankenden Werts von elektrischer Energie durch die Berücksichtigung von Marktpreisen. Der Ansatz des Marktwertfaktors bzw. des absoluten Marktwerts erfüllt diesen Anspruch. Dies gilt ebenso für die oben definierte Marktfähigkeit einer Technologie im Sinne von Stromgestehungskosten, die nicht über deren absoluten Marktwert liegen (siehe hierzu Borenstein, 2012, S. 74).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das Erreichen der Marktfähigkeit von FEE-Anlagen in einem liberalisierten Stromsektor mit einer ausschließlichen Vergütung von elektrischer Energie (EOM) aufgrund der beschriebenen Wechselwirkung zwischen preissenkendem MOE und Veränderung der Differenzkosten trotz einer Kostendegression der FEE-Anlagen aus theoretischer Sicht gefährdet sein kann. Ausschlaggebend hierfür ist die Höhe des Merit-Order-Effekts in Abhängigkeit der potenziellen Einflussfaktoren (siehe Kapitel 4.2.1) und inwieweit die hohe Simultanität der FEE-Stromerzeugung bei fortschreitendem Ausbau diesen Effekt verstärkt. In den folgenden Kapiteln wird zunächst der Stand der Forschung zur Quantifizierung des Merit-Order-Effekts und der daraus folgenden Konsequenzen für Marktfähigkeit von FEE-Anlagen aufgezeigt.

4.2.4 Stand der Forschung

Im folgenden Kapitel werden eine Übersicht von Studien zur Schätzung der Höhe des Merit-Order-Effekts präsentiert sowie die dort genutzten Methoden diskutiert. Hierbei wird auf eine vielfältige Literatur zurückgegriffen, welche weltweit die Auswirkungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die jeweiligen Strommärkte untersucht. Das Hauptaugenmerk liegt auf den fluktuierenden erneuerbaren Energien, welche durch ihre sehr geringe Grenzkosten und der Dargebotsabhängigkeit besondere Eigenschaften aufweisen. Aufgrund regulatorischer Besonderheiten werden jedoch auch teilweise erneuerbare Energien auf Brennstoffbasis mit in die Analysen einbezogen (vgl. S. 131 dieser Arbeit). Das Ziel der Literaturübersicht liegt darin, die bisherigen Erkenntnisse und Methodenwahlen zusammenzufassen, um die Fragestellung der vorliegenden Arbeit zu beantworten.

Die bisherigen Arbeiten zur Quantifizierungen des Merit-Order-Effekts lassen sich aus methodischer Sicht in drei Kategorien einteilen: theoretische Modelle, Modellsimulationen und empirische Untersuchungen. Tabelle 9 bietet eine Übersicht der berücksichtigten Arbeiten und unterscheidet zusätzlich zur Art der Methodik noch nach dem untersuchten Gebiet, dem Untersuchungszeitraum sowie nach den einbezogenen Technologien.¹⁶² Dabei ist zu beachten, dass die kategoriale Einteilung nur der groben Übersicht dient. Die Erkenntnisse der aufgeführten Studien lassen sich nur bei einer darüber hinausgehenden Beurteilung vergleichen, bei der stets die Unterscheidung in einen lang- und kurzfristigen MOE und die zugrunde liegenden Annahmen beachtet werden müssen (vgl. Kapitel 4.2.1).

Ein möglicher preissenkender Effekt auf dem Stromgroßhandel durch eine zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde erstmals mittels theoretischer Modelle offengelegt (Amundsen & Mortensen, 2001; Jensen & Skytte, 2002). Im Gegensatz hierzu zeigt Fischer (2010) ebenfalls anhand eines theoretischen Modells, dass sich der Preis in Abhängigkeit des Verhältnisses der Angebotselastizität der Stromerzeugung aus fossilen und erneuerbaren Energien auch erhöhen kann. Die theoretischen Untersuchungen eignen sich, um grundlegende Effekte und deren Richtung aufzuzeigen, liefern jedoch keine exakte Quantifizierung des Merit-Order-Effekts (z. B. in €/MWh) in einem Strommarkt für einen bestimmten Zeitraum.

¹⁶²Bei empirischen Arbeit wird darüber hinaus noch zwischen Analysen mittels deskriptiver und induktiver Statistik unterschieden, wobei von letzterem ausgegangen und nur ersteres gesondert aufgeführt wird.

Tabelle 9: Übersicht der Literatur über die Quantifizierung des Merit-Order-Effekts (eigene Darstellung)

Autor(en) und Datum	Methodik	Land	Zeitraum	Technologie
Amundsen & Mortensen (2001)	Theoretisch	Dänemark	-	EE allgemein
Fischer (2010)	Theoretisch	-	-	EE allgemein
Jensen & Skytte (2002)	Theoretisch	-	-	EE allgemein
Fürsch et al. (2012)	Simulation	Deutschland	2015-2030	EE allgemein
Green & Vasilakos (2010)	Simulation	Großbritannien	2020	Nur Wind
Höfling (2013)	Simulation	Deutschland	2011-2050	FEE (getrennt)
Hohmeyer & Wingenbach (2014)	Simulation	Deutschland	2012-2014 & 2024 & 2034	EE allgemein
Kopp et al. (2012)	Simulation	Deutschland	2015-2050	Nur Wind
MacCormack et al. (2010)	Simulation	-	-	EE allgemein
McConnell et al. (2013)	Simulation	Australien	2009-2010	Nur PV
Peter & Krampe (2012)	Simulation	Deutschland	2012	EE allgemein & PV getrennt
Sáenz de Miera et al. (2008)	Simulation & Empirisch (deskriptiv)	Spanien	01/2005-05/2007	Nur Wind
Sensfuß et al. (2008)	Simulation	Deutschland	2001 & 2004-2005	EE allgemein
Sensfuß (2011)	Simulation	Deutschland	2007-2010	EE allgemein
Traber & Kemfert (2011)	Simulation	Deutschland	11/2007-10/2008	Nur Wind
Traber et al. (2011)	Simulation	Deutschland	2020	EE allgemein
Unger & Ahlgren (2005)	Simulation	Skandinavien (SE, NO, FI, DK)	1999-2023	EE allgemein
Weber & Woll (2007)	Simulation	Deutschland	2006	Nur Wind
Weigt (2009)	Simulation	Deutschland	2006-06/2008	Nur Wind
Cludius et al. (2014)	Empirisch & Simulation	Deutschland	2008-2016	FEE (getrennt)
Cutler et al. (2011)	Empirisch (deskriptiv)	Australien	09/2008-08/2010	Nur Wind
Frantzen & Hauser (2012)	Empirisch (deskriptiv)	Deutschland	2011	Nur PV
Forrest & MacGill (2013)	Empirisch	Australien	03/2009-02/2011	Nur Wind
Gelabert et al. (2011)	Empirisch	Spanien	2005-2010	EE allgemein
Gil et al. (2012)	Empirisch	Spanien	04/2007-12/2010	Nur Wind
Jónsson et al. (2010)	Empirisch	Dänemark	01/2006-10/2007	Nur Wind
Ketterer (2014)	Empirisch	Deutschland	2006-2012	Nur Wind
Neubarth et al. (2006)	Empirisch	Deutschland	09/2004-08/2005	Nur Wind
O'Mahoney & Denny (2011)	Empirisch	Irland	2009	Nur Wind
Tveten et al. (2013)	Empirisch	Deutschland	07/2010-07/2011	Nur PV
Von Roon & Huck (2010)	Empirisch	Deutschland	2008	Nur Wind
Woo et al. (2011)	Empirisch	Texas (USA)	01/2007-05/2010	Nur Wind
Würzburg et al. (2013)	Empirisch	Deutschland & Österreich	07/2010-06/2012	FEE (getrennt)

Es gibt eine größere Menge an Studien, welche den MOE mittels Simulationen quantifizieren. Ein Grund hierfür ist die wachsende Anzahl an Energie- und Elektrizitätsmarktmodellen, welche für vielfältige Zwecke in der energiewirtschaftlichen Forschung oder bei Energieunternehmen für Preisprognosen als Entscheidungshilfe eingesetzt werden. Die Mehrheit der Simulationsstudien berechnet die Höhe des Merit-Order-Effekts über mehrere Simulationen der Preisbildung am Großstromhandel, die einerseits mit einer EE-Erzeugung und andererseits ohne EE-Erzeugung durchgeführt werden (u. a. McConnell et al., 2013; Sáenz de Miera et al., 2008; Sensfuß et al., 2008; Sensfuß et al., 2008; Traber et al., 2011). Dabei untersuchen gleich mehrere den deutschen Elektrizitätssektor, welcher aufgrund des stetig wachsenden

EE-Anteils von besonderem Interesse für Studien dieser Art ist. Trotz der Gemeinsamkeit der grundlegenden Methodik unterscheiden sich die Arbeiten, welche Simulationsstudien zugeordnet wurden, hinsichtlich der Berücksichtigung des Einflusses von erneuerbarer Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark mittels exogenen oder endogenen Annahmen, ihres zeitlichen Umfangs bzw. Horizonts und der Vorgehensweise für die Verwendung zukünftiger Einspeisezeitreihen dargebotsabhängiger Anlagen. Die meisten der hier betrachteten Simulationsstudien nutzen historische Wetterdaten entweder als direkte Eingangsparameter oder zur Hochrechnung bzw. Simulation der Wind- und PV-Erzeugung (vgl. u. a. McConnell et al., 2013; Green & Vasilakos, 2010; Weigt, 2009). Im Unterschied hierzu nutzen MacCormack et al. (2010) stochastische Simulationen für die Erstellung der Windenergiedaten. Beide Methoden werden nicht nur für die Abschätzung des historischen (vgl. Traber & Kemfert, 2011; Weber & Woll, 2007; Weigt, 2009), sondern auch zur Prognose des zukünftigen Merit-Order-Effekts verwendet (vgl. u. a. Höfling, 2013; Hohmeyer & Wingenbach, 2014; Unger & Ahlgren, 2005).

Weitere methodische Unterschiede zwischen Simulationsstudien ergeben sich über die Berücksichtigung der Möglichkeit des internationalen Stromaustauschs und der Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks an die Charakteristik der EE-Erzeugung innerhalb des Stromsystems (Fürsch et al., 2012, S. 13 f.). Wie in Abbildung 23(c) gezeigt, kann der Stromaustausch einen Einfluss auf die Preisbildung und damit auf die Höhe des Merit-Order-Effekts haben. Dies wird nur in wenigen Arbeiten bzw. in den dort verwendeten Energiesystemmodellen berücksichtigt (vgl. u. a. Fürsch et al., 2012; Traber et al., 2011; Traber & Kemfert, 2011). Insbesondere bei langen Prognosezeiträumen ist für eine umfassende Berücksichtigung der Anpassung des Kraftwerksparks ein integriertes Modell zur Optimierung sowohl des Kraftwerkseinsatzes als auch der konventionellen Kraftwerksinvestitionen erforderlich (vgl. Fürsch et al., 2012; Höfling, 2013; Traber & Kemfert, 2011). Der EE-Zubau wird in längerfristigen Betrachtungen exogen vorgegeben und orientiert sich meist an politischen Zielen bzw. Zielszenarien (vgl. Höfling, 2013; Hohmeyer & Wingenbach, 2014; Kopp et al., 2012). Ein letztes, wesentliches Unterscheidungsmerkmal sind die in den Simulationen berücksichtigten EE-Technologien. Hier existieren Studien, die nur eine bestimmte Technologie berücksichtigen, wobei die Mehrzahl der Studien die durch EE-Einspeisung ausgelösten Preiseffekte allgemein betrachten. Cludius et al. (2014) unterscheiden für einen relativen kurzen (2013-2016) Betrachtungshorizont, Höfling (2013) für einen relativ langen (bis 2050) Prognosezeitraum zwischen den getrennten Effekten der PV- und Windstromerzeu-

gung, während Kopp et al. (2012) ausschließlich die Winderzeugung berücksichtigt. Alle drei genannten Untersuchungen zeigen den MOE jedoch nur indirekt anhand des jeweiligen technologiespezifischen Marktwertes. Peter & Krampe (2012) trennen in ihrer kurzfristigen Einjahresprognose zwischen einem allgemeinen und PV-spezifischen MOE, lassen jedoch eine tiefergehende Beschreibung der Simulation vermissen. Aufgrund der erläuterten Unterschiede in den Annahmen und Vorgehensweisen lassen sich die Ergebnisse der Simulationsstudien nur sehr eingeschränkt miteinander vergleichen.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen den hier beschriebenen Simulations- und empirischen Studien besteht in der direkten Verwendung historischer Daten in letzteren Arbeiten. Hierzu zählen u. a. Großhandelsstrompreise, die Stromerzeugung (bzw. die Prognose darüber) aus erneuerbaren und fossilen Energien, Brennstoffpreise, Stromimport- und -exporte sowie Last- oder Verbrauchsdaten. Hierdurch ergibt sich ein weiterer, entscheidender Unterschied, da in empirischen Arbeiten methodenbedingt keine Annahmen über alternative Entwicklungen zur Bildung von Szenarien oder Prognosen getroffen werden. Wie Tabelle 9 zeigt, hat die Anzahl empirischer Studien in den vergangenen Jahren zugenommen, was teilweise auf die stetige Verbesserung der Verfügbarkeit nutzbarer Daten zurückzuführen ist (Gelabert et al., 2011, S. S60; Würzburg et al., 2013, S. S161). Die betrachteten Untersuchungen weisen eine breite methodische Vielfalt auf, die von rein deskriptiven Ansätzen bis zu ökonometrischen Zeitreihenanalysen reicht.

Die Quantifizierung des Merit-Order-Effekts anhand deskriptiver Statistik stellt besondere Anforderungen an die energiewirtschaftliche Situation, welche an den analysierten Zeitpunkten vorherrschte. Um den preissenkenden Effekt der Stromerzeugung aus EE zu isolieren, müssen die restlichen relevanten Größen bei einem Vergleich zweier Zeitpunkte im besten Fall identisch sein (vgl. Cutler et al., 2011; Frantzen & Hauser, 2012; Sáenz de Miera et al., 2008). Dies betrifft insbesondere den Verlauf des Stromverbrauchs, aber auch der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise. Frantzen & Hauser (2012) stellen über dieses Vorgehen einen preissenkenden Effekt auf dem deutschen Day-Ahead-Handel durch die PV-Erzeugung fest, Sáenz de Miera et al. (2008) für Winderzeugung in Spanien. Cutler et al. (2011) vergleichen eine höhere Anzahl von windstarken und -schwachen Tagen anhand statistischer Maßzahlen und erkennen ebenfalls einen preissenkenden Effekt der Winderzeugung auf dem Spotmarkt in Australien. Jedoch lassen sich durch deskriptive Ansätze keine Aussagen darüber treffen, ob die beobachteten Effekte nur auf Zufällen beruhen oder sich dies bis auf eine bestimmte Wahrscheinlichkeit ausschließen lässt.

Dennoch liefern deskriptive Ansätze wertvolle Erkenntnisse für die Entwicklung zu überprüfender Thesen und für darauf aufbauende empirische Untersuchungen.

Der Merit-Order-Effekt kann durch einen systematischen Einfluss der Stromerzeugung aus EE auf den Preis auf dem Stromgroßhandel entstehen. Aus dem breiten Spektrum ökonometrischer Methoden eignet sich für die Untersuchung der Existenz und die Quantifizierung dieses Einflusses besonders die Regressionsanalyse, welche von allen empirischen Untersuchungen, mit Ausnahme der deskriptiven, eingesetzt wird. Von Roon & Huck (2010) modellieren den Zusammenhang zwischen Strompreis und Residuallast¹⁶³ mit einer linearen Regression und bestimmen so die Höhe des Merit-Order-Effekts. Jedoch wird dabei keine Angabe über die Irrtumswahrscheinlichkeit des Ergebnisses gemacht und zyklische Schwankungen der Verbrauchslast nicht gesondert berücksichtigt. Neubarth et al. (2006) untersuchen den Einfluss der Winderzeugungsprognosen des Vortages auf den Day-Ahead-Strompreis in Deutschland ebenfalls mittels eines linearen OLS-Regressionsmodells¹⁶⁴ und stellen einen signifikanten preissenkenden Effekt fest, welcher bei der Verwendung täglicher anstatt stündlicher Daten deutlicher ausfällt. Ein ähnlicher Ansatz wird von Gil et al. (2012) verwendet, um den Einfluss des Anteils der Winderzeugung am aktuellen Stromverbrauch auf den stündlichen Spotmarktpreis in Spanien zu schätzen, wobei als zweite unabhängige Variable noch die Windquote als quadratischer Term in die Regressionsgleichung mit aufgenommen wird.¹⁶⁵

Gelabert et al. (2011) verwenden ein multiples lineares Regressionsmodell als klassisches Mittel der Zeitreihenanalyse zur Schätzung des Merit-Order-Effekts in Spanien. Neben Prognosen der EE-Stromerzeugung werden noch Daten zum Stromverbrauch, der KWK-Erzeugung sowie zur fossilen und atomaren Stromerzeugung, jeweils in täglicher Auflösung, als unabhängige Variablen zur Erklärung des Spotmarktpreises als abhängige Variable verwendet. Zyklische Veränderungen des Stromverbrauchs durch saisonale und tägliche Einflüsse werden durch entsprechende Dummyvariablen erfasst. Im Ergebnis wird ein signifikanter, positiver Merit-Order-Effekt geschätzt. Da die absolute, durchschnittliche Höhe des Effekts positiv von der durchschnittlichen EE-Einspeisung pro Tag abhängt, steigt der

¹⁶³Entgegen der in der vorliegenden Arbeit verwendeten Definition berechnen Von Roon & Huck (2010, S. 3) die Residuallast durch die Subtraktion der Summe aus KWK-, Wind-, PV- und Laufwasserstromerzeugung von der Verbraucherlast.

¹⁶⁴OLS (englisch: *ordinary least squares*) steht für die Nutzung der Methode der kleinsten Quadrate als Schätzmethode.

¹⁶⁵Den Ergebnissen von Gil et al. (2012) zufolge hat die Merit-Order in Spanien eine Steigung in Form eines Hockeyschlägers, welche durch den zusätzlichen quadratischen Termin passender modelliert wird.

absolute Effekt pro Jahr mit steigender regenerativer Stromerzeugung. Ein sehr ähnlicher Ansatz wird sowohl von Würzburg et al. (2013) als auch Cludius et al. (2014) zur Schätzung des Merit-Order-Effekts in Deutschland verwendet. Während jedoch Cludius et al. (2014) stündliche Daten verwenden, nehmen Würzburg et al. (2013) tägliche Durchschnittswerte. Trotz unterschiedlicher Operationalisierungen stellen beide einen signifikanten, positiven Merit-Order-Effekt fest, der sich zwar in der Höhe des geschätzten Einflusses unterscheidet, aber dennoch von vergleichbarer Größenordnung ist. Mit einem ebenfalls ähnlich aufgebauten Regressionsmodell schätzen O'Mahoney & Denny (2011) die Höhe des preissenkenden Effekts der Winderzeugung in Irland. In den aufgeführten Studien wird der Merit-Order-Effekt typischerweise in €/MWh pro zusätzlicher MWh Stromerzeugung aus EE im betrachteten Zeitintervall angegeben.

Forrest & MacGill (2013) nutzen logarithmierte und auf einen bestimmten Bereich gekürzte, Preisdaten des australischen Stromsektors als abhängige Variable. Aus diesem Grund wird ein Tobit-Modell zur Schätzung der Koeffizienten verwendet. Die Ergebnisse belegen die Thesen, dass mit steigender Windstromerzeugung der Spotmarktpreis fällt und der Einfluss bei hoher Nachfrage größer ausfällt als bei niedriger. Für den von einer hohen Windstromerzeugung geprägten Elektrizitätssektor in Dänemark kommen Jónsson et al. (2010) anhand der Ergebnisse einer nicht-parametrischen Regression zu dem Schluss, dass sich nicht nur der Strompreis auf dem Großhandel aufgrund hoher Windprognosen (nicht-linear) verringert, sondern sich ebenfalls die Verteilung der Preise ändert, was zur Verbesserung von Prognosen genutzt werden sollte. Die von Ketterer (2014) mit Hilfe eines GARCH-Models festgestellte erhöhte Volatilität auf dem Day-Ahead-Handel aufgrund einer steigenden Winderzeugung in Deutschland ist, neben dem preissenkenden Effekt, ebenfalls von besonderem Interesse für energiewirtschaftliche Investitionsentscheidungen.¹⁶⁶ Der Analyse von Woo et al. (2011) zufolge tritt dieser Effekt einer erhöhten Volatilität durch steigende Windeinspeisung auch auf dem hochfrequenten viertelstündlichen Handel für Regelleistung in Texas auf. Tveten et al. (2013) nutzen eine OLS-Regression als Basis für ein analytisches Modell zur Bestimmung des Einflusses steigender PV-Erzeugung auf dem deutschen Spotmarkt und kommen zum Schluss, dass hierdurch hauptsächlich Steinkohle-, Gas- und Ölkraftwerke aus dem Markt gedrängt werden und infolgedessen der Großhandelspreis im betrachteten Zeitraum signifikant gesunken ist.

¹⁶⁶Im Gegensatz zur steigenden Winderzeugung hatte eine regulatorische Veränderung der Vermarktung der durch das EEG-vergüteten Stromerzeugung einen senkenden Einfluss auf die Volatilität des Spotmarktpreises (Ketterer, 2014, S. 277).

Die Übersicht der Literatur zeigt, dass eine längere Reihe wissenschaftlicher Literatur zur Quantifizierung des Merit-Order-Effekts existiert, welche zudem von einer breiten Methodenvielfalt geprägt ist. Theoretische Arbeiten widmen sich den grundlegenden Preis- und Verteilungseffekten, welche durch die Förderung und den Ausbau der Stromerzeugung aus EE entstehen können. Dabei wurde ihre preissenkende Wirkung erstmals hergeleitet, gleichzeitig deuten theoretische Arbeiten jedoch auch auf eine unter speziellen Umständen preisstärkende Wirkung hin. Zur Schätzung eines in bestimmten Märkten innerhalb eines definierten Zeitraums auftretendem Preiseffekts sowie dessen Auswirkung auf die Marktfähigkeit von FEE-Technologien sind sie jedoch nicht geeignet.

Simulationsstudien vergleichen in der Regel verschiedene Szenarien mit und ohne EE-Stromerzeugung und leiten anhand von Elektrizitätsmarktmodellen Unterschiede in den sich ergebenden Großhandelspreisen her. Somit lässt sich der Merit-Order-Effekt nicht nur historisch schätzen, sondern es lassen sich auch längerfristige Szenarien oder Prognosen über dessen Höhe erstellen. Durch die teils stark unterschiedliche Art der Modellierung, insbesondere der Berücksichtigung der Veränderung des konventionellen Kraftwerksparks (durch endogene oder exogene Annahmen), kommen die Studien zu verschiedenen Ergebnissen. In der Regel wird ein preissenkender Effekt beobachtet, je nach Szenarioannahmen kann dieser aufgrund eines sich anpassenden Kraftwerksparks auch gegen Null tendieren. Ein entscheidendes Merkmal der meisten Simulationsstudien ist die langfristige Betrachtung des Merit-Order-Effekts, d. h. der Vergleich zwischen einem Szenario, das die realen Entwicklung hinsichtlich des EE-Ausbaus beinhaltet und einem Szenario, das die hypothetischen Entwicklungen ohne oder mit vermindertem EE-Ausbau unterstellt (vgl. Kapitel 4.2.1). Mit diesem Vorgehen lassen sich die langfristigen Wirkungen von EE-Förderpolitiken auf den Strommärkten quantifizieren und darauf aufbauend wiederum wohlfahrtsökonomische Analysen erstellen. Die Auswirkungen des Merit-Order-Effekts auf die langfristige Erreichbarkeit der Marktfähigkeit von erneuerbaren Energien, im Besonderen der fluktuierenden, in einem liberalisierten Stromsektor können hierdurch jedoch nicht untersucht werden. So kann man bei entsprechender Anpassung des Kraftwerksparks in einem EE-Ausbauszenario und dem Vergleich der sich ergebenden Großhandelspreise mit solchen, in einem Szenario mit weniger oder ohne EE-Ausbau, zu dem Ergebnis kommen, dass sich diese im Durchschnitt nicht unterscheiden und der Merit-Order-Effekt folglich Null beträgt. Dies bedeutet jedoch nicht zwingend, dass sich durch eine systematisch hohe und simultane FEE-Erzeugung keine Situationen ergeben, in welchen

durchschnittlich niedrige Preise vorherrschen und das Erreichen der Marktfähigkeit dieser Anlagen dadurch gefährdet ist. Um diesen Aspekt zu untersuchen sind nicht der Vergleich verschiedener simulierter Szenarien, sondern die Berechnung der Markterlöse innerhalb eines EE-Ausbauszenarios erforderlich.¹⁶⁷

In empirischen Studien werden ex post Daten verwendet, folglich kann kein alternatives Szenario als Vergleich herangezogen werden.¹⁶⁸ Somit erfolgt in empirischen Studien eine Abschätzung des kurzfristigen Merit-Order-Effekts, in der zwar keine direkte Anpassung der Zusammensetzung des Kraftwerksparks berücksichtigt werden kann, jedoch unmittelbare Effekte auf die Markterlöse in Vergangenheit quantifiziert werden können. Regressionsanalysen bieten hier die Möglichkeit, den Einfluss der EE-Erzeugung auf den Großhandelsstrompreis unter Beachtung weiterer relevanter ökonomischer, sozialer und klimatischer Einflüsse zu schätzen. Um hieraus einen Schluss auf die langfristige Marktfähigkeit fluktuierender erneuerbarer Energien zu ziehen, ist eine Prognose auf Basis der Schätzergebnisse erforderlich. Entfernt man sich jedoch weiter vom Mittelwert der Datenbasis, d. h. vom vorhandenen Informationsgehalt, nimmt die Breite des Prognoseintervalls methodenbedingt zu (vgl. Pindyck & Rubinfeld, 1998, S. 205 ff.; Von Auer, 2007, S. 124 ff.). Möchte man zum Beispiel auf der Basis von Daten eines Stromsektors mit einem vergleichsweise niedrigen FEE-Anteil den preissenkenden Effekt bei einem sehr hohen Anteil voraussagen, sinkt die Verlässlichkeit des Prognosewerts. Trotz dieser Einschränkung bietet die Regressionsanalyse angesichts des stetig wachsenden Bestands an EE-Stromerzeugungsdaten auch als Prognosemethode viel Potenzial.

Die Literaturübersicht und -diskussion hat die Vor- und Nachteile sowie Einsatzgebiete der unterschiedlichen Methoden aufgezeigt. Die im Vordergrund stehende Forschungsfrage der vorliegenden Arbeit betrifft das Erreichen der Marktfähigkeit von Technologien zur Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien auf den liberalisierten Strommärkten und die hierfür notwendige Schätzung des Merit-Order-Effekts. Diese unterscheidet sich wesentlich von wohlfahrtsökonomischen Analysen zur Evaluation von energie- und umweltpolitischen Instrumenten oder zur theoretischen Herleitung hiervon ausgelöster Preis- und Verteilungseffekte. Aus diesen Gründen erscheinen nach derzeitigem Stand der Wissenschaft empirische

¹⁶⁷Von den betrachteten Simulationsstudien berechnen nur Cludius et al. (2014), Höfling (2013) und Kopp et al. (2012) die Markterlöse bzw. relativen Marktwerte für einzelne FEE-Technologien.

¹⁶⁸Ein solches würde sich insbesondere von der realen Entwicklung durch eine abweichenden EE-Stromerzeugung, einen unterschiedlichen fossilen Kraftwerkspark sowie davon beeinflusste Großhandelspreise unterscheiden.

Methoden im Allgemeinen, und hiervon Regressionsanalysen im Speziellen, zur methodischen Bearbeitung der Forschungsfrage geeignet. Bisherige Studien waren von einer begrenzten Datenverfügbarkeit eingeschränkt, zudem wurden Faktoren mit einem möglicherweise signifikanten Einfluss außer Acht gelassen, wie bspw. der grenzüberschreitende Stromhandel. Daher baut die folgende empirische Analyse auf den bisherigen Erkenntnissen der empirischen Literatur zur Quantifizierung des Merit-Order-Effekts auf, greift aber auf eine aktuellere Datenbasis zurück und berücksichtigt neue Variablen in der Modellierung.

4.3 Empirische Analyse des Merit-Order-Effekts

Im vorangegangenen Kapitel 4.2 wurde gezeigt, dass die Schätzung mit Hilfe eines Regressionsmodells eine geeignete Methode zur Untersuchung des Einflusses des Merit-Order-Effekts auf das Erreichen der Marktfähigkeit von FEE-Anlagen ist. Hierfür ist eine ausreichende Datenbasis nötig. Der Ausbau von fluktuierenden Erzeugungsanlagen ist im deutschen-österreichischen Sektor im weltweiten Vergleich bereits erheblich fortgeschritten. Die entsprechenden Daten zu Strompreisen an der Börse, zur FEE-Stromerzeugung sowie zu den relevanten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen sind ebenfalls verfügbar. Aus diesen Gründen wird im folgenden Kapitel eine empirische Analyse des Merit-Order-Effekts auf der Datenbasis des deutschen Marktgebiets durchgeführt, das direkt mit dem österreichischen zusammenhängt.

4.3.1 Der Stromsektor in Deutschland und Österreich

Der Stromsektor in Deutschland bietet sich aufgrund der sehr ehrgeizigen energiepolitischen Ziele hinsichtlich des Ausstiegs aus der Atomenergie und des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in besonderem Maße für eine empirische Untersuchung des Merit-Order-Effekts an. Seit der 1998 begonnenen Liberalisierung des Sektors haben sich liquide Großhandelsmärkte und wettbewerbliche Strukturen sowohl auf Erzeuger- als auch auf Vertriebsseite gebildet (vgl. Monopolkommission, 2013, S. 60 ff.). Aufgrund der nicht vorhandenen Engpässe an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und Österreich wird an der Strombörse EPEX in einem einheitlichen Markt- und Preisgebiet für beide Länder gehandelt (siehe Bundeskartellamt, 2011, S. 16 f.). Somit sind die beiden Gebiete aus marktlicher Sicht eng verzahnt und gemeinsam zu betrachten.

Die Stromerzeugung aus EE in Deutschland in den vergangenen Jahren ist von einer steigenden Entwicklung geprägt, welche maßgeblich durch das EEG vorangetrieben wurde. Dabei haben sich in jüngster Zeit insbesondere die Strommengen aus Windenergie sowie aus PV bedeutend erhöht (siehe Abbildung 28). Im Jahr 2013 betrug der Anteil der Stromerzeugung aus EE am Bruttostromverbrauch in Deutschland 25,4 %. Weitere langfristige energiepolitische Ziele zum Umbau des deutschen Stromversorgungssystems sind in Tabelle 10 dargestellt. Aus den aktuellen Erzeugungsmengen und den Zubauzielen wird die hohe Bedeutung der FEE-Erzeugung für die in Deutschland angestrebte *Energiewende*¹⁶⁹ bereits heute ersichtlich. In einer umfassenden Metaanalyse von zehn modellbasierten Szenarien zur Dekarbonisierung des deutschen Stromsystems zeigen Schmid et al. (2013), dass in allen betrachtete Szenarien die Stromerzeugung zum Großteil aus FEE-Technologien bereitgestellt wird. Die Zusammensetzung des Technologiemixes aus PV und Windenergie unterscheiden sich in den Szenarien zwar deutlich, dennoch sind alle Erzeugungssysteme von ihrer brennstofffreien und dargebotsabhängigen Charakteristik geprägt. Hervorzuheben ist die im Vergleich zu einigen Szenarien deutlich schneller vorangeschrittene historische Entwicklung der PV-Stromerzeugung, was u. a. zu einer Anpassung der Zubauraten, in der deutschen Energiewissenschaft viel beachteten, sogenannten *Leitstudie* geführt hat (vgl. Pregger et al., 2013).

Tabelle 10: Ausbauziele der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland (Quelle: EEG (2014))

	Ziele		
Anteil EE am Bruttostromverbrauch	40-45 % bis 2025	55-60 % bis 2035	mind. 80 % bis 2050
Ausbau der Windenergie an Land	jährlich 2.500 MW (Netto)		
Ausbau der Photovoltaik	jährlich 2.500 MW (Brutto)		
Ausbau der Windenergie auf See	6.500 MW bis 2020 15.000 MW bis 2030		
Ausbau der Biomasse	jährlich 100 MW (Brutto)		

¹⁶⁹Mit dem Begriff *Energiewende* wird die Restrukturierung der Energieversorgung in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr verstanden (vgl. Gawel et al., 2014). Dabei spielt der Ausstieg aus der Atomkraft und der Ausbau der erneuerbaren Energien eine bedeutende Rolle. Ziel der Energiewende ist die Schaffung eines regenerativen Energieversorgungssystems, das im Vergleich zu einer fossil-nuklearen Versorgung langfristig geringere Risiken und Kosten aufweist.

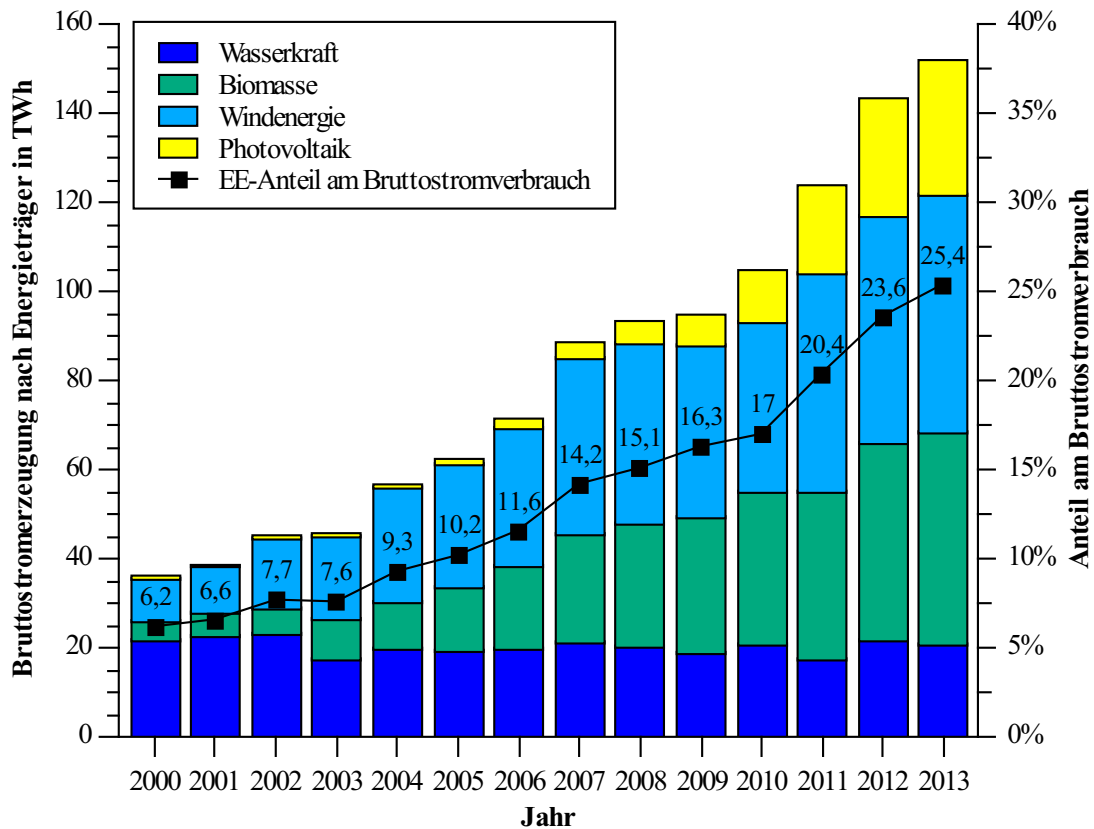


Abbildung 28: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Anteil am Bruttostromverbrauch (eigene Darstellung, Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, AGEE-Stat (2014))

Im Vergleich zu Deutschland sieht die *Energiestrategie Österreich* keine konkreten Ausbauziele für die Stromerzeugung aus EE vor, sondern das übergeordnete Ziel den Anteil an erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch bis 2020 auf 34 % zu erhöhen (siehe BMWFJ, 2010). Ein weiterer Unterschied zum deutschen Stromsektor ergibt sich aufgrund der geographischen Gegebenheiten Österreichs, das über große Potenziale zur Nutzung von Wasserkraft verfügt. Entsprechend wurden im Jahr 2012 knapp 53 % der gesamten Stromerzeugung Österreichs durch Wasserkraft erzeugt und lediglich rund 3 % durch die summierte Erzeugung aus Windkraft, PV und Geothermie (BMLFUW, 2013). Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der Größe, gemessen an der Einwohnerzahl, die Stromerzeugung Österreichs (86 TWh im Jahr 2012) deutlich geringer als die Deutschlands (630 TWh im Jahr 2012) ist (vgl. BMLFUW, 2013, S. 18; AGEE-Stat, 2014). Nichtsdestotrotz besteht ein hohes, bisher nur gering ausgeschöpftes Potenzial für die Nutzung von Windkraft und PV in Österreich (Bliem et al., 2011, S. 79 ff.).

Die Stromerzeugung aus EE wird in Deutschland seit 2000 durch das EEG gefördert. Prinzipiell entspricht das Instrument einer nach Technologie differenzierten, festen Einspeisevergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren (siehe Kapitel 3.4.2), wobei seit 2012 eine optionale Vermarktung nach dem Marktprämienmodell möglich ist, die seit August 2014 für Anlagen mit einer installierten Leistung über 500 kW verpflichtend ist (EEG, 2014).¹⁷⁰ Erhält eine Anlage die klassische EEG-Einspeisevergütung, so wird der von ihr erzeugte Strom vorrangig vom ÜNB abgenommen und entsprechend entlohnt. Der ÜNB ist nach der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) ebenfalls für die Vermarktung des Stroms und die Bilanzkreisführung verantwortlich. Hierzu gehört die Verpflichtung einer Vortagesprognose für die stündliche Erzeugung am darauffolgenden Liefertag.¹⁷¹ In entsprechender Höhe wird die EE-Stromerzeugung am Day-Ahead-Handel der EPEX Spot mittels preisunabhängiger Gebote vermarktet.¹⁷² Eventuelle Abweichungen zwischen der Vortagesprognose und einer weiteren verpflichtenden Prognose am Liefertag müssen am Intraday-Handel ausgeglichen werden. In Abbildung 29 ist der Prozess der EEG-Stromvermarktung nach klassischer Einspeisevergütung nochmals dargestellt.

Der ÜNB nimmt bei der Vermarktung des EEG-Stroms die Rolle eines Treuhänders ein und ist bewusst bei seinen Handelsaktivitäten auf die Erstellung der Prognose und deren Veräußerung am Spotmarkt der EPEX eingeschränkt (vgl. AusglMechV). Damit soll der diskriminierungsfreie Zugang aller Händler zu den EEG-Strommengen gewährleistet sein. Dabei wird durch die preisunabhängigen Gebote gesichert, dass die Strommengen in jedem Fall veräußert werden (BNetzA, 2012, S. 22 f.). Die Differenz zwischen den Spotmarkterlösen und den EEG-Zahlungen an die Anlagenbetreiber werden ebenfalls durch die ÜNB transparent verwaltet und in Form der EEG-Umlage auf die nicht befreiten Endkunden umgewälzt (vgl. Abbildung 25). Über die Bilanzkreisführung auf Viertelstundenbasis können die Prognosequalität und der Vermarktungserfolg der ÜNB gemessen werden. In der Vergangenheit hat sich hierüber gezeigt, dass die Prognosegüte der ÜNB teilweise unter dem Zeitverzug der Anlagenmeldungen leiden kann (BNetzA, 2012, S. 23 ff.).

¹⁷⁰Der Schwellenwert um einen Anspruch auf die klassische Einspeisevergütung wird stufenweise verringert. Bis Ende 2015 gilt der Wert von 500 kW, anschließend bis Ende 2016 gilt der Wert von 250 kW, worauf dann ab 2017 die Grenze bei 100 kW liegt (EEG, 2014).

¹⁷¹Bis Ende 2009 wurde aus der Stromerzeugung der EEG-Anlagen durch den jeweiligen ÜNB über Zu- und Verkäufe sonstiger Strommengen ein konstantes Monatsband erzeugt, was anschließend von den EVU abgenommen und entlohnt werden musste.

¹⁷²Ein preisunabhängiges Angebot zeichnet sich dadurch aus, dass eine bestimmte Menge zum geringsten möglichen Preis angeboten wird. Dieser ist an der EPEX Spot typischerweise negativ (Stand Juni 2014: -3000€).

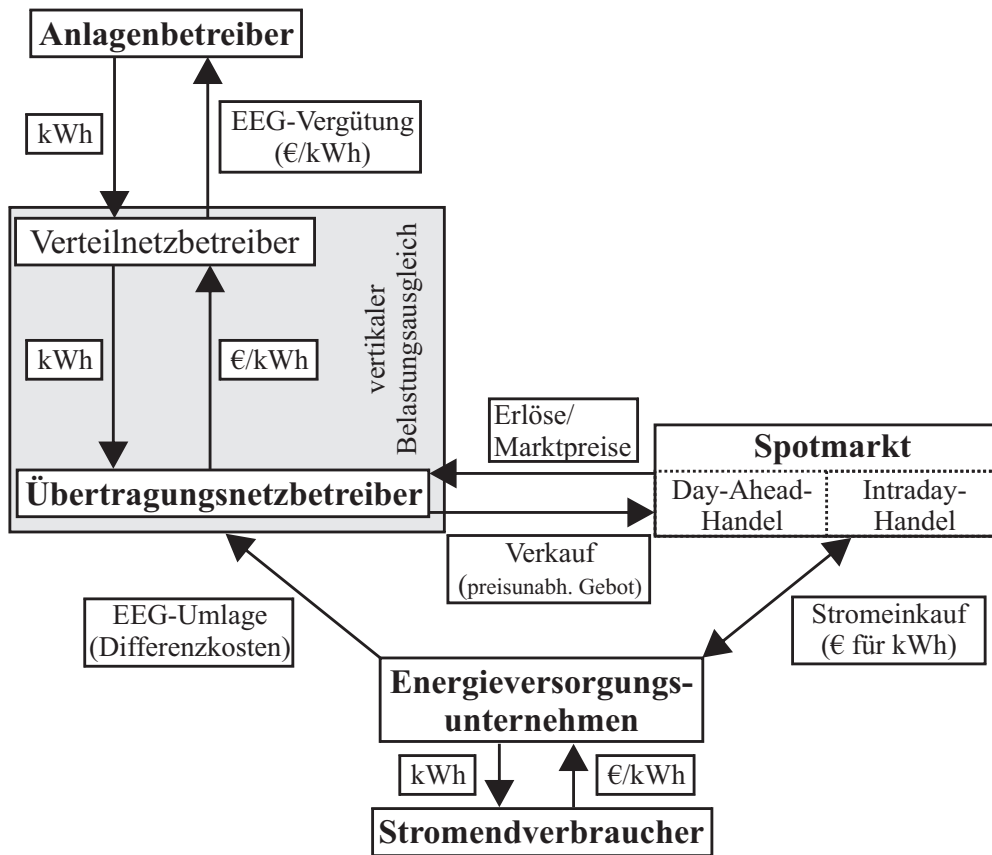


Abbildung 29: Schema der EEG-Stromvermarktung bei fester Einspeisevergütung (eigene Darstellung nach EEG 2014 und AusglMechV)

Anfang 2012 wurde erstmals die Möglichkeit der Vermarktung nach dem Marktpremienmodell im EEG eingeführt. Bei der Inanspruchnahme erhalten Anlagenbetreiber pro erzeugter Energieeinheit die Differenz aus der klassischen EEG-Einspeisevergütung für die genutzte Technologie und des ebenfalls technologiespezifischen Marktwertes (siehe Formel 11) sowie, je nach Erstinbetriebnahme der Anlage, eine zusätzliche Managementprämie, welche durch die Vermarktung entstehenden Zusatzkosten ausgleichen soll. Die Ermittlung der Marktpremie erfolgt monatlich und lässt sich darstellen als:

$$MP_j = FIT_j^{EEG} - MW_j^{abs} + MMP_j \quad (12)$$

wobei MP_j Höhe der Marktpremie für Technologie j
 FIT_j^{EEG} EEG-Einspeisevergütung für Technologie j
 MW_j^{abs} absoluter Marktwert für Technologie j (über alle Anlagen)
 MMP_j Managementprämie für Technologie j

Entsprechend kann eine einzelne Anlage monatlich höhere Erlöse erwirtschaften, sofern deren durchschnittlichen Markterlöse über dem Mittel aller Anlagen der gleichen Technologie liegen. Dieser Referenzertrag wird in monatlichen Perioden auf Basis der ex post-Preise am stündlichen Day-Ahead-Handel auf der EPEX Spot bestimmt. Nichtsdestotrotz unterliegt die Vermarktung des Stroms von Anlagen im Marktprämienmodell, im Gegensatz zu den von den ÜNB vermarkteten Mengen, keiner Beschränkung, d. h. es muss nicht ausschließlich der Spotmarkt der EPEX genutzt werden, sondern den Vermarktern steht die komplette Vielfältigkeit des Stromsektors offen. Die Gestaltung des Marktprämienmodells im EEG spiegelt die folgenden energiepolitischen Ziele wieder (vgl. u. a. Gawel & Purkus, 2013, S. 601 f.; Klobasa et al., 2013b; Klobasa et al., 2013a, S. 4; Leprich et al., 2013a, S. 17 f.):

- Durch die Übernahme eines gewissen Preisrisikos soll eine bedarfsorientierte Einspeisung der EEG-Anlagen erreicht werden.¹⁷³ Hierdurch soll vor allem die Einspeisung bei negativen Preisen verhindert und somit die statische Effizienz gesichert sowie die Versorgungssicherheit erhöht werden.
- Infolge des zu tragenden Preisrisikos sollen Innovationen entstehen, welche die Marktfähigkeit der EE, und insbesondere der FEE-Anlagen, erhöhen soll. Hierunter fallen ein geändertes Einspeiseverhalten, aber auch bessere Erzeugungsprognosen und die Fernsteuerbarkeit der Anlagen.
- Die vielfältigen Handelsmöglichkeiten sollen genutzt werden, d. h. ein Wechseln des Vertriebskanals soll zur Optimierung der Verkaufserlöse führen.
- Durch den Anreiz zur Erbringung von Regelleistung und weiteren Systemdienstleistungen (Erbringung von Blindleistung etc.) durch EEG-Anlagen soll ein Teil der technisch notwendigen konventionellen Kraftwerke ersetzt werden. Eine erweiterte Sichtweise schließt ebenfalls den Um- und Ausbau der Netze und die Rolle der Netzbetreiber in den Systemwandel mit ein.¹⁷⁴

Ein wesentlicher Hauptunterschied im Rahmen der Preisbildung am Day-Ahead-Handel zwischen der treuhänderischen Vermarktung durch den ÜNB in der klassischen EEG-Fixvergütung und der Direktvermarktung im Marktprämienmodell

¹⁷³Pahle et al. (2014, S. 2) definieren *Marktintegration* mit der Übernahme von Risiken, „deren letztendlich erwünschter Effekt eine Verhaltensveränderung ist, die das Eigeninteresse der Investoren am Markt in unternehmerischer Initiative zum gesellschaftlichen Wohl übersetzt.“ Siehe Kapitel 5.1.2 zur ausführlichen Diskussion des Begriffs der Marktintegration.

¹⁷⁴Diese Sichtweise wird insbesondere von Leprich et al. (2013a, S. 18) vertreten und fußt auf dem Verständnis der tragenden Rolle der FEE in der deutschen Energiewende und der damit einhergehenden Notwendigkeit der Anpassung des technischen Systems (vgl. hierzu auch Kapitel 4.1.3).

ergibt sich durch die Höhe des Gebots für den erzeugten Strom. Während einerseits die Gebote preisunabhängig erfolgen, richten sich im Marktprämienmodell die Gebote andererseits an den Opportunitätskosten aus. Diese entsprechen bei der Entscheidung über eine Veräußerung oder eine Abregelung der Anlagen der Höhe der aktuell gültigen Marktprämie, d. h. die FEE-Anlagen werden nicht zu ihren (sehr geringen) Grenzkosten anbieten, sondern zu einem Preis, der sich aus den Grenzkosten abzüglich der gültigen Marktprämie errechnet (vgl. Gawel & Purkus, 2013, S. 604; Leprich et al., 2013b, S. 44 ff.). Somit ergibt sich ein Gebot in negativer Höhe und Anlagen werden entsprechend abgeregelt.¹⁷⁵ Dadurch kann zwar die Häufigkeit und Höhe sehr negativer Preise etwas gesenkt werden, prinzipiell tritt der MOE jedoch weiterhin auf und der Systemwechsel der Förderpolitik hat keinen wesentlichen Einfluss auf die empirische Untersuchung bzw. die Eignung des deutsch-österreichischen Marktgebietes.

In Österreich bildet das Ökostromgesetz (ÖSG) die gesetzliche Grundlage für die Förderung der Stromerzeugung aus EE. Die Art des Fördermodells entspricht ebenfalls einer nach Technologie differenzierten festen Einspeisevergütung mit einer Laufzeit von 15 Jahren für rohstoffunabhängige Technologien (worunter auch FEE fallen) bzw. 15 Jahre für rohstoffabhängige (vgl. ÖSG, 2012). Der geförderte EE-Strom wird vollständig von der Ökostromabwicklungsstelle abgenommen, welche die EE-Strommengen entsprechend einer Vortagesprognose per Fahrplan den Ökostromhändlern und -lieferanten zuweist. Dabei werden die Mengen nach dem Preis des Day-Ahead-Handels abgerechnet und es ergeben sich die gleichen Effekte auf dem Großhandel wie durch die Vermarktung von EEG-Strom, obwohl der EE-Strom dort nicht direkt veräußert wird (vgl. E-Control, 2013, S. 29 ff.). Das finanzielle Fördervolumen ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Einspeisetarif und dem anzusetzenden Day-Ahead-Strompreis zuzüglich den Ausgleichsenergiekosten (E-Control, 2012, S. 28). Diese Differenzkosten werden in Form einer Zählpunktpauschale in Abhängigkeit der Netzebene des Anschlusses, sowie über einen anteiligen Aufschlag auf die Netznutzungs- und Netzverlustentgelte und somit in Abhängigkeit des Stromverbrauchs auf die Verbraucher verteilt. Die EVUs haben zusätzlich einen Preis für die Herkunftsnachweise des EE-Stroms zu bezahlen (siehe Abbildung 30). Die Förderung nach dem ÖSG ist auf ein bestimmtes jährliches Finanzvolumen

¹⁷⁵Aus diesem Grund kritisieren Gawel & Purkus (2013) die geringe Anreizwirkung des Marktprämienmodells für FEE-Anlagenbetreiber im Verhältnis zu den zusätzlichen Förderkosten, die u. a. durch die Managementprämie entstehen. Dieselbe Kritik wird ebenfalls in Leprich et al. (2013b) angeführt. Zusätzlich wird eine mögliche Gewinnoptimierung seitens der Direktvermarkter unter Akzeptanz negativer Preise beschrieben, welche die Lenkungswirkung des Marktprämienmodells zusätzlich einschränken kann (Leprich et al., 2013b, S. 48 ff.).

gedeckelt, womit bei sinkenden Marktwerten für EE-Stromerzeugung aufgrund eines preissenkenden Merit-Order-Effekts eine geringere Menge an EE-Strom gefördert werden würde.

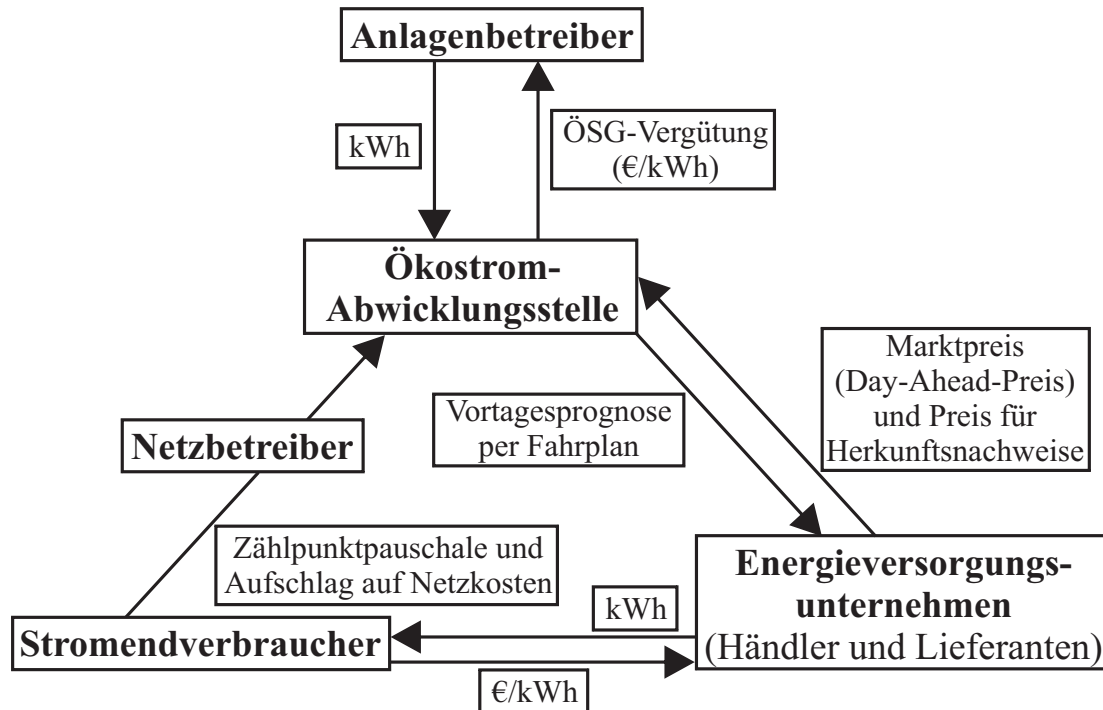


Abbildung 30: Schema der Förderung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach dem ÖSG (eigene Darstellung nach E-Control (2012, S. 17))

Die bereits heute erhebliche Menge der FEE-Stromerzeugung und deren perspektivische Erhöhung im Rahmen der anvisierten Energiewende unterstreichen gemeinsam mit der Bedeutung Deutschlands als eine der weltweit führenden Wirtschaftsnationen die Eignung des deutschen Stromsektors für eine empirische Untersuchung des Merit-Order-Effekts. Aufgrund des gemeinsamen Marktgebietes ist es erforderlich, den österreichischen Stromsektor mit in die Analyse aufzunehmen. Trotz des dort vergleichsweise geringen FEE-Anteils können die Mengen einen preissenkenden Effekt verursachen. Aus österreichischer, energiepolitischer Sicht ist zudem ein Absinken des Marktwertes für FEE-Strom hinsichtlich des gedeckelten Fördervolumens für EE-Strom nach dem Ökostromgesetz von besonderer Relevanz. Hierdurch würde die potenziell förderbare EE-Stromerzeugung (bei gleichem Finanzvolumen) geringer werden, wobei davon auszugehen wäre, dass die erheblich umfangreicheren, nach EEG-geförderten Strommengen einen Großteil des Merit-Order-Effekts verursachen.

Die nachfolgende empirische Untersuchung soll einen Beitrag zur Erforschung des Merit-Order-Effekts und dessen Einfluss auf das Erreichen der FEE-Marktfähigkeit leisten. Dieser ist zwar nach Meinung der Deutschen Bundesregierung wissenschaftlich anerkannt (BMW, 2014b, S. 37), jedoch findet weiterhin eine rege Diskussion über die methodischen Ansätze zur Bestimmung des Effekts statt, was einen großen Einfluss auf die Höhe der Wirkung und daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen hat (vgl. Kapitel 4.2).¹⁷⁶ Darüber hinaus beschreibt die wissenschaftliche Expertenkommission zum Monitoringprozess der Energiewende die Nachvollziehbarkeit der Methodik, die Datenlage und -verfügbarkeit hinsichtlich vorgenommenen Quantifizierungen des Merit-Order-Effekts für den deutschen Stromsektor als „teilweise nicht nachvollziehbar“ sowie als „mittel“ (Löschel et al., 2014a, S. 212). Damit leistet die folgende Untersuchung einen Beitrag zur Nachvollziehbarkeit der verwendeten Methoden sowie zur Verbesserung der Auswahl an verfügbaren Daten.

4.3.2 Daten und Methodik

Zur Schätzung des durchschnittlichen kurzfristigen Merit-Order-Effekts im deutsch-österreichischen Stromgroßhandel wird ein multiples lineares Regressionsmodell aufgestellt (vgl. Cludius et al., 2014; Gelabert et al., 2011; Würzburg et al., 2013). Da in diesem Marktgebiet der Day-Ahead-Handel zurzeit als wichtigster Markt gilt und sich dort der Referenzpreis für die übrigen Strommärkte bildet (siehe Abschnitt 3.3.2), wird als abhängige Variable der Durchschnittspreis für Strom am Spotmarkt der EPEX Spot verwendet. Dieser wird über den sogenannten *Physical Electricity Index* (Phelix) abgebildet, wobei der Phelix Basepreis als stundengewichteter Durchschnittspreis pro Tag (0-24 Uhr) in €/MWh verwendet wird. Prinzipiell werden auf dem Spotmarkt zwar Stundenkontrakte gehandelt, jedoch werden durch die Verwendung des Tagesdurchschnitts starke Schwankungen des Preises aufgrund seltener temporärer, innerhalb eines Tages auftretender Ereignisse vermieden.

In Kapitel 3.3 wurde die Koordination des Kraftwerkseinsatzes in liberalisierten Strommärkten sowie die Preisbildung erläutert. Demzufolge sind nach dem Merit-Order-Modell die Grenzkosten der Stromerzeugung der verfügbaren Kraftwerke ausschlaggebend für die Einsatzreihenfolge und dem resultierenden Spotmarktpreis. Für konventionelle Kraftwerke ergeben sich diese hauptsächlich durch durchschnitt-

¹⁷⁶Wie auf S. 139 dieser Arbeit beschrieben, gibt es durchaus theoretische Modellansätze wie das Peak-Load-Pricing-Modell, welche unter bestimmten Annahmen zu dem Ergebnis kommen, dass sich das langfristige Niveau des durchschnittlichen Stromgroßhandelspreises mit und ohne FEE-Ausbau nicht unterscheidet.

liche Nutzungsgrade, Brennstoffkosten und den CO₂-Zertifikatspreis (siehe S. 79 f. dieser Arbeit). Der Mittellastbereich im betrachteten Stromsektor wird größtenteils durch Steinkohlekraftwerke, der Spitzenlastbereich durch Gaskraftwerke abgedeckt (vgl. Abbildung 13). Aus diesem Grund werden die relevanten Großhandelspreise für diese Energieträger für die Erstellung der jeweiligen erklärenden Variablen mit aufgenommen. Als Referenzpreis für Steinkohle wird der täglich an der EEX gehandelte Monatsfuture für ARA-Kraftwerkskohle¹⁷⁷ gewählt. Für Erdgas stellt der von der EEX auf Basis börslicher Handelsgeschäfte von Frontmonatskontrakten in den beiden deutschen Erdgasmarktgebieten NCG und Gaspool täglich berechneter, volumengewichteter Durchschnittspreis EGIX Germany ein geeigneter Referenzpreis dar (Köhler-Schute, 2014, S. 16). In Deutschland und Österreich benötigte CO₂-Zertifikate werden ebenfalls auf der EEX gehandelt, daher wird der dort realisierte tägliche Handelspreis für die Analyse genutzt.

Die Höhe der zeitlich schwankenden Nachfrage ist empirischen Untersuchungen zufolge eine sehr einflussreiche Größe bei der Preisbildung auf dem Spotmarkt und den resultierenden Kraftwerkseinsatz. Würzburg et al. (2013) verwenden in ihrem Modell hierfür als entsprechende Zeitreihe die Vortagesprognose der vertikalen Netzlast. Diese erfüllt zwar den Anspruch, ebenfalls ein Prognosewert vom Vortag zu sein und passt so zur Charakteristik der zu erklärenden Variablen (Day-Ahead-Preis), besitzt für die Fragestellung jedoch einen fundamentalen Nachteil. Bei einem Kraftwerkspark, der überwiegend aus Großkraftwerken besteht, die in das Übertragungsnetz einspeisen, stellt die vertikale Netzlast¹⁷⁸ eine geeignete Größe für den Gesamtverbrauch im Stromsystem dar und ist eine häufig verwendete Größe zur Messung der Stromnachfrage in empirischen Untersuchungen (Monopolkommission, 2013, S. 69). Bei zunehmendem Anteil von an das Verteilnetz angeschlossenen, dezentralen Anlagen kann es jedoch zu der Situation kommen, dass im Verteilnetz mehr Strom erzeugt wird, als die dort ansässigen Verbraucher benötigen. In der Folge wird der Strom an das Übertragungsnetz hochgespeist und es kann zu einer negativen vertikalen Netzlast kommen, falls der Strom nicht von den Verbrauchern auf Übertragungsnetzebene komplett benötigt wird (vgl. Robinius et al., 2014, S. 5 f.). Aus diesem Grund wird als weitere erklärende Variable der Netto-

¹⁷⁷Die Häfen in Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen (ARA) stellen die wichtigsten Handelshäfen für Kraftwerkskohle in Deutschland dar.

¹⁷⁸Die vertikale Netzlast ist die „vorzeichenrichtige Summe aller Übergaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu Verteilnetzen und Endverbrauchern“ (siehe Monopolkommission, 2013, S. 69, mit Verweis auf <http://www.50hertz.com/de/149.htm>).

Tagesstromverbrauch¹⁷⁹ verwendet, der zwar nicht als Vortagesprognose verfügbar ist, jedoch den nahezu vollständigen Stromverbrauch in den betrachteten Regelzonen erfasst und nicht durch die beschriebenen Zusammenhänge verfälscht wird. Weiterhin bleibt anzumerken, dass der Stromverbrauch aufgrund der speziellen Eigenschaften des Gutes Strom (siehe Kapitel 2.2.1) jederzeit dem Stromangebot entspricht, jedoch nicht zwingend der Nachfrage, bspw. aufgrund nicht freiwilliger Lastabwürfe. Daher ist zwischen dem technischen Begriff des *Verbrauchs* und dem ökonomischen Begriff der *(Strom)-Nachfrage* zu unterscheiden, was jedoch häufig fälschlicherweise nicht getan wird (vgl. Stoft, 2002, S. 48). Die Verwendung des Verbrauchs als erklärende Variable erfordert, dass diese exogen ist, d. h. dass die Höhe des Verbrauchs nicht vom Spotmarktpreis selbst abhängig ist. Dies erfordert wiederum, die Annahme zu treffen, dass der Verbrauch vollkommen preisunelastisch ist und nicht auf das kurzfristige Signal des Spotmarkts reagiert. Im derzeitigen deutschen Stromsystem trifft dies auf einen Großteil der Verbraucher zu und die Annahme einer kurzfristig vollkommen unelastischen Nachfrage erscheint plausibel (vgl. hierzu Abschnitt 4.2.1).

Der MOE selbst kann durch die Stromerzeugung mit Grenzkosten nahe Null von FEE-Technologien verursacht werden. Ältere Untersuchungen beschränken sich daher für die Abschätzung des preissenkenden Effekts von FEE auf deren Stromerzeugung als erklärende Variable (vgl. Neubarth et al., 2006). Da sich der am Day-Ahead-Markt angebotene FEE-Strom nach den Vortagesprognosen richtet, werden die von den ÜNB erstellten Prognosen für Strom aus Windkraftanlagen sowohl für Deutschland als auch für Österreich als unabhängige Variable aufgenommen. Für Strom aus PV-Anlagen in Deutschland werden ebenfalls die ÜNB-Prognosen als Datengrundlage herangezogen, wobei diese für Österreich nicht verfügbar sind. Aufgrund der vergleichsweise sehr geringen PV-Leistung in Österreich stellt dies jedoch eine vernachlässigbare Größe dar.

Nach dem Merit-Order-Modell ist nicht nur der Brennstoffpreis ausschlaggebend für die Höhe des Gebots, sondern die entsprechenden Grenzkosten, die bei der für die Stromerzeugung erforderlichen Verbrennung entstehen. Daher werden im Gegensatz zu bisherigen Analysen nicht ausschließlich der Brennstoffpreis oder

¹⁷⁹Der von ENTSO-E veröffentlichte Nettostromverbrauch entspricht der kompletten Stromerzeugung innerhalb der Regelzone, welcher in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird, d. h. von den Stromerzeugungseinheiten selbst verbrauchter Strom wird nicht erfasst. Die veröffentlichten Werte sind inklusive Netzverluste und exklusive des Verbrauchs von Pumpspeicherkraftwerken (siehe https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf).

der CO₂-Zertifikatspreis als unabhängige Variable aufgenommen (vgl. Gelabert et al., 2011; O'Mahoney & Denny, 2011; Würzburg et al., 2013), sondern jeweils eine Variable für die Kosten der Verbrennung von Steinkohle und Erdgas erstellt. Für ARA-Steinkohle ergeben sich die Kosten für die Verbrennung einer Tonne Steinkohle zum Zeitpunkt t (Variable *Burncoal*) wie folgt:

$$Burncoal_t = Steinkohlepreis_t + CO_2\text{-Preis}_t \cdot Emissionsfaktor_{Steinkohle,t}$$

wobei ein Emissionsfaktor_{Steinkohle} in Höhe von 2,3655 t_{CO₂} pro verbrannter t_{Steinkohle} verwendet wurde. Hierfür wurde der Energiegehalt von ARA-Steinkohle in Höhe von 6,978 kWh/kg mit dem Emissionsfaktor von Steinkohle in Höhe von 0,339 kg/kWh (nach UBA, 2013) multipliziert.

Analog konnte die Variable *Burngas* berechnet werden, welche die Kosten für die Verbrennung einer Megawattstunde Erdgas widerspiegelt:

$$Burngas_t = Erdgaspreis_t + CO_2\text{-Preis}_t \cdot Emissionsfaktor_{Erdgas,t}$$

wobei ein Emissionsfaktor_{Erdgas} in Höhe von 0,202 t_{CO₂} pro verbrannter MWh_{Erdgas} verwendet wurde (nach UBA, 2013).

Wie in Abbildung 23(c) dargestellt, können Stromexporte und -importe einen Einfluss auf die Höhe des Großhandelspreises bzw. auf den MOE haben. In Gelabert et al. (2011) werden die Exporte in einer Differenzvariable zwischen Stromverbrauch und -erzeugung berücksichtigt, jedoch inklusive des Verbrauchs bzw. der Erzeugung in Pumpspeicherkraftwerken sowie Netzverlusten. Daher ist der Effekt nicht isoliert abzuschätzen. Würzburg et al. (2013) definieren eine eigenständige unabhängige Variable für den Stromhandel mit dem Ausland, verwenden hierfür jedoch die physikalischen und nicht die kommerziellen Lastflüsse. Die Ermittlung der zwei Größen unterscheidet sich dabei deutlich (Loreck et al., 2013, S. 24 ff.):

- Kommerzielle Lastflüsse sind das Ergebnis aus dem Handel zwischen den jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen oder im Fall einer Marktkopplung aus den Berechnungen der jeweiligen Großhandelsmärkte.
- Physikalische Lastflüsse sind das Ergebnis aus physikalischen Messungen an den jeweiligen Grenzkuppelstellen.

Demzufolge können beide voneinander abweichen, da der physikalische Weg des Stroms sich nach den Kirchhoffschen Gesetzen richtet (siehe Kapitel 2.1.2) und somit Grenzkuppelstellen überschreiten kann, ohne dass tatsächlich ein grenzüber-

schreitender Handel stattgefunden hat (sogenannte Ringflüsse). In Deutschland kann dies insbesondere durch ein hohes Windstromaufkommen im Norden entstehen, dessen physikalischer Weg über Polen und Tschechien zu den Verbrauchszentren nach Süddeutschland führt (Loreck et al., 2013, S. 25). Grenzüberschreitender Redispatch sowie abgerufene Regelleistung, die keinen Einfluss auf den Stromgroßhandelspreis haben, können ebenfalls in Differenzen zwischen physikalischen und kommerziellen Lastflüssen münden. Aus diesem Grund werden die vom Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) veröffentlichten Daten des finalen kommerziellen Lastflusses (englisch in Originalquelle: *commercial final schedule*) nach und aus der deutschen Regelzone verwendet, der Handel mit Österreich wird jedoch nicht berücksichtigt.¹⁸⁰ Die hieraus abgeleitete unabhängige Variable *Trade* entspricht dem deutschen Stromhandelssaldo, wobei ein positiver Wert einem Stromexport und ein negativer einem Stromimport entspricht:

$$Trade_t = \sum_{j=1}^N Exporte_{j,t} - \sum_{j=1}^N Importe_{j,t}$$

wobei $Exporte_{j,t}$ Stromexporte von Deutschland nach Land j zum Zeitpunkt t
Periode

$Importe_{j,t}$ Stromimporte nach Deutschland aus Land j zum Zeitpunkt t

Somit werden insgesamt sechs unabhängige Variablen zur Erklärung des durchschnittlichen Tagespreis am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot verwendet. Die genutzten Originaldaten sind in Tabelle 11 zusammengefasst. Die Vortagesprognosen der ÜNB für die PV- und Windstromerzeugung sind ab dem 1. Juli 2010 verfügbar. Da diese für die Fragestellung zentrale Größen sind, stellt dies einen limitierenden Faktor hinsichtlich des Zeithorizonts der empirischen Untersuchung dar. Ebenso werden die Daten der kommerziellen Lastflüsse zur Berechnung der deutschen Stromhandelsbilanz ab dem 1. Januar 2011 veröffentlicht. Die aus den Originaldaten abgeleiteten Variablen wurden bis zum 31. Dezember 2013 berechnet. Somit beträgt der Untersuchungszeitraum ohne Einbezug des Stromhandels 42 Monate und mit 36 Monate. Sowohl die Wind- als auch die PV-Prognosen werden in stündlicher Auflösung veröffentlicht. Da der durchschnittliche Tagespreis am

¹⁸⁰Der Handel mit Österreich wird nicht mit aufgenommen, da der Handel an der EPEX Spot aufgrund der nicht vorhandenen Engpässe an der Grenzkuppelstelle zwischen Deutschland und Österreich nicht zwischen Angeboten aus deutschen und österreichischen Stromerzeugungsanlagen unterscheidet.

Day-Ahead-Markt als abhängige Variable gewählt wurde, werden die Prognosen in Durchschnittsstundenwerte pro Tag umgerechnet.¹⁸¹

Tabelle 11: Beschreibung der Originaldaten

Datensatz	Beschreibung	Einheit	Quelle
Base-Preis Day-Ahead-Markt	ungewichteter durchschn. Tagespreis am Day-Ahead-Markt von EPEX SPOT	€/MWh	EPEX SPOT
Stromverbrauch DE&AT	Netto-Tagesstromverbrauch, inkl. Netzverluste exkl. Pumpspeicher	MWh	ENTSO-E
Windprognose DE	Vortagesprognose der durchschn. stündlichen Winderzeugung in DE	MWh	ÜNB (DE)
Windprognose AT	Vortagesprognose der durchschn. stündlichen Winderzeugung in AT	MWh	ÜNB (AT)
PV-Prognose DE	Vortagesprognose der durchschn. stündlichen PV-Erzeugung in DE	MWh	ÜNB (DE)
Erdgaspreis	Preisindex EEX EGIX Germany	€/MWh	Datastream
Steinkohlepreis	EEX Coal-ARA-Monatsfuture	€/t	Datastream
CO ₂ -Preis	EEX EU-CO ₂ Emissionszertifikat	€/t	Datastream
Stromhandel	Final Cross-Border Schedules, kommerzielle Stromflüsse DE	MWh	ENTSO-E

Aus den Originaldaten können Zeitreihenvariablen für den durchschnittlichen Tagespreis am Day-Ahead-Markt EPEX Spot (*Phelix*), den aggregierten stündlichen Tagesdurchschnitt des Stromverbrauchs in Deutschland und Österreich (*Consump*), die Vortagesprognosen für den stündlichen Tagesdurchschnitt der PV-Stromerzeugung in Deutschland (*Pv*) und Wind-Stromerzeugung in Deutschland und Österreich (*Wind*), für die täglichen Grenzkosten für die Verbrennung von Erdgas (*Burngas*) und Steinkohle (*Burncoal*) in Deutschland und Österreich sowie für den stündlichen Tagesdurchschnitt des Stromhandelssaldos von Deutschland (*Trade*) generiert werden.

In Tabelle 12 ist die deskriptive Statistik der Zeitreihen nach Jahren aufgeführt. Besonders auffällig ist die Abnahme des Tagespreises am Spotmarkt im Jahr 2013 sowie die stetig zunehmende PV- und Wind-Stromerzeugung. Die sinkenden Kosten für die Verbrennung von Steinkohle lassen sich durch die Abnahme der CO₂-

¹⁸¹Berechnung nach: $\text{durchschn. Stundenwert pro Tag} = \frac{\sum_{h=1}^{24} \text{Stundenwert}_h}{24}$.

Zertifikatspreise erklären (siehe Abbildung 19). Tabelle 13 zeigt deskriptive Statistiken der Variablen inklusive Minima, Maxima sowie 1. und 3. Quartil über den gesamten Untersuchungszeitraum. Wie in Kapitel 4.2.2 erläutert, kann der Großhandelspreis negativ werden. Solche negativen Preisausschläge waren besonders an den Weihnachtsfeiertagen im Jahr 2012 sehr ausgeprägt (siehe hierzu die Diagramme der Zeitreihenvariablen in Abbildung 38 im Anhang). In der graphischen Darstellung sind die saisonalen Einflüsse auf die FEE-Stromerzeugung bzw. auf deren Prognose zu erkennen, insbesondere bei der PV.

Tabelle 12: Zusammenfassende Statistik der Variablen nach Jahren

	Einheit	2010 N=184		2011 N=365		2012 N=366		2013 N=365	
		M	SD	M	SD	M	SD	M	SD
<i>Phelix</i>	€/MWh	47,65	8,80	51,12	8,32	42,60	12,82	37,78	11,48
<i>Consump</i>	GWh	62,77	7,48	63,17	7,64	61,32	7,65	60,82	7,02
<i>Wind</i>	GWh	4,39	3,56	5,26	4,10	5,71	4,05	5,92	4,48
<i>Pv</i>	GWh	1,27	0,77	2,24	1,27	3,19	1,98	3,46	2,38
<i>Burngas</i>	€/MWh	22,86	1,76	26,17	1,43	26,53	1,63	27,70	0,71
<i>Burncoal</i>	€/t	110,98	7,14	117,75	8,22	90,37	4,63	72,22	3,70
<i>Trade</i>	GWh	N=0		-1,09	2,59	0,08	1,70	0,46	2,11

Tabelle 13: Zusammenfassende Statistik der Variablen über den gesamten Untersuchungszeitraum

	N	M	SD	Min	Max	Q1	Q3
<i>Phelix</i>	1280	44,38	11,96	-56,87	98,98	37,37	52,18
<i>Consump</i>	1280	61,92	7,50	43,66	79,39	56,14	67,30
<i>Wind</i>	1280	5,45	4,15	0,57	24,63	2,41	7,43
<i>Pv</i>	1280	2,72	1,97	0,07	8,54	0,11	8,31
<i>Burngas</i>	1280	26,23	2,05	19,91	29,96	27,70	25,07
<i>Burncoal</i>	1280	95,96	19,36	66,18	132,78	112,97	77,33
<i>Trade</i>	1096	-0,18	2,26	-6,09	5,70	1,43	-1,89

Die im folgenden durchgeführten statistischen Tests und Schätzungen wurden mit der Software Stata, Version 11, durchgeführt. In einem ersten Schritt wurden die Zeitreihenvariablen auf die Existenz von Einheitswurzeln (englisch: *unit roots*) überprüft. Liegt dies vor, ist die entsprechende Zeitreihe nicht-stationär¹⁸² und

¹⁸²Stationarität im Kontext von Zeitreihen bedeutet, dass der Mittelwert und die Varianz des zugrundeliegenden Prozesses konstant sind, sowie dass die Kovarianz zweier Zufallsvariablen unabhängig vom Beobachtungszeitpunkt ist (jedoch nicht zwingend unabhängig vom zeitlichen Abstand der Variablen). Ist eine der Annahmen verletzt, liegt Nicht-Stationarität vor.

die üblichen Schätz- und Testverfahren können nicht sinnvoll angewendet werden. In diesem Fall muss der zugrundeliegende nicht-stationäre Prozess in einen stationären transformiert werden. Es wurde der Augmented Dickey-Fuller-Test (ADF) angewandt, der auf die Nullhypothese eines stochastischen Prozesses mit Einheitswurzel (d. h. der Prozess ist nicht-stationär) gegen die Alternativhypothese eines Prozesses ohne Einheitswurzel (d. h. der Prozess ist stationär) testet (Dickey & Fuller, 1979). Die Lag-Länge p wurde nach Schwert (1989) bestimmt, wonach sich die optimale Anzahl durch $p = \text{int}[12 \cdot (T/100)^{\frac{1}{4}}]$ ergibt.¹⁸³ Der Test wurde jeweils mit einem Modell mit Trendvariable durchgeführt. Um die Robustheit der Ergebnisse zu überprüfen, wurde in zusätzlichen Tests die Lag-Länge so gewählt, dass das Akaike-Informationskriterium minimiert wurde (Akaike, 1973). Diese Tests lieferten qualitativ die gleichen Ergebnisse.

Tabelle 14: Augmented Dickey-Fuller Teststatistiken

	<u>p-Wert</u>	<u>p-Wert</u>
	absolute Werte	erste Differenzen
<i>Phelix</i>	0,000	0,000
<i>Consump</i>	0,003	0,000
<i>Wind</i>	0,000	0,000
<i>Pv</i>	0,813	0,000
<i>Burngas</i>	0,033	0,000
<i>Burncoal</i>	0,165	0,000
<i>Trade</i>	0,036	0,000

Der Einheitswurzeltest wurde jeweils mit einem Modell mit Trendvariable durchgeführt. Die Ergebnisse beziehen sich auf ein Modell mit einer Lag-Länge, welche nach Schwert (1989) bestimmt wurde (Lag-Länge = $\text{int}[12 \cdot (\frac{N}{100})^{\frac{1}{4}}]$, d. h. es wurde eine Lag-Länge von 22 verwendet, mit Ausnahme der Variable *Trade*, für die eine Lag-Länge von 21 gewählt wurde). Die p -Werte wurden nach MacKinnon (1994) bestimmt. Der Hypothesentest auf die Ablehnung der Nullhypothese eines stochastischen Prozesses mit Einheitswurzel mit den kritischen Werten nach MacKinnon (1996) kommt zu den gleichen Ergebnissen. Die Variablen *Burngas* und *Burncoal* haben jeweils einen Zeitverzug von $t-1$.

Die Ergebnisse des ADF-Tests sind in Tabelle 14 dargestellt. Demnach sind einige der Zeitreihen in absoluten Werten nicht-stationär. Aus diesem Grund werden jeweils die ersten Differenzen (englisch: *first differences*) gebildet und der ADF-Test nochmals durchgeführt (siehe ebenfalls Tabelle 14). Da hier die Nullhypothese durch-

¹⁸³ *Int* steht hier für *integer*, d. h. der ganzzahlige Wert des entsprechenden Terms. T steht für die Anzahl an Beobachtungen.

gänglich abgelehnt werden kann, ist darauf zu schließen, dass die ersten Differenzen der Zeitreihen stationär sind. Eine weitere Schlussfolgerung aus der Überführung der nicht-stationären Prozesse durch Differenzbildung in stationäre ist, dass diese integriert vom Grade 1 sind (kurz als $I(1)$ -Prozess bezeichnet).

Um tägliche Einflüsse innerhalb einer Woche auf den Strompreis zu berücksichtigen, werden dem Modell sechs Dummyvariablen (Montag bis Samstag) hinzugefügt. Dabei werden Sonn- und Feiertage¹⁸⁴ als eine Dummyvariable zusammengefasst. Für die Kontrolle auf saisonale Einflüsse innerhalb eines Jahres werden elf Monatsdummyvariablen (Januar bis November) aufgenommen. Ebenso werden drei Dummyvariablen (2010 bis 2012) für die betrachteten Jahre eingefügt, um Einflüsse außerhalb des jährlichen Zykluses zu erfassen, bspw. regulatorische Änderungen zu Beginn eines Jahres. Die Variablen *Burngas* und *Burncoal* werden mit einem Zeitverzug von $t-1$ aufgenommen, da die Entscheidung eines Kraftwerksbetreibers über seine Gebotshöhe auf dem Day-Ahead-Markt auf Basis der Verbrennungskosten einen Tag vor der Erfüllung gefällt wird.

Es wird das folgende multiple lineare Regressionsmodell geschätzt, wobei durch das Symbol Δ dargestellt wird, dass der jeweilige Differenzoperator (erste Differenzen) verwendet wurde:

¹⁸⁴Neben an in Deutschland bundesweit gültigen Feiertagen nimmt die *Sonn- und Feiertagsdummyvariable* den Wert 1 an Feiertagen an, die in den größten deutschen Bundesländern sowie in Österreich gültig sind.

$$\begin{aligned} \Delta Phelix_t = & \beta_0 + \beta_1 \Delta Consump_t + \beta_2 \Delta Wind_t + \beta_3 \Delta Pv_t \\ & + \beta_4 \Delta Burngas_{t-1} + \beta_5 \Delta Burncoal_{t-1} + \beta_6 \Delta Trade_t \\ & + \sum_{k=1}^6 \beta_{k+6} dd_{k,t} + \sum_{l=1}^{11} \beta_{l+12} dm_{k,t} + \sum_{m=1}^3 \beta_{m+23} dy_{m,t} + u_t \end{aligned} \quad (13)$$

wobei	$Phelix_t$	Basepreis am Day-Ahead-Markt an Tag t
	$Consump_t$	ØStromverbrauch pro Stunde in DE & AT an Tag t
	$Wind_t$	Vortagesprognose der ØWinderzeugung in DE & AT pro Stunde an Tag t
	Pv_t	Vortagesprognose der ØPV-Erzeugung pro Stunde an Tag t
	$Burngas_{t-1}$	Kosten für die Verbrennung von Erdgas an Tag t-1
	$Burncoal_{t-1}$	Kosten für die Verbrennung von Steinkohle an Tag t-1
	$Trade_t$	ØExport-Import-Saldo pro Stunde an Tag t
	$dd_{k,t}$	Dummyvariable für die Tage Montag - Samstag (exkl. Sonn- und Feiertag)
	$dm_{k,t}$	Dummyvariable für Januar - November (exkl. Dezember)
	$dy_{m,t}$	Dummyvariable für die Jahre 2010-2012 (exkl. 2013)
	u_t	Störterm

Aufgrund der Vielzahl unabhängiger Variablen, darunter einige Dummyvariablen, kann (Multi)-Kollinearität zwischen diesen vorliegen, was zu unzuverlässigen Schätzungen der Regressionskoeffizienten führen kann (Greene, 2003, S. 56 ff.). In Tabelle 15 ist die paarweise Korrelationsmatrix der verwendeten Variablen (als erste Differenzen) dargestellt. Der betragsmäßig höchste Korrelationskoeffizient besteht zwischen den Variablen *Phelix* und *Consump*, dieser überschreitet jedoch nicht die in der Literatur häufig angegebenen kritischen Werte.¹⁸⁵ Zudem ist die Variable *Phelix* die unabhängige Variable, daher liegt in diesem Fall keine Multikollinearität vor. Anhand der Korrelationsmatrix kann zwar die Gefahr einer bivariaten Abhängigkeit, jedoch nicht die einer linearen Abhängigkeit zwischen mehreren Variablen ausgeschlossen werden. Um dies ebenfalls zu überprüfen, wurde für jedes der geschätzten Modelle der *Variance Inflation Factor* (VIF) berechnet.¹⁸⁶ Dabei wurden in keinem Fall VIF-Werte von über 10 erreicht, was in der Literatur häufig als Schwellenwert für ein Multikollinearitätsproblem angegeben wird (zitiert

¹⁸⁵Bei der einfachsten Form der Multikollinearität, der paarweisen Korrelation zwischen zwei Regressoren, wird häufig auf den von Farrar & Glauber (1967, S. 98) genannten kritischen Wert von 0,8 bis 0,9 des Korrelationskoeffizienten als Gefahrenhinweis verwiesen.

¹⁸⁶Der VIF ist ein Indikator dafür, wie stark die Varianz einer unabhängigen Variable von den übrigen erklärt werden kann. Bei vollständiger linearer Unabhängigkeit der Variablen nimmt der VIF einen Wert von 1 an (vgl. Albers et al., 2009, S. 224 f.; Greene, 2003, S. 57).

wird in den meisten Fällen Chatterjee & Hadi, 1977, S. 182). Daher kann die Wahrscheinlichkeit für Probleme durch Multikollinearität als vernachlässigbar eingestuft werden.

Tabelle 15: Paarweise Korrelation der verwendeten Variablen (als erste Differenzen)

	<i>Phelix</i>	<i>Consump</i>	<i>Wind</i>	<i>Pv</i>	<i>Burngas</i>	<i>Burncoal</i>	<i>Trade</i>
<i>Phelix</i>	1.000						
<i>Consump</i>	0.733	1.000					
<i>Wind</i>	-0.456	-0.023	1.000				
<i>Pv</i>	-0.054	-0.012	-0.151	1.000			
<i>Burngas</i>	-0.005	-0.031	0.022	0.011	1.000		
<i>Burncoal</i>	0.006	-0.000	0.002	0.007	0.332	1.000	
<i>Trade</i> (N=1096)	-0.497	-0.347	0.496	0.146	0.052	-0.011	1.000

Die Variablen *Burngas* und *Burncoal* haben jeweils einen Zeitverzug von $t-1$.

In der durchgeführten Regressionsanalyse wird die Methode der kleinsten Quadrate (englisch: *ordinary least squares*, OLS) als Schätzverfahren verwendet. Damit ausgeschlossen werden kann, dass die Standardfehler der OLS-Regressionskoeffizienten und folglich die Ergebnisse des t -Tests durch Autokorrelation verzerrt sind, müssen die Störterme auf Vorliegen eben dieser getestet werden. Hierfür wird der Test nach Durbin (1970) verwendet, wobei die Nullhypothese besagt, dass keine Autokorrelation 1. Ordnung in den Störtermen der OLS-Schätzung vorliegt.¹⁸⁷

Die Statistik des Autokorrelationstests sowie der entsprechende p -Wert sind mit den jeweiligen Tabellen der OLS-Schätzergebnisse angegeben (Tabelle 16 bis 19). Demnach wird in jedem Fall die Nullhypothese deutlich abgelehnt, was auf Autokorrelation 1. Ordnung in den Störgrößen schließen lässt. Aus diesem Grund werden robuste Standardfehler nach Newey & West (1987) berechnet, welche nicht nur der nachgewiesenen Autokorrelation der Störgrößen, sondern ebenfalls möglicher Heteroskedastizität Rechnung getragen (Greene, 2003, S. 280 f. und S. 546). Die Wahl der Lag-Länge richtet sich dabei nach Newey & West (1994, S. 634), wonach sich die Länge durch $p = \text{int}[4 \cdot (T/100)^{\frac{2}{5}}]$ ergibt.¹⁸⁸ Durchgeführte Robustheitstests

¹⁸⁷Der Test auf Autokorrelation nach Durbin (1970) kann auch zur Überprüfung von Autokorrelationen höherer Ordnung genutzt werden. Ebenso ist er anwendbar, falls der Wert der abhängigen Variablen aus der Vorperiode (endogene Lag-Variable) als unabhängige Variable in das Modell integriert ist (Pindyck & Rubinfeld, 1998, S. 169 f.).

¹⁸⁸*Int* steht hier für *integer*, d. h. der ganzzahlige Wert des entsprechenden Terms. T steht für die Anzahl an Beobachtungen.

mit einer Lag-Länge nach alternativen Vorschlägen von Greene (2003, S. 200) sowie von Newey & West (1987) liefern qualitativ keine unterschiedlichen Ergebnisse.¹⁸⁹

Ein weiteres Problem bei der Zeitreihenanalyse kann in Form von Scheinkorrelationen (englisch: *spurious regression*) auftreten, d. h. es wird eine Korrelation zwischen zwei Variablen nachgewiesen, ohne dass zwischen beiden ein Kausalzusammenhang besteht (Granger & Newbold, 1974). Dies kann zwischen nicht-stationären Zeitreihenvariablen auftreten. In diesem Zusammenhang ist die Kointegrationsanalyse ein Verfahren zur Untersuchung der Beziehung zwischen nicht-stationären Variablen und zur Vermeidung von Scheinkorrelationen (vgl. Greene, 2003, S. 649 ff.; Pindyck & Rubinfeld, 1998, S. 513 ff.). Wie der Test auf Einheitswurzeln gezeigt hat, haben die Variablen (in absoluten Werten) *Pv*, *Trade*, *Burngas* und *Burncoal* einen nicht-stationären Charakter. Aus theoretischer Sicht ist zwischen *Burngas* und *Burncoal* aufgrund der lange gültigen, jedoch langsam auslaufenden Ölpreisbindung des Erdgaspreises (Westphal, 2012) eine langfristige Relation zu vermuten.

Aus diesem Grund wird mit dem Verfahren nach Engle & Granger (1987) auf eine mögliche Kointegrationsbeziehung zwischen *Burngas* und *Burncoal* getestet.¹⁹⁰ Demnach wird zunächst eine einfache lineare Regression der Variablen durchgeführt und anschließend ein Einheitswurzeltest auf die Residuen angewandt. Der Teststatistik und den kritischen Werten nach MacKinnon (2010) zufolge, sind die Residuen der OLS-Schätzung nicht-stationär. Folglich sind die getesteten Variablen nicht kointegriert und die Verwendung der ersten Differenzen im Regressionsmodell ist adäquat.

Nachdem die verwendeten Daten, deren Aufbereitung sowie die notwendige Überprüfung potenzieller Probleme bzw. Gefahren bei der Zeitreihenanalyse besprochen wurden, werden im Folgenden die verschiedenen Regressionsmodelle und Schätzergebnisse präsentiert.

¹⁸⁹Greene (2003, S. 200) verweist auf die mangelnde theoretische Entscheidungshilfe bei der Wahl der Lag-Länge und bezeichnet $p = T^{\frac{1}{4}}$ als geläufige Bestimmungsmethode. Newey & West (1987) schlagen $p = \text{int}[4 \cdot (T/100)^{\frac{1}{4}}]$ vor.

¹⁹⁰Der Test wurde mittels dem Stata-Modul *EGRANGER* von Schaffer (2012) durchgeführt.

4.3.3 Ergebnisse

Hauptmodellspezifikationen

Das in Formel 13 beschriebene Regressionsmodell wurde in verschiedenen Stufen und Spezifikationen mittels der OLS-Methode geschätzt. Die Ergebnisse der Schätzung sind jeweils in den Tabellen 16 bis 19 dargestellt, die neben der Modellspezifikation die geschätzten Regressionskoeffizienten der jeweils verwendeten unabhängigen Variablen sowie deren nach Newey & West (1987) berechneten Standardfehler, die verwendeten Dummyvariablen, die Anzahl der Beobachtungen, das korrigierte Bestimmtheitsmaß,¹⁹¹ die Statistik des Tests nach Durbin (1970) auf Autokorrelation in den Störtermen und den entsprechenden p -Wert enthalten. Insgesamt wurden 17 Modelle sowie zusätzlich acht Modelle zur Überprüfung der Robustheit der Ergebnisse geschätzt. Dabei haben alle Modelle gemeinsam, dass von jeder Variable der jeweilige Differenzoperator verwendet wurde und die abhängige Variable stets der Phelix-Basepreis ist.

Modell 1 beinhaltet ausschließlich die Tages-, Monats-, und Jahres-Dummys als unabhängige Variablen, um die zyklischen Einflüsse innerhalb einer Woche und eines Jahres sowie die nicht zyklischen Einflüsse wie bspw. den FEE-Zubau oder regulatorische Einflüsse zu erfassen (siehe Tabelle 16). Das Ergebnis zeigt, dass hierdurch bereits ein hoher Anteil der Varianz des täglichen durchschnittlichen Börsenpreises im betrachteten Zeitraum erklärt werden kann ($R^2=0,49$). In Modell 2 wurde zusätzlich die Stromverbrauchsvariable *Consump* ergänzt, wodurch sich die Erklärungskraft noch weiter erhöht ($R^2=0,54$). Der positive Regressionskoeffizient bestätigt die Hypothese, dass ein hoher durchschnittlicher Stromverbrauch den Großhandelsstrompreis signifikant erhöht.

In Modell 3 wird nun die Summe der Variablen *Wind* und *Pv*, also die aggregierte FEE-Vortagesprognose, mit in das Modell aufgenommen (siehe Tabelle 16). Die Erklärungskraft steigt gegenüber den ersten zwei geschätzten Modellen deutlich ($R^2=0,75$) und der Einfluss der FEE-Variable auf den Strompreis ist hochsignifikant. Der FEE-Koeffizient ist in allen geschätzten Modellen negativ und stets signifikant. Die Hypothese, dass die FEE-Erzeugung einen preissenkenden Einfluss hat, wird

¹⁹¹Da verschiedene Modellspezifikationen mit unterschiedlicher Anzahl an unabhängigen Variablen geschätzt werden, ist zum Vergleich derer Erklärungskraft das korrigierte Bestimmtheitsmaß zu verwenden, da hierdurch die Aufnahme zusätzlicher Variablen berücksichtigt (*bestraft*) wird (Von Auer, 2007, S. 259 ff.).

durch die Schätzergebnisse bestätigt und stimmt somit mit der Theorie über den MOE (siehe Kapitel 4.2.1) sowie bisherigen empirischen Erkenntnissen (siehe Kapitel 4.2.4) überein. Um ebenfalls den Einfluss fossiler Brennstoffpreise und die Kosten für deren Einsatz in der Stromerzeugung mit zu berücksichtigen, wurde das Modell 4 um die Variablen *Burngas* und *Burncoal* erweitert. Das korrigierte Bestimmtheitsmaß erhöht sich hierdurch geringfügig, der Einfluss der Variable *Burngas* ist signifikant auf dem 5 %-Niveau und wirkt strompreiserhöhend, was im Einklang mit der Theorie nach dem Merit-Order-Modell steht. Die Variable *Burncoal* hingegen hat keinen signifikanten Einfluss. Eine mögliche Erklärung sind langfristige Verträge für den Bezug von Kohle zwischen Kraftwerksbetreibern und Steinkohlelieferanten, wodurch eine stärkere Abkopplung zwischen den kurzfristigen Preisen, die als Basis für die erstellte Variable *Burncoal* dienen, und den tatsächlichen Bezugskosten entsteht. Im Vergleich hierzu wurde der Bezug von Erdgas in der jüngeren Vergangenheit deutlich kurzfristiger. So hat sich laut Monitoringbericht 2013 der Bundesnetzagentur (BNetzA) das Handelsvolumen am Spotmarkt für Erdgas von 2011 auf 2012 um 55 % erhöht (BNetzA, 2014b, S. 218). Hingegen haben langfristige ölpreisindizierte Gasbezugsverträge an Bedeutung verloren (vgl. Köhler-Schulte, 2014, S. 11 ff.).

Laut den Schätzergebnissen von Modell 4 sinkt der Phelix-Basepreis durchschnittlich um 1,308 €/MWh bei einem Anstieg der (am Vortag) prognostizierten stündlich durchschnittlichen FEE-Stromerzeugung um 1 GWh. Der durchschnittliche Phelix-Basepreis innerhalb des Untersuchungszeitraums lag bei 44,38 €/MWh. Demzufolge liegt die geschätzte relative Preissenkung durch den MOE bei 2,95 % pro 1 GWh prognostizierter durchschnittlicher FEE-Erzeugung pro Stunde. Absolut betrachtet lag die durchschnittliche Senkung des Tagespreises unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Vortagesprognose der FEE-Erzeugung bei 10,69 €/MWh.¹⁹²

Während in Modell 4 die FEE-Variable aus der Summe von PV- und Windprognose bestand, wird in Modell 5 je eine separate Variable pro Technologie verwendet, um den jeweiligen Einfluss getrennt zu identifizieren. In dieser Modellspezifikation ist der Einfluss beider Variablen signifikant auf dem 0,1 %-Niveau und wirkt ebenfalls negativ auf den Strompreis. Dabei ist der durchschnittliche preissenkende Effekt der prognostizierten Winderzeugung mit 1,306 €/MW pro 1 GWh geringer als der der PV-Erzeugung mit 1,356 €/MW, was sich durch den auf S. 148 dieser Arbeit beschriebenen Korrelationseffekt erklären lässt. Der absolute MOE der

¹⁹²Dieser Effekt wird wie folgt berechnet:
 $(2,72 \text{ €/MWh} + 5,45 \text{ €/MWh}) \cdot -1,308 = -10,686 \text{ €/MWh}.$

Winderzeugung liegt hingegen im Durchschnitt bei 7,12 €/MWh, während der Effekt der PV-Erzeugung 3,69 €/MWh beträgt. Ursache hierfür ist die im Mittel geringere PV-Erzeugung im Vergleich zu Wind. Die übrigen Koeffizienten des Modells und deren Standardfehler ändern sich kaum.

Tabelle 16: Ergebnisse der OLS-Schätzung (Modellvarianten 1 bis 5)

	Modell 1	Modell 2	Modell 3	Modell 4	Modell 5
	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$ FEE getrennt
$\Delta Consumpt_t$		0,937*** (0,12017)	0,894*** (0,09534)	0,896*** (0,09554)	0,894*** (0,09677)
$\Delta(Wind + Pv)_t$			-1,306*** (0,06225)	-1,308*** (0,06221)	
$\Delta Wind_t$					-1,306*** (0,06299)
ΔPv_t					-1,356*** (0,13757)
$\Delta Burngas_{t-1}$				0,871* (0,41623)	0,872* (0,41694)
$\Delta Burncoal_{t-1}$				-0,031 (0,10931)	-0,03 (0,10934)
Tagesdummys	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Monatsdummys	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Jahresdummys	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Beobachtungen	1280	1280	1280	1280	1280
korrigiertes R^2	0,49	0,5384	0,7487	0,749	0,7488
Altern. Durbin	20,417	45,254	68,53	67,628	67,753
p -Wert	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Die Modelle enthalten jeweils eine Konstante. Alternative Durbin zeigt die Teststatistik und den p -Wert des Tests auf Autokorrelation in den Störtermen nach Durbin (1970) mit H_0 : keine Autokorrelation. Aus diesem Grund sind die in Klammern angegebenen Standardfehler nach Newey & West (1987) geschätzt worden und somit robust gegenüber Heteroskedastizität und Autokorrelation (Lag-Länge = $\text{int}[4 \cdot (\frac{N}{100})^{\frac{2}{9}}]$, vgl. Newey & West (1994)). *** für p -Wert < 0,001; ** für p -Wert < 0,01; * für p -Wert < 0,05; ^a für p -Wert < 0,1.

Durch Einbezug der Stromhandels-Variable *Trade* in Modell 6 verkürzt sich der Beobachtungszeitraum um ein halbes Jahr bzw. um 185 Beobachtungen (siehe Tabelle 17). Zunächst wurde wieder eine aggregierte FEE-Variable verwendet. Der so geschätzte MOE, repräsentiert durch den Korrelationskoeffizient der FEE-Variable, liegt knapp über dem in Modell 4 geschätzten und ist ebenfalls signifikant auf dem 0,1 %-Niveau. Der Einfluss der Variable für die Verbrennungskosten von Erdgas ist hingegen nur noch signifikant auf dem 10 %-Niveau. Die neu hinzugefügte Variable *Trade* hat den Schätzergebnissen zufolge keinen signifikanten Einfluss auf die Höhe des Phelix-Basepreis und entspricht trotz des längeren Untersuchungszeitraums und der Verwendung von kommerziellen statt physischen Lastflüssen dem Ergebnis von

Würzburg et al. (2013). Um den MOE innerhalb eines der untersuchten Jahre zu schätzen, wurde das Modell 6 in drei weiteren Varianten 6a-6c geschätzt, in denen jeweils nur Beobachtungszeitpunkte der Jahre 2011, 2012 und 2013 verwendet wurden. Der Einfluss der aggregierten FEE-Variable ist für jedes der Modelle bzw. Jahre signifikant, wobei der spezifische preissenkende Einfluss pro prognostizierter MWh durchschnittlicher FEE-Erzeugung zunimmt. Aufgrund der ebenfalls zunehmenden, durchschnittlichen FEE-Stromerzeugungsprognosen steigt der durchschnittliche MOE in absoluten Werten von 8,03 €/MWh im Jahr 2011, auf 9,94 €/MWh im Jahr 2012 bis auf 14,44 €/MWh im Jahr 2013. Anzumerken ist der größere positive Einfluss des Stromverbrauchs (*Consump*) nach 2011, welcher auf die Senkung von verfügbarer Stromerzeugungskapazität mit geringen Grenzkosten durch die nach dem Reaktorunglück in Fukushima im Jahr 2011 (zeitweise) abgeschalteten nuklearen Kraftwerke (vgl. Loreck et al., 2013, S. 28 f.) zurückgeführt werden kann.

Tabelle 17: Ergebnisse der OLS-Schätzung (Varianten Modell 6)

	Modell 6	Modell 6a	Modell 6b	Modell 6c
	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$ Jahr 2011	$\Delta Phelix_t$ Jahr 2012	$\Delta Phelix_t$ Jahr 2013
$\Delta Consump_t$	0,898*** (0,09772)	0,804*** (0,14278)	1,032*** (0,18353)	0,982*** (0,11732)
$\Delta(Wind + Pv)_t$	-1,315*** (0,06565)	-1,07*** (0,10972)	-1,117*** (0,1158)	-1,539*** (0,09684)
$\Delta Burngas_{t-1}$	0,865 ^a (0,48606)	0,403 (0,38952)	2,12 (1,34776)	1,681 ^a (0,99715)
$\Delta Burncoal_{t-1}$	-0,046 (0,12174)	-0,097 (0,13028)	-0,263 (0,31558)	0,341 (0,28008)
$\Delta Trade_t$	0,016 (0,1892)	0,058 (0,32599)	-0,662 (0,40477)	0,202 (0,22827)
Tagesdummys	Ja	Ja	Ja	Ja
Monatsdummys	Ja	Ja	Ja	Ja
Jahresdummys	Ja	Nein	Nein	Nein
Beobachtungen	1095	364	366	365
korrigiertes R ²	0,742	0,7591	0,681	0,8396
Altern. Durbin	51,715	24,231	9,758	73,986
p-Wert	0,000	0,000	0,002	0,000

Die Modelle enthalten jeweils eine Konstante. Alternative Durbin zeigt die Teststatistik und den *p*-Wert des Tests auf Autokorrelation in den Störtermen nach Durbin (1970) mit H0: keine Autokorrelation. Aus diesem Grund sind die in Klammern angegebenen Standardfehler nach Newey & West (1987) geschätzt worden und somit robust gegenüber Heteroskedastizität und Autokorrelation (Lag-Länge = $\text{int}[4 \cdot (\frac{N}{100})^{\frac{2}{5}}]$, vgl. Newey & West (1994)). *** für *p*-Wert < 0,001; ** für *p*-Wert < 0,01; * für *p*-Wert < 0,05; ^a für *p*-Wert < 0,1.

Im Gegensatz zu Modell 6 wurde in Modell 7 jeweils eine technologiespezifische Variable *Pv* und *Wind* verwendet, die restlichen Spezifikationen blieben iden-

tisch (siehe Tabelle 18). Beide Einflüsse sind signifikant preissenkend auf dem 0,1 %-Niveau, wobei laut Schätzergebnisse pro 1 MWh PV-Prognose der Phelix-Basepreis im Durchschnitt um 1,315 €/MWh und pro 1 MWh Wind-Prognose um 1,398 €/MWh sinkt. Die Erklärungskraft des Modells liegt ebenfalls auf einem hohen Niveau ($R^2=0,74$). In den wiederum drei geschätzten Varianten 7a-7c mit einem jeweils jährlichen Beobachtungszeitraum der Jahre 2011, 2012 und 2013 ist der preissenkende Einfluss der FEE-Variablen stets hochsignifikant. Während der Betrag des Korrelationskoeffizienten der Variable *Wind* jährlich steigt, ist der Betrag des Koeffizienten der Variable *Pv* im Jahr 2012 deutlich geringer als in den Jahren 2011 und 2013. Die Schätzergebnisse von 2012 fallen ebenfalls durch den auf dem 10 %-Niveau signifikanten Einfluss der Variable *Trade* auf, der jedoch entgegen der Theorie negativ ist, d. h. ein höherer Stromexport senkt laut Ergebnissen tendenziell den Phelix-Basepreis. Beide Effekte treten jedoch nur im Jahr 2012 auf und könnten auf die Besonderheit in diesem Zeitraum zurückzuführen sein, dass vor allem in den frühen Nachmittagsstunden mit einer hohen PV-Erzeugung ungewöhnlich viel Strom exportiert wurde (Loreck et al., 2013, S. 84). Für den gesamten Zeitraum über drei Jahre (2011 bis 2013) liegt der mittels Modell 7 geschätzte absolute MOE der Winderzeugung im Durchschnitt bei 7,40 €/MWh, der Effekt der PV-Erzeugung bei 4,15 €/MWh. Für die einzelnen Jahre 2011, 2012 und 2013 liegt der geschätzte absolute MOE der Winderzeugung im Durchschnitt bei 5,68 €/MWh, 6,38 €/MWh und 9,13 €/MWh, der MOE der PV-Erzeugung bei 3,19 €/MWh, 3,29 €/MWh und 5,34 €/MWh.

Um weitere Erkenntnisse über den Einfluss der FEE-Erzeugung auf den Strompreis in Abhängigkeit des Niveaus des täglichen Stromverbrauchs zu erlangen, wurden vier weitere Modelle aufgestellt und geschätzt (siehe Tabelle 19). Dabei wurden die Beobachtungszeitpunkte nach der Höhe des täglichen, durchschnittlichen Stromverbrauchs ausgewählt, so dass zwei Niedriglast-Modelle (8a und 9a) mit den Beobachtungen mit einem Verbrauch im unteren Quartil und zwei Hochlast-Modelle (8b und 9b) mit den Beobachtungen mit einem Verbrauch im oberen Quartil geschätzt wurden.¹⁹³ Da sich mit der bis hierhin verwendeten Spezifikation der Tages-Dummys Probleme wegen Multikollinearität ergaben, wurde in den Modellen 8a bis 9b nur noch zwischen einem gewöhnlichen Wochentag auf der einen Seite und auf der anderen Seite Samstage, Sonntage und Feiertage differenziert.¹⁹⁴

¹⁹³Das untere Quartil umfasst alle Beobachtungszeitpunkte für die gilt $Consump_t \leq 56,13533$. Das obere Quartil umfasst alle Beobachtungszeitpunkte für die gilt $Consump_t \geq 67,30029$.

¹⁹⁴Bei den Niedriglast-Modellen 8a und 9a ergab sich ein VIF von über 80 bei zwei Tagesdummys (Sonn- und Feiertag- sowie Samstags-Variable) in der ursprünglichen Spezifikation mit

Bei allen vier Modellen wurden die Standardfehler nach Newey & West (1987) geschätzt.

Vergleicht man die geschätzten Koeffizienten der aggregierten FEE-Variable von Modell 8a und 8b, fällt auf, dass den Schätzergebnissen zufolge an Tagen mit einem geringen Verbrauchsniveau die FEE-Prognosen einen höheren preissenkenden Effekt haben, wobei beide signifikant auf dem 0,1 %-Niveau sind. Hier ist jedoch der deutlich höhere Standardfehler in Modell 8a zu beachten, was das Ergebnis von unterschiedlich hohen Koeffizienten weniger robust macht. Dies kann durch eine ähnliche Steigung der konventionellen Merit-Order im durchschnittlichen

Tabelle 18: Ergebnisse der OLS-Schätzung (Varianten Modell 7)

	Modell 7	Modell 7a	Modell 7b	Modell 7c
	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$
	FEE getrennt	FEE getrennt	FEE getrennt	FEE getrennt
		Jahr 2011	Jahr 2012	Jahr 2013
$\Delta Consump_t$	0,895*** (0,09863)	0,794*** (0,14321)	1,033*** (0,18409)	0,986*** (0,11613)
$\Delta Wind_t$	-1,315*** (0,06587)	-1,081*** (0,10975)	-1,118*** (0,11692)	-1,542*** (0,09762)
ΔPv_t	-1,398*** (0,14328)	-1,426*** (0,35474)	-1,031*** (0,22629)	-1,453*** (0,21174)
$\Delta Burngas_{t-1}$	0,863 ^a (0,4872)	0,357 (0,38486)	2,12 (1,34927)	1,658 ^a (0,98693)
$\Delta Burncoal_{t-1}$	-0,045 (0,12177)	-0,09 (0,12615)	-0,266 (0,31595)	0,346 (0,27762)
$\Delta Trade_t$	0,023 (0,19035)	0,088 (0,31996)	-0,672 ^a (0,40632)	0,196 (0,23437)
Tagesdummys	Ja	Ja	Ja	Ja
Monatsdummys	Ja	Ja	Ja	Ja
Jahresdummys	Ja	Nein	Nein	Nein
Beobachtungen	1095	364	366	365
korrigiertes R ²	0,7419	0,7592	0,6802	0,8392
Altern. Durbin	51,956	24,976	9,641	73,66
p-Wert	0,000	0,000	0,002	0,000

Die Modelle enthalten jeweils eine Konstante. Alternative Durbin zeigt die Teststatistik und den p -Wert des Tests auf Autokorrelation in den Störtermen nach Durbin (1970) mit H_0 : keine Autokorrelation. Aus diesem Grund sind die in Klammern angegebenen Standardfehler nach Newey & West (1987) geschätzt worden und somit robust gegenüber Heteroskedastizität und Autokorrelation (Lag-Länge = $\text{int}[4 \cdot (\frac{N}{100})^{\frac{2}{9}}]$, vgl. Newey & West (1994)). *** für p -Wert < 0,001; ** für p -Wert < 0,01; * für p -Wert < 0,05; ^a für p -Wert < 0,1.

einer Variable für jeden Wochentag, da diese insbesondere bei der getroffenen Auswahl nach Verbrauchsniveau eine hohe Erklärungskraft hinsichtlich der Höhe des Verbrauchs selbst haben. Bei den Hochlast-Modellen 8b und 9b wurden die Monatsdummys Juni, Juli und August weggelassen, da in diesen Monaten keine Beobachtungszeitpunkte mit in die Auswahl aufgenommen wurde.

Tabelle 19: Ergebnisse der OLS-Schätzung (Modellvarianten 8 und 9)

	Modell 8a	Modell 8b	Modell 9a	Modell 9b
	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$
	Niedriglast	Hochlast	Niedriglast	Hochlast
			FEE getrennt	FEE getrennt
$\Delta Consump_t$	0,68*** (0,1583)	0,928*** (0,06114)	0,683*** (0,161)	0,929*** (0,0631)
$\Delta(Wind + Pv)_t$	-1,495*** (0,20053)	-1,286*** (0,08272)		
$\Delta Wind_t$			-1,499*** (0,20657)	-1,287*** (0,08352)
ΔPv_t			-1,407*** (0,27253)	-1,455** (0,5617)
$\Delta Burngas_{t-1}$	0,583 (1,57427)	1,714* (0,86382)	0,595 (1,58442)	1,707* (0,85749)
$\Delta Burncoal_{t-1}$	-0,004 (0,47337)	-0,07 (0,18786)	-0,012 (0,48081)	-0,075 (0,18909)
Tagesdummys	Ja (mod.)	Ja (mod.)	Ja (mod.)	Ja (mod.)
Monatsdummys	Ja	Ja	Ja	Ja
Jahresdummys	Ja	Ja	Ja	Ja
Beobachtungen	320	320	320	320
korrigiertes R^2	0,4125	0,7607	0,4106	0,76
Altern. Durbin	6,787	23,094	6,730	23,652
p -Wert	0,009	0,000	0,009	0,000

Die Modelle enthalten jeweils eine Konstante. Alternative Durbin zeigt die Teststatistik und den p -Wert des Tests auf Autokorrelation in den Störtermen nach Durbin (1970) mit H_0 : keine Autokorrelation. Aus diesem Grund sind die in Klammern angegebenen Standardfehler nach Newey & West (1987) geschätzt worden und somit robust gegenüber Heteroskedastizität und Autokorrelation (Lag-Länge = $\text{int}[4 \cdot (\frac{N}{100})^{\frac{2}{9}}]$, vgl. Newey & West (1994)). *** für p -Wert < 0,001; ** für p -Wert < 0,01; * für p -Wert < 0,05; ^a für p -Wert < 0,1.

Bereich der Niedrig- und Hochlasttagen erklärt werden. Bedeutend könnte in diesem Zusammenhang auch der im Vergleich zu Modell 8a signifikante Einfluss der Variable *Burngas* in Modell 8b sein. Da der Einsatz von Gaskraftwerken aufgrund der höheren Brennstoffkosten vor allem in Zeiten mit einem hohen Verbrauch wirtschaftlich ist, ist das Ergebnis nach dem Merit-Order-Modell plausibel.

Der Vergleich zwischen den Schätzergebnissen von Modell 9a und 9b, in denen nun jeweils technologiespezifische FEE-Variablen verwendet werden, zeigt etwas unterschiedliche Resultate. Während der Einfluss der Variable *Wind* im Hochlast-Modell geringer ist als im Niedriglast-Modell, steigt der Einfluss der Variable *Pv* leicht, wobei auch hier wieder der etwas höhere Standardfehler zu beachten ist. Dennoch zeigt sich erneut der Einfluss des PV-spezifischen Korrelationseffekts zwischen Erzeugung und mittäglichen Verbrauchsspitzen. Ebenfalls wird der erst an Tagen mit einem hohen Verbrauchsniveau signifikant preissteigernde Einfluss der

Variable *Burngas* bestätigt. Insgesamt betrachtet ist nach den Schätzergebnissen der Modelle 8a bis 9b der Unterschied des preissenkenden Effekts der FEE-Prognosen als vergleichsweise gering einzustufen, wohingegen die Verbrennungskosten von Erdgas ausschließlich in Tagen mit hohem Verbrauch einen signifikanten Einfluss auf den Phelix-Basepreis haben.

Robustheitstests

Zur Überprüfung der Robustheit der ermittelten Schätzergebnisse wurden weitere Modelle berechnet. Zum einen wurden einige Modelle nochmals mit um Ausreißer bereinigte Daten geschätzt, da durch ein Maß zur Bestimmung des Einflusses einzelner Datenpunkte auf die Ergebnisse der OLS-Schätzung kritische Werte aufgezeigt wurden. Zum anderen wurden anstelle der täglichen Daten wöchentliche Daten zur Schätzung von zwei ausgewählten Modellen benutzt, um den Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die Ergebnisse zu überprüfen.

Ausreißer in statistischen Daten sind nach der häufig herangezogenen Definition von Barnett & Lewis (1994, S. 7):

„An observation (or subset of observations) which appears to be inconsistent with the remainder of that set of data.“

Ein bedeutender Teil dieser Definition ist die *scheinbare Inkonsistenz*, d. h. die Klassifizierung als Ausreißer aus subjektiver Ermessenssache und nicht auf der Basis objektiver Kriterien. Dennoch existieren in der empirischen Forschung verschiedene etablierte Verfahren zur Identifikation potenzieller Ausreißerwerte. Hierzu zählt die *Cook's Distance* (nach Cook, 1977) als ein Maß für den Einfluss einer Beobachtung auf die mittels OLS-Verfahren geschätzten Regressionskoeffizienten. Die Höhe der Cook's Distance entspricht einer kombinierten Maßzahl des Einflusses der Nichtberücksichtigung einer spezifischen Beobachtung auf alle Regressionskoeffizienten in einer linearen Regressionsanalyse (vgl. Rawlings et al., 1998, S. 362 f.). Als kritische Werte für die Höhe der Cook's Distance D eines Datenpunktes und somit dessen Einfluss auf die Schätzergebnisse existieren in der Literatur verschiedene Einschätzungen. Cook & Weisberg (1982, S. 118) geben $D > 1$ als Schwellenwert an, wohingegen Rawlings et al. (1998, S. 363) $D > 4/n$ in Abhängigkeit der Anzahl der Beobachtungspunkt n vorschlagen.

Die Werte der Cook's Distance für die geschätzten Regressionsmodelle 4, 5, 6, 6b, 7 und 7b zeigen besonders auffällige Werte zum Zeitpunkt der Weihnachtsfeiertage im Jahr 2012. Bei Analyse der Phelix-Basepreisdaten fällt auf, dass sowohl am 25.12.2012 als auch am 26.12.2012 sehr stark negative Preise im Tagesdurchschnitt herrschten (-56,87 bzw. -45,77 €/MWh). In den verwendeten Zeitreihen (als erste Differenzen) ergeben sich hierdurch für zwei Zeitpunkte Werte der Cook's Distance, die sich deutlich von den restlichen abheben und über dem kritischen Wert nach Rawlings et al. (1998, S. 363) liegen (siehe Abbildung 39 im Anhang). Der Analyse von Götz et al. (2014, S. 44 ff.) zufolge liegt die Ursache für die deutlich negativen Basepreise bei den für diese Zeit untypisch milden Temperaturen, der überdurchschnittlich hohen Windstromproduktion und der wiederum für die Weihnachtsfeiertage typisch niedrigen Stromnachfrage. Demzufolge handelte es sich um eine seltene Ausnahmesituation, an der mehrere, negative Strompreise begünstigende Faktoren aufeinandertrafen. Aus diesem Grund wurden die beiden entsprechenden Zeitpunkte für einen Robustheitstest entfernt.

Die Ergebnisse der als Robustheitstests durchgeführten Schätzungen sind in Tabelle 21 im Anhang zu finden. Diesen zufolge ergab sich durch Entfernen der zwei als Ausreißer identifizierten Zeitpunkte in keinem der geschätzten Modelle eine Veränderung der Signifikanzen. Wie zu erwarten, ist der mit den ursprünglichen Zeitreihen geschätzte MOE durchgängig geringfügig höher als der der Robustheitstests. Im Gegensatz hierzu ergibt sich nach den Schätzergebnissen von Modell 7b ohne Ausreißerwerte ein im Vergleich zu den ursprünglichen Ergebnissen höherer Preiseffekt durch die PV-Einspeisung, was mit dem Wegfallen der zum Zeitpunkt der Ausreißerwerte vorherrschenden hohen Winderzeugung sowie gleichzeitig stark negativer Preise erklärt werden kann. Der Koeffizient der Verbrauchsvariable *Consump* ist bei Einbezug der Ausreißerwerte durchgängig etwas größer, was vor dem Hintergrund der dort vorherrschenden geringen Nachfrage plausibel ist. Ebenfalls wenig überraschend sind die im Robustheitstest durchweg höheren korrigierte Bestimmtheitsmaße. Als Ergebnis der Modellschätzungen mit den um zwei Zeitpunkte gekürzten Daten lässt sich festhalten, dass die ursprünglichen Ergebnisse nicht signifikant von diesen abweichen und in dieser Hinsicht als robust gelten können. Da es sich bei den entfernten Zeitpunkten zwar um seltene Ereignisse handelt, diese aber dennoch wichtige Informationen über die Preisbildung am Spotmarkt enthalten, ist der Einbezug der Werte bei den ursprünglichen Modellen als sinnvoll einzustufen.

Um die Ergebnisse auf ihre allgemeine Robustheit hin zu prüfen, wurden einige der Modelle mit dem wöchentlichen anstatt täglichen Stundendurchschnitt geschätzt.¹⁹⁵ Der durchgeführte ADF-Test ergab, dass einige der Zeitreihen in absoluten Werten nicht-stationär sind. Entsprechend werden die ersten Differenzen gebildet und für den Robustheitstest verwendet.¹⁹⁶ Eine Überprüfung mittels der paarweisen Korrelationsmatrix ergab keinen Hinweis auf eine Gefahr der (Multi)-Kollinearität zwischen den unabhängigen Variablen (siehe Tabelle 23 im Anhang).¹⁹⁷ Um neben der bivariaten Abhängigkeit noch die lineare Abhängigkeit zwischen mehreren Variablen ausschließen zu können, wurde der VIF berechnet. Diese Überprüfung lieferte ebenfalls keine Hinweise auf die Gefahr von Multikollinearität.¹⁹⁸ Der abschließenden Kointegrationsanalyse nach dem Verfahren von Engle & Granger (1987) zufolge liegt keine Kointegrationsbeziehung zwischen den unabhängigen Variablen vor. Demnach besteht keine Gefahr einer Scheinkorrelation.

Die OLS-Schätzergebnisse des Robustheitstests mit wöchentlichen Daten sind in Tabelle 22 im Anhang zu finden. Im Vergleich zum entsprechenden Gegenpart mit täglichen Daten, Modell 4 (siehe Tabelle 16), liefert die Schätzung des Modells 10 einen geringeren spezifischen MOE. Angesichts der Verwendung von Wochendaten und der daraus folgenden Glättung der beobachtbaren Effekte war dieses Ergebnis durch den tendenziellen Informationsverlust zu erwarten (vgl. Gelabert et al., 2011, S. S64; Würzburg et al., 2013, S. S167). Im Gegensatz zu Modell 4 ist der Einfluss der Variable *Burngas* nicht mehr signifikant, d. h. der wöchentliche Durchschnittspreis hat laut den Schätzergebnissen keinen Einfluss auf den durchschnittlichen Preis am Day-Ahead-Markt für Strom. Dies stützt die These, dass der sehr kurzfristige, tägliche Gashandel im Stromsektor an Bedeutung gewonnen hat und eine signifikante Rolle bei der Bestimmung der Höhe des Preisgebots von Gaskraftwerks-

¹⁹⁵Eine daraus notwendige Anpassung des Regressionsmodells ist der Wegfall der Dummyvariablen für den Einfluss täglicher Schwankungen. Die Dummyvariable für den Monat und das Jahr wurden hingegen beibehalten.

¹⁹⁶Der ADF-Test wurde entsprechend dem zuerst durchgeführten spezifiziert, d. h. eine Trendvariable wurde integriert. Die Lag-Länge wurde nach Schwert (1989) bestimmt. Anschließend Tests, bei denen die Lag-Länge so gewählt wurde, dass das Akaike-Informationskriterium minimiert wurde (Akaike, 1973), lieferten qualitativ die gleichen Ergebnisse. Der anschließend mit den Zeitreihen als erste Differenzen durchgeführte ADF-Test ergab, dass für alle verwendeten Zeitreihen die Nullhypothese durchgängig abgelehnt werden kann. Demzufolge sind diese stationär und integriert vom Grad 1.

¹⁹⁷Hier sei wieder auf die von Farrar & Glauber (1967, S. 98) genannten kritischen Wert von 0,8 bis 0,9 des Korrelationskoeffizienten als Gefahrenhinweis verwiesen.

¹⁹⁸Es wurde maximal ein VIF-Wert von 2,8 erreicht, was deutlich unterhalb des von Chatterjee & Hadi (1977, S. 182) angegebenen Schwellenwerts von 10 liegt.

betreiben und somit bei der Preisbildung auf dem Spotmarkt spielt (vgl. S. 183 dieser Arbeit).

Um ebenfalls den Effekt eines Stromaustausch mit dem umliegenden Ausland zu berücksichtigen, wird in Modell 11 zusätzlich die Variable *Trade* in die Analyse miteinbezogen, wodurch sich der betrachtete Zeitraum wiederum etwas verkürzt. Im Vergleich zu dem analogen Modell 6 mit täglichen Daten (siehe Tabelle 17) liegt der geschätzte spezifische MOE in ähnlicher Höhe. Der Einfluss des Gaspreises ist wieder nicht signifikant. Interessanterweise ist hingegen der Einfluss der Variable *Trade* signifikant auf dem 5 %-Niveau, was in keinem der vorherigen Modelle der Fall war. Der Einfluss ist entsprechend den theoretischen Aufführungen in Kapitel 4.2.1 positiv, d. h. ein höherer Export von Strom ins Ausland hat im Durchschnitt einen preisstärkenden Effekt auf dem Day-Ahead-Großhandelsplatz. Der grenzüberschreitende Stromhandel in Europa wird schrittweise an ein vollständiges *Market-Coupling* herangeführt, d. h. die Zuteilung der verfügbaren Übertragungskapazitäten erfolgt direkt im Anschluss des jeweiligen Day-Ahead-Handels, wodurch sich Preisunterschiede zwischen den Marktgebieten tendenziell ausgleichen. Jedoch wird nicht die gesamte Kapazität der Kuppelstellen des deutsch-österreichischen Marktgebietes auf diesem Weg zugeteilt, sondern ein geringerer Teil wird über jährliche und monatliche Auktionen versteigert (vgl. BDEW, 2014, S. 4; Loreck et al., 2013, S. 20 ff.). Dies ist eine mögliche Erklärung für den signifikanten Einfluss der Handelsvariable bei Verwendung der durchschnittlichen Wochendaten mit geringerer zeitlicher Auflösung.

Insgesamt betrachtet zeigen die Ergebnisse der durchgeführten Robustheitstests, dass sich diese von den Schätzergebnissen der ursprünglichen Regressionsmodelle qualitativ nicht unterscheiden. Die signifikanten Koeffizienten weisen die gleichen Vorzeichen auf und die geschätzten Höhen des Merit-Order-Effekts unterscheiden sich nicht wesentlich. Dies bleibt auch bei der Kürzung des Datensatzes um zwei identifizierte Ausreißerwerte erhalten. Durch die voranschreitende Veränderung der Handelsfrequenz der fossilen Brennstoffe Kohle und Gas sowie der Übertragungskapazitäten ins Ausland, konnten durch die Verwendung wöchentlicher Daten sogar zusätzliche Erkenntnisse gewonnen werden. Somit können die Ergebnisse über alle geschätzten Regressionsmodelle hinweg als robust angesehen werden. Im folgenden Kapitel werden zunächst die wichtigsten Resultate zusammengefasst und anschließend mit weiteren empirischen Untersuchungen verglichen.

4.3.4 Zusammenfassung und Vergleich der Ergebnisse

Die Schätzergebnisse über die Höhe des Merit-Order-Effekts der durchgeführten Regressionsanalyse lassen sich unter Berücksichtigung der wesentlichen Einflüsse auf die Höhe des ausgewiesenen Effekts mit den Ergebnissen der in Tabelle 9 aufgeführten Studien vergleichen. Zum einen beziehen sich die Ergebnisse auf die Stromsektoren verschiedener Regionen, die sehr unterschiedliche Marktbedingungen im Vergleich zum deutsch-österreichischen aufweisen. Dies betrifft u. a. neben dem Zugang zu regenerativen oder fossilen Ressourcen ebenfalls demographische, topographische und meteorologische Faktoren sowie die entsprechende Regulierung des Stromsektors. Zum anderen wird der MOE auf der Basis methodisch unterschiedlich berechneter Indikatoren angegeben. Diese reichen von der Angabe der Differenz des Produkts des jährlichen Stromverbrauchs und des durchschnittlichen Spotmarktpreises mit und ohne EE-Erzeugung bis hin zur ausschließlichen Angabe der Veränderung des Marktwerts verschiedener Technologien.

Die in der vorliegenden Arbeit mittels einer Regressionsanalyse geschätzten Ergebnisse werden in einem ersten Schritt als *spezifischer Merit-Order-Effekt* quantifiziert, der sich unmittelbar aus der Höhe der Regressionskoeffizienten für die Regressoren der Wind- und PV-Prognosenvariablen bzw. der Summe davon ergibt. Der spezifische MOE entspricht den verwendeten Daten (siehe Tabelle 11) zufolge der Veränderung des durchschnittlichen täglichen EPEX-Spotpreises in €/MWh pro prognostizierter durchschnittlicher (stündlicher) GWh an PV-/Windeinspeisung an einem Tag im jeweiligen Analysezeitraum. Hieraus lässt sich in einem zweiten Schritt der *absolute Merit-Order-Effekt* innerhalb eines bestimmten Zeitraums gemäß folgender Formel berechnen (vgl. Cludius et al., 2014, S. 306):

$$MOE_t^{absolut} = \underbrace{\overbrace{\beta_{2,t} \cdot Wind_t^{Mean}}^{\text{absoluter durchschn. MOE der Wind-Erzeugung}} + \overbrace{\beta_{3,t} \cdot PV_t^{Mean}}^{\text{absoluter durchschn. MOE der PV-Erzeugung}}}_{\text{absoluter durchschn. MOE der aggregierten FEE-Erzeugung}} \quad (14)$$

wobei $\beta_{2,t}$ Regressionskoeffizient der prognostizierten Wind-Erzeugung in Periode t (spezifischer MOE)
 $Wind_t^{Mean}$ durchschn. Stundenprognose der Wind-Erzeugung in Periode t
 $\beta_{3,t}$ Regressionskoeffizient der prognostizierten PV-Erzeugung in Periode t (spezifischer MOE)
 PV_t^{Mean} durchschn. Stundenprognose der PV-Erzeugung in Periode t

Die Werte der durchschnittlichen Stundenprognose pro Jahr sind in Tabelle 12 aufgelistet. Den technischen Einheiten der Daten zufolge ist der geschätzte absolute MOE als Veränderung des durchschnittlichen EPEX-Spotpreises in €/MWh aufgrund der FEE-Stromerzeugungsprognosen innerhalb eines Zeitraums zu interpretieren. Im Folgenden werden zunächst die geschätzten Werte für den spezifischen MOE zusammengefasst. Für den anschließenden direkten Vergleich mit anderen Untersuchungen wird der absolute MOE als Indikator herangezogen. Ersterer trifft eine Aussage über das Erreichen der Marktfähigkeit der untersuchten FEE-Technologien, da hierdurch unmittelbar die Veränderung der durchschnittlichen Markterlöse für FEE-Anlagen bei einer steigenden FEE-Stromerzeugung ausgedrückt wird. Der absolute MOE als zweiter Indikator ist einer in anderen Studien häufig quantifizierter Wert, mit Aussage über den allgemeineren Einfluss einer steigenden FEE-Stromerzeugung auf die Preisentwicklung im Stromsektor.

Die in diesem Kapitel ermittelten Schätzergebnisse des spezifischen Effekts sind in Abbildung 31 dargestellt. Es ist anzumerken, dass es sich um einen preissenkenden Effekt mit negativem Vorzeichen handelt, hier jedoch der Betrag abgebildet wird. Demzufolge liegt der durchschnittliche spezifische MOE ohne Berücksichtigung des Handels mit umliegenden Staaten im Zeitraum Juli 2010 bis Dezember 2013 für PV, Wind sowie aggregiert zwischen einer Senkung um 1,31 und 1,36 €/MWh des täglichen Durchschnittspreises pro zusätzlicher GWh durchschnittlich prognostizierter FEE-Einspeisung pro Stunde an einem Tag. Unter Berücksichtigung des Handels bei gleichzeitiger Verkürzung des Betrachtungszeitraums um ein halbes Jahr (auf Januar 2011 bis Dezember 2013) erhöhen sich die Schätzungen der Effekte gering, wobei der höhere Effekt der PV-Prognosen deutlicher wird.

Die Schätzergebnisse der einzelnen Jahre 2011 und 2013 fallen unterschiedlicher aus. Im Jahr 2011 weicht der PV-Effekt besonders deutlich vom Einfluss der Windprognose ab. Dies ist auf den vergleichsweise sehr hohen Zubau an PV-Erzeugungsleistung während 2010 und 2011 und der damit ebenfalls steigenden PV-Stromerzeugung zurückzuführen (vgl. Abbildung 28). Im darauffolgenden Jahr 2012 ist der geschätzte spezifische PV-Effekt etwas geringer, im Jahr 2013 hingegen wieder auf der Höhe von 2011. Die Schwankungen können zum einen durch die meteorologisch beeinflusste, jeweils stündlich schwankende PV-Erzeugung innerhalb eines Jahres verursacht werden. Die zeitlich hoch aufgelösten PV-Effekte werden durch das Verwenden der Tagesdurchschnittswerte nicht exakt abgebildet und werden tendenziell unterschätzt (vgl. hierzu Tveten et al., 2013, S. 767). Zum anderen ist nicht davon auszugehen, dass die starke, deutlich über den staatlich anvisierten Zielen

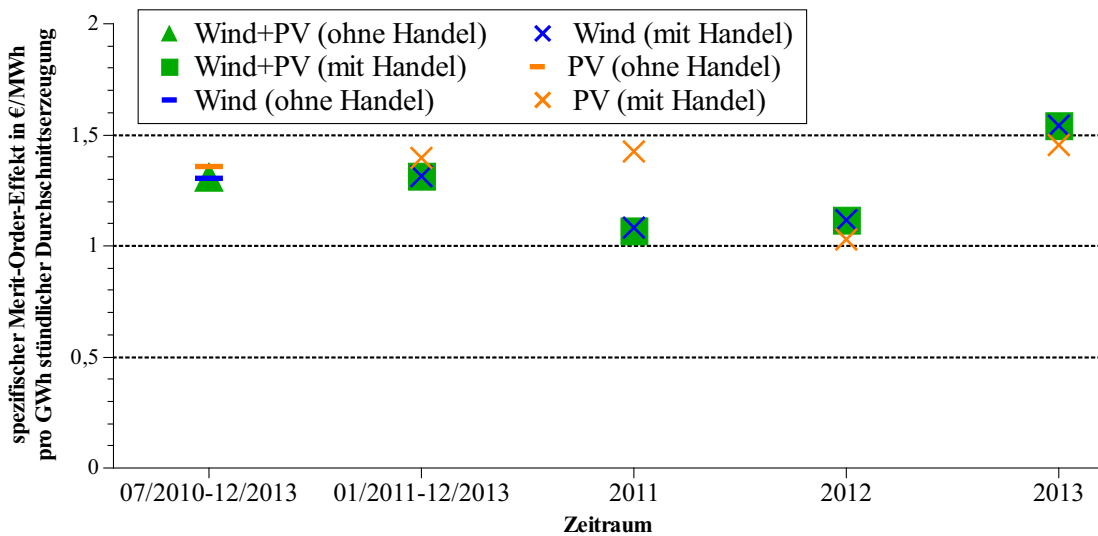


Abbildung 31: Eigene Schätzungen des spezifischen Merit-Order-Effekts in Deutschland/Österreich (eigene Darstellung)

liegende PV-Entwicklung ab 2011 von den Akteuren des Stromsektors vorhergesehen wurde. Folglich können im Vorfeld auf dem Terminmarkt abgeschlossene Lieferverpflichtungen oder fehlende Risikoabsicherung über spezielle Spitzenlastprodukte für zusätzliche Preiseffekte auf dem Spotmarkt sorgen (Frantzen & Hauser, 2012). Hieraus resultierende Verschiebungen der Einsatzzeiten fossiler Mittel- und Spitzenlastkraftwerke ändern das mittägliche Preisgefüge und sind Teil des Anpassungsprozesses des konventionellen Kraftwerksparks an den Ausbau der nahezu grenzkostenfreien Stromerzeugung durch FEE (vgl. Abschnitt 4.2.1).

Innerhalb des Zeitraums 2011 bis 2013 hat sich der geschätzte spezifische MOE der Winderzeugung stetig erhöht. Insbesondere im Jahr 2013 liegt der Effekt sehr deutlich über dem der beiden Vorjahren. Zwar hat sich der Zubau an Winderzeugungsanlagen pro Jahr in diesem Zeitraum ebenfalls gesteigert, jedoch deutlich geringer als der enorme Sprung bei der PV. Die Steigerung des spezifischen Effekts ist abhängig von den Grenzkosten der durch die Windkrafterzeugung verdrängten Kraftwerke. Daher deuten die Schätzergebnisse darauf hin, dass durch die steigende Winderzeugung zunehmend Kraftwerke mit hohen Grenzkosten aus der Merit-Order verdrängt wurden. Die sinkende Stromerzeugung durch gasbetriebene Spitzenlastkraftwerke von 89 TWh im Jahr 2011 auf 67 TWh im Jahr 2013 bei annähernd stagnierender Steinkohlestromerzeugung bestätigt dies (siehe hierzu Abbildung 17).

Der geschätzte spezifische Effekt der aggregierten FEE-Stromerzeugung liegt in den analysierten Jahren auf einer Höhe mit dem der Winderzeugung. Eine Erklärung

hierfür liefern die jährlichen FEE-Stromerzeugungsmengen. Da die Winderzeugung im Vergleich zur PV-Erzeugung in den vergangenen Jahren in Deutschland deutlich höher war, sind die Prognosen über die täglichen Erzeugungen entsprechend größer (siehe Tabelle 12). Daher wird der durchschnittliche spezifische Effekt der aggregierten FEE-Prognosen von der Höhe der Windstromprognose stärker beeinflusst als von der PV-Prognose.

Aus der recherchierten Literatur eignen sich vier Studien zur Quantifizierung des Merit-Order-Effekts im deutschen (und österreichischen) Stromsektor für den direkten Vergleich mit den in dieser Arbeit geschätzten Werten innerhalb des Zeitraums 2010 bis 2013. Diese sind teilweise methodisch verwandt und nutzen ebenfalls Regressionsanalysen (Cludius et al., 2014; Würzburg et al., 2013), jedoch werden auch Studien auf Simulationsbasis für den Vergleich herangezogen (Hohmeyer & Wingenbach, 2014; Peter & Krampe, 2012). Gemeinsam ist allen die Angabe des absoluten Merit-Order-Effekts entweder für EE-Anlagen allgemein, d. h. für regelbare und fluktuierende oder für spezifische Technologien wie PV- oder Windanlagen. In Abbildung 32 ist eine nach Jahren und Technologien differenzierte Übersicht zu finden.

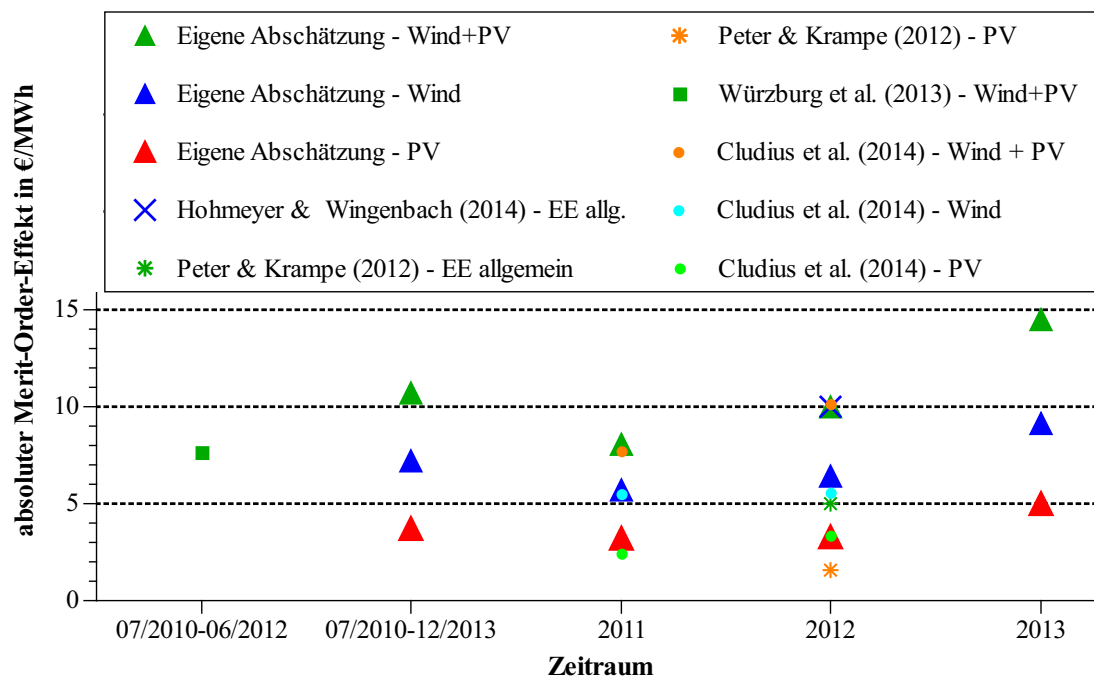


Abbildung 32: Vergleich von Schätzungen des absoluten Merit-Order-Effekts in Deutschland/Österreich (eigene Darstellung)

Die Schätzung von Würzburg et al. (2013) über den Zeitraum Juli 2010 bis Juni 2012 lässt sich nicht direkt mit den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit vergleichen, da diese zwar aufgrund der Datenverfügbarkeit den selben Startzeitpunkt hat, sich jedoch bis Ende 2013 spannt. Dennoch ist es plausibel, dass die eigene Schätzung des absoluten Effekts der aggregierten Wind- und PV-Erzeugung (10,7 €/MWh) über der kürzeren Periode liegt (7,6 €/MWh), da im Zeitraum Juli 2012 bis Dezember 2013 ein weiterer Zubau stattfand und somit die durchschnittliche Einspeisung erhöht wurde. Die Schätzungen über den kompletten Betrachtungszeitraum zeigen, dass der auf die Winderzeugung zurückzuführende absolute MOE deutlich über dem der PV liegt, da die jährliche Stromerzeugung bzw. die Prognosen hierüber entsprechend höher sind (siehe Tabelle 12 und 13). In den Jahren 2011 bis 2013 steigen sowohl der absolute PV- als auch der Windeffekt stetig an, trotz der teilweise schwankenden, geschätzten spezifischen Effekten (vgl. Abbildung 31). Hierdurch wird der Unterschied, aber auch der Zusammenhang zwischen dem spezifischen und absoluten MOE nochmals sehr deutlich.

Die für 2011 geschätzten Effekte liegen in etwa auf einer Höhe mit denen von Cludius et al. (2014), wobei der größte Unterschied mit einem um 0,8 €/MWh höheren Effekt bei der PV besteht. Im Unterschied hierzu liegen im Jahr 2012 die von Peter & Krampe (2012) quantifizierten Effekte für die allgemeine erneuerbare Stromerzeugung deutlich unterhalb den Schätzungen dieser Arbeit sowie denen von Würzburg et al. (2013) sowie von Hohmeyer & Wingenbach (2014). Der PV-spezifische Effekt wurde von Peter & Krampe (2012) ebenfalls nur etwa halb so groß wie in den übrigen Studien geschätzt. Da es sich bei der Arbeit von Peter & Krampe (2012) um eine Prognose auf Simulationsbasis handelt, liegt die Vermutung nahe, dass die unterstellten Preis- und Zubauentwicklungen von den tatsächlichen in größerem Maß abweichen.¹⁹⁹ Hohmeyer & Wingenbach (2014) bestimmen den MOE der aggregierten EE-Erzeugung für 2012 ebenfalls anhand von Simulationen, können dabei jedoch auf historische Daten zurückgreifen. Dieser liegt auf einer Höhe mit den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit und den von Cludius et al. (2014) mittels Regressionsanalysen geschätzten Ergebnissen von etwa 10 €/MWh.

Für das Jahr 2013 liegen aus der untersuchten Literatur keine Ergebnisse für die Gegenüberstellung mit den Schätzergebnissen dieser Arbeit vor. Verglichen mit den Vorjahren hat sich der geschätzte absolute MOE nochmals beträchtlich erhöht. So stiegen alle geschätzten Effekte um mehr als 40 % im Vergleich zum Vorjahr.

¹⁹⁹In der Arbeit werden keine genauen Angaben über die unterstellten Preis- und Zubauszenarien gemacht, mit Ausnahme des CO₂-Zertifikatspreises.

Der geschätzte preissenkende Effekt der aggregierten FEE-Prognosen auf dem Day-Ahead-Handel lag demnach bei 14,5 €/MWh. Der Anstieg des aggregierten absoluten Effekts von 2011 auf 2012 lag bei 1,9 €/MWh und von 2012 auf 2013 bei 4,48 €/MWh. Demzufolge ist die Senkung des Jahresdurchschnittspreises auf dem Spotmarkt in großem Maß auf den Anstieg der Stromerzeugung aus FEE-Anlagen zurückzuführen (siehe Abbildung 33). Hierbei ist anzumerken, dass der Preissprung von 2010 auf 2011 in engem Zusammenhang mit der Abschaltung der ältesten Kernkraftwerke in Deutschland nach dem Reaktorunglück in Fukushima steht, wodurch ein bedeutender Teil des Angebots an regelbarer Stromerzeugungskapazität mit geringen Grenzkosten dem Markt entzogen wurde.

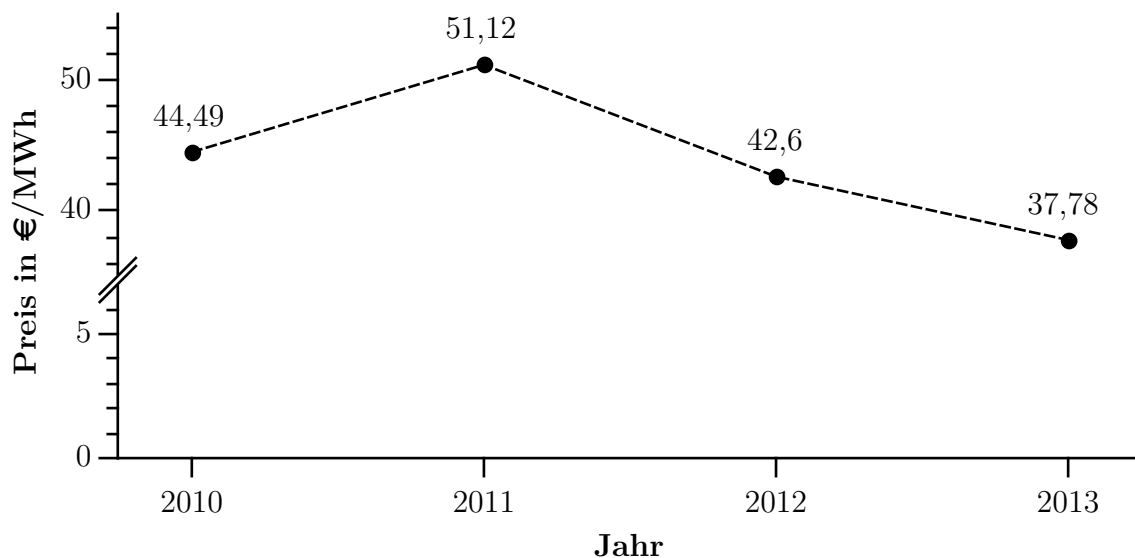


Abbildung 33: Jahresdurchschnittspreise auf dem Day-Ahead-Handel in Deutschland/Österreich (eigene Darstellung, Quelle: EPEX Spot)

Der Vergleich der Schätzergebnisse dieser Arbeit mit komparabler Studien hat gezeigt, dass es zwar Unterschiede in der Höhe gibt, die Quantifizierungen jedoch, bis auf eine Ausnahme, in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Die Differenzen sind zum einen auf die zu Grunde gelegte Methodik und den hierin einbezogenen Daten zurückzuführen. Zum anderen werden in den Regressionsmodellen der methodisch eng verwandten Untersuchungen andere unabhängige Variablen und zeitliche Auflösungen der Daten genutzt. Eine bedeutende Gemeinsamkeit der Ergebnisse aller Studien und der durch die vorliegende Arbeit vorgenommenen Erweiterung auf das Jahr 2013 ist der stetig steigende absolute MOE, der, gemessen an den Jahresdurchschnittspreisen, einen erheblichen Teil zur beobachtenden Preissenkung im

Day-Ahead-Handel in den vergangenen Jahren beitrug. Angesichts der Ausbauziele in Deutschland und der steigenden FEE-Stromerzeugung ist ein weiterer Anstieg des absoluten Effekts zu erwarten. Der in der vorliegenden Arbeit geschätzte spezifische Effekt der aggregierten FEE-Prognosen ist innerhalb des betrachteten Zeitraums angestiegen. Dies deutet darauf hin, dass im Zeitverlauf das durchschnittliche Grenzkraftwerk sinkende Grenzkosten aufweist und solche mit höheren aus dem Markt gedrängt wurden, was von der Jahresbilanz der Stromerzeugung bekräftigt wird. Der Anpassungsprozess des Kraftwerksparks an die steigende FEE-Erzeugung ist demnach im Gange, jedoch in einer Phase, in der Spitzenlastkraftwerke durch Mittel- und Grundlastkraftwerke ersetzt werden. Dieser Trend kann sich bei stärker schwankenden Residuallasten umkehren und dem Anstieg des spezifischen Effekts entgegenwirken. Die Konsequenzen des festgestellten Merit-Order-Effekts auf die Marktfähigkeit von FEE-Technologien und hieraus notwendige marktliche und regulatorische Anpassungen des Stromsektors sind Gegenstand des nächsten Kapitels.

5 Konsequenzen für den Stromsektor

Im vorangegangenen Teil der Arbeit wurden die Ökonomie des liberalisierten Stromsektors sowie der Einfluss einer zunehmend fluktuierenden Stromerzeugung hierauf umfassend analysiert. Die abschließende empirische Untersuchung des Merit-Order-Effekts hat den Einfluss der dargebotsabhängigen Stromerzeugung auf den Referenzpreis, den vortäglichen Spotmarktpreis, offengelegt. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass eine zunehmende FEE-Stromerzeugung einen zunehmenden Preisrückgang auf dem untersuchten Handelsplatz verursacht. Durch diesen systematischen Zusammenhang ist bei einem weiteren Ausbau von Wind- und Sonnenenergie ein fortschreitender Rückgang der durchschnittlichen FEE-Markterlöse zu erwarten. Falls energiepolitische Ziele einen sehr hohen FEE-Anteil vorsehen, hat diese Erkenntnis unmittelbare Konsequenzen für den betroffenen Stromsektor. Um dem systematisch auftretenden Verfall der FEE-Erlöse entgegenzuwirken, ist eine Änderung der Organisationsstrukturen erforderlich. Im folgenden Kapitel wird zunächst der Einfluss einer stärkeren Integration von staatlich geförderten und teilweise vor Marktrisiken geschützten FEE-Strommengen in die bestehenden, liberalisierten Strommärkte untersucht. Anschließend werden auf Grundlage der empirischen Ergebnisse dieser Arbeit sowie relevanter Forschungsarbeiten Vorschläge für eine Anpassung der Organisationsregeln des Stromsektors an eine steigende FEE-Stromerzeugung auf marktlicher, aber auch auf regulatorischer Ebene erarbeitet.

5.1 Möglichkeiten und Grenzen der Marktintegration von fluktuierenden erneuerbaren Energien

Wird ein Instrument zur Förderung der Stromerzeugung durch fluktuierende, aber auch durch regelbare erneuerbare Energien eingesetzt, so sind deren Betreiber bis zum einem gewissen Maß vor diversen Marktrisiken geschützt. Der genaue Umfang der Risikovermeidung hängt dabei von der Ausgestaltung des energiepolitischen Instruments ab (siehe hierzu Kapitel 3.4.2). Um die Auswirkungen zusätzlicher Risiken auf die Marktfähigkeit von FEE-Anlagen zu bestimmen, werden zunächst die historische Entwicklung von in diesem Zusammenhang wichtigen ökonomischen Indikatoren sowie Prognosen hierüber aufgeführt. Anschließend wird die relevante Literatur zu den Effekten einer stärkeren Integration von FEE-Strommengen in die bestehenden Strommärkte ausgewertet.

5.1.1 Perspektiven der Marktfähigkeit

Der in Kapitel 4.3 geschätzte MOE der PV- und Windanlagen auf dem deutsch-österreichischen Stromgroßhandelsmarkt führt zu einer systematischen Senkung des Preises in Zeiten, in denen die genannten Technologien Strom erzeugen. Die Untersuchung nutzte hierfür den durchschnittlichen Tageswert sowohl für den Stromgroßhandelspreis als auch für die FEE-Stromerzeugung. Die Auswirkungen des preissenkenden Effekts auf die durchschnittlichen Markterlöse (oder auch: auf den absoluten Marktwert) von FEE-Technologien, auf die Differenzkosten der geförderten FEE-Strommengen und somit auf das Erreichen der Marktfähigkeit der Anlagen wurde in Kapitel 4.2.3 theoretisch diskutiert: In einem liberalisierten Stromsektor mit einer ausschließlichen Vergütung von elektrischer Energie ist durch den MOE trotz einer stetigen Kostendegression der FEE-Anlagen das Erreichen deren Marktfähigkeit gefährdet.

Diese als Hypothese formulierte Aussage wird durch die Ergebnisse der empirischen Untersuchung bestätigt, wobei aufgrund der Datenverfügbarkeit bzw. der verhältnismäßig jungen Ausbauphase der Stromerzeugung durch FEE der Untersuchungszeitraum auf dreieinhalb Jahre begrenzt war. Die EE-Ausbauziele des untersuchten deutschen Stromsektors sind jedoch sehr langfristig (bis 2050) definiert (vgl. EEG, 2014, § 1) und aus heutiger Sicht nur über einen hohen FEE-Ausbau zu erreichen (siehe Kapitel 4.3.1). Die Ziele der Europäischen Union sind momentan bis 2020 gesetzlich verankert, jedoch findet bereits eine Diskussion über die Ziele bis 2030 statt.²⁰⁰ Eine Übersicht und Diskussion der weltweiten Ziele zur Steigerung des Anteils regenerativer Energie- und Stromerzeugung ist in REN21 (2014, S. 75 f.) zu finden. In vielen Fällen sind die politischen EE-Ziele ebenfalls bis 2020, 2025 oder 2030 gesetzt, wobei die zur Zielerreichung eingesetzten energiepolitischen Instrumente sehr vielfältig sind. Angesichts der langfristigen und aus heutiger Sicht ambitionierten Ziele ist eine weitergehende Untersuchung der historischen Entwicklung der Stromgestehungskosten und der Markterlöse hilfreich, um eine Aussage über mittelfristige Trends treffen zu können.

²⁰⁰Die Ziele zur Nutzung regenerativer Energiequellen sind gemessen am Bruttoendenergieverbrauch definiert (siehe hierzu EU, 2009). Die hieraus abgeleiteten länderspezifischen Ziele für den Elektrizitätssektor sind in den nationalen gesetzlichen Umsetzungen festgehalten. Der Diskussionsprozess über die Weiterführung der EU-weiten Ziele findet im Rahmen eines Grünbuchs zum klima- und energiepolitischen EU-Rahmen bis 2030 statt (siehe hierzu EU Kommission, 2013).

Eine deskriptive Auswertung der Datenbasis der empirischen Analyse aus Kapitel 4.3 sowie Schätzungen der FEE-Erzeugung vor 2010 in Abbildung 34 zeigt den historischen Verlauf der durchschnittlichen Erlöse von PV- und Windenergie auf dem Day-Ahead-Handel der EPEX Spot sowie den durchschnittlichen Börsenpreis innerhalb eines Jahres (Basepreis). Zudem wird der jeweilige absolute Marktwert nochmals auf ein Jahr normiert dargestellt (auf der rechten Ordinate abgetragen), um Unterschiede in der Preisentwicklung aufzuzeigen. Hierbei ist der starke Rückgang des durchschnittlichen Börsenpreises von 2008 auf 2009 auffällig, der anschließend wieder über zwei Jahre ansteigt, seit 2011 jedoch stetig gesunken ist. Der starke Preisfall im Jahr 2009 wurde hauptsächlich durch den Rückgang der Nachfrage nach elektrischer Energie verursacht, der wiederum durch die weltweite Wirtschaftskrise ausgelöst wurde.²⁰¹ Der stetige Rückgang des Strompreises seit 2011 ist den empirischen Ergebnissen zufolge hauptsächlich auf den Ausbau der FEE-Stromerzeugung zurückzuführen. Ein weiterer Einflussfaktor für den Preisrückgang sind Hermann et al. (2012) zufolge die sinkenden Grenzkosten der fossilen Stromerzeugung, insbesondere infolge sinkender Steinkohle- und CO₂-Zertifikatspreise (vgl. Teilabbildung (f) aus Abbildung 38). In der empirischen Untersuchung hatte die Variable *Burncoal* keinen signifikanten Einfluss auf den täglichen Stromgroßhandelspreis. Über einen längeren Zeitraum betrachtet ist jedoch mit einer stärkeren Anpassung der Lieferverträge für Kraftwerkssteinkohle an kurzfristige Änderungen zu rechnen (vgl. S. 183 dieser Arbeit).

Die Entwicklung der durchschnittlichen Markterlöse für FEE-Technologien entspricht, in absoluten Werten betrachtet, qualitativ der des Phelix-Basepreises. Der MOE führt zum einen zu einer Senkung des durchschnittlichen Börsenpreises, zum anderen zu einer Senkung der Markterlöse von Wind- und PV-Anlagen. Damit bestätigt die deskriptive Auswertung die Schätzungen der Regressionsmodelle. Bildet man jeweils einen Indexwert für die absoluten Marktwerte sowie für den Durchschnittspreis auf das Basisjahr 2011, lässt sich zusätzlich zur absoluten Veränderung noch die relative Veränderung der Differenz von FEE-Markterlösen und Durchschnittspreis darstellen. Die Wahl von 2011 als Basisjahr begründet sich durch die Verfügbarkeit der Daten²⁰² sowie durch den überdurchschnittlichen Anstieg der FEE-Stromerzeugung in diesem Jahr (vgl. Abbildung 28). Mit Ausnahme

²⁰¹Während der Bruttostromverbrauch in Deutschland im Jahr 2008 noch 618 TWh betrug, sank er im darauffolgenden Jahr 2009 auf 581 TWh. Im Jahr 2010 stieg der Verbrauch wieder auf 615 TWh (siehe AGEE-Stat, 2014).

²⁰²Vor 2010 wurden die prognostizierten FEE-Stromerzeugungsmengen von den ÜNB als gleichmäßiges Monatsband an die Versorger der Endverbraucher geliefert und nicht auf dem Stromgroßhandel veräußert. Daher sind für diesen Zeitraum keine Daten verfügbar und es wurden

eines stärkeren Rückgangs des PV-Marktwerts von 2008 auf 2009 war die Entwicklung des Börsenpreises und der durchschnittlichen FEE-Markterlöse bis 2011 der deskriptiven Abbildung nach annähernd parallel. Seit 2011 ist eine zunehmende Differenz zwischen dem Indexwert des durchschnittlichen Börsenpreises, dem Indexwert für den absoluten Marktwert von PV-Strom sowie dem Indexwert für den absoluten Marktwert von Windonshore-Strom zu beobachten. Eine Ausnahme stellt das Jahr 2014 dar, in dem die PV- und Windindexwerte im selben Maße wie der Börsenpreis gesunken sind. Der Auswertung zufolge sind jedoch seit 2011 die durchschnittlichen Markterlöse von PV und Windonshore in Relation zum durchschnittlichen Marktpreis stärker gefallen. Eine den indexierten Werten ähnliche Aussagekraft hat der relative Marktwert einer bestimmten Technologie (vgl. Formel 11), welcher ein oft genutzter Indikator in wissenschaftlichen Analysen zur Entwicklung der Markterlöse von Wind- und PV-Strom ist (vgl. u. a. Hirth, 2013; Hauser & Zipp, 2013; Sensfuß, 2011). Der in Abbildung 34 berechnete, indexierte Indikator bietet den Vorteil, dass der Bezug zu den für die Refinanzierung relevanten, absoluten Größen der Erlöse zu erkennen ist und zusätzlich die Entwicklung ab einem bestimmten Jahr hervorgehoben wird. Der Vollständigkeit halber ist in

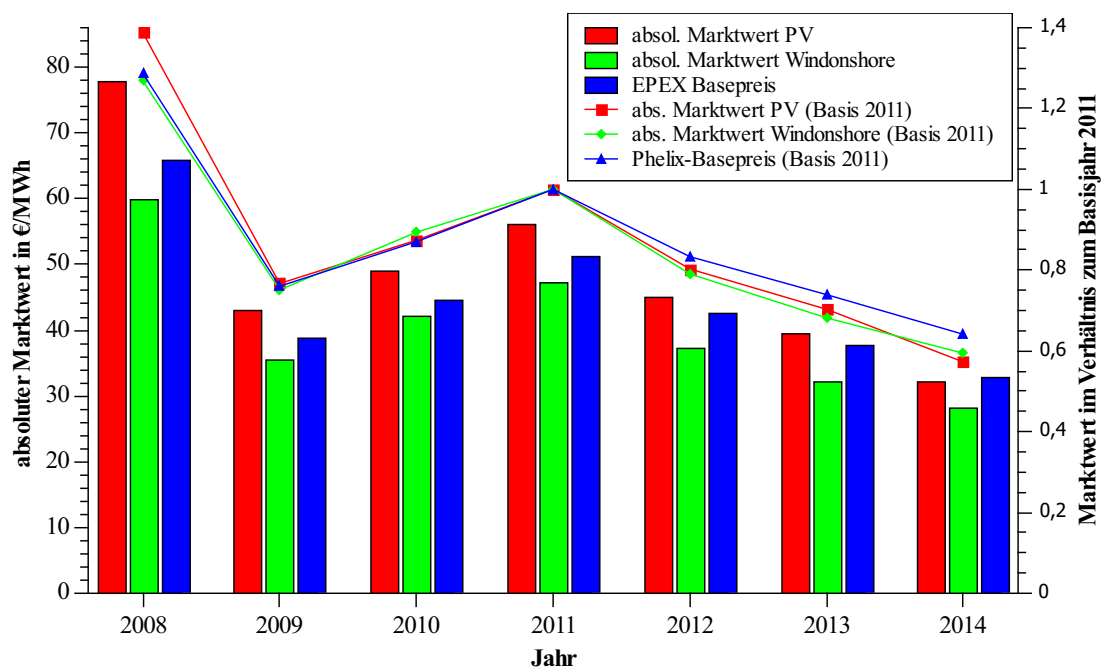


Abbildung 34: Entwicklung der durchschnittlichen Börsenpreise und FEE-Markterlöse von 2008 bis 2014 (eigene Darstellung, Datenquelle: EPEX Spot, ÜNB, Fernahl et al. (2012))

die von Fernahl et al. (2012) für die deutschen ÜNB modellierten FEE-Profil und Marktwerte genutzt.

Abbildung 40 im Anhang die Entwicklung der relativen Marktwerte von beiden FEE-Technologien dargestellt.

Die Auswertung zeigt, dass seit 2011 die durchschnittlichen Markterlöse für Wind- und PV-Anlagen im Vergleich zum durchschnittlichen Großhandelspreis stärker gefallen sind. Dies liegt im Einklang mit den Ergebnissen von Cludius et al. (2014), Hirth (2013) sowie Kopp et al. (2012), welche bei zunehmender PV- bzw. Windstromerzeugung ein weiteres Absinken des Marktwertfaktors für den Zeitraum nach dem jeweiligen Untersuchungszeitraum (bis spätestens 2012) prognostizieren. Ausgehend von der gegenwärtigen Situation positiver Differenzkosten (siehe Gleichung 10) für FEE-Stromerzeugungstechnologien ist für ein Erreichen der Marktfähigkeit erforderlich, dass die Stromgestehungskosten in noch stärkerem Maße fallen. Der historische Verlauf der Investitionskosten von PV- und Windanlagen lässt sich mittels Indizes abbilden, in welchen die Entwicklung der internationalen Märkte erfasst sind. Typischerweise haben die Investitionskosten einen hohen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von Anlagen, die keinen Brennstoff einsetzen. Für Windkraftanlagen auf Land ist der von *Bloomberg New Energy Finance* herausgegebene Index für Windturbinen (Originalbezeichnung: *Wind Turbine Price Index*) ein geeigneter Indikator, da die Kosten für die Turbine ungefähr 75 % der Investitionskosten ausmachen (Kaldellis & Zafirakis, 2011, S. 1894 f.). Für PV-Anlagen ist der monatlich von *pvXchange* erstellte und veröffentlichte Index für Preise von PV-Modulen auf dem europäischen Großhandel ein aussagekräftiger Indikator, da die Modulkosten in Ländern mit wettbewerbsintensiven PV-Märkten über die Hälfte der gesamten Investitionskosten verursachen (Wirth, 2015, S. 8).

Der Verlauf des BNEF Windturbinenindex ist in Abbildung 35 für den Zeitraum 2008 bis Juli 2014 dargestellt. Der Index ist während dieser Zeit von 1,1 auf 0,8 Mio. €/MW gefallen, wobei seit 2012 ein eigener Indexwert für einen neuen Typ von Windkraftanlagen mit einem besonders hohen Rotordurchmesser erhoben wird. Angesichts der seit dem Jahr 2000 steil angestiegenen, weltweiten Windstromkapazität sind bereits hohe Lernkurveneffekte realisiert worden (Kaldellis & Zafirakis, 2011). Der Kostenanstieg im Jahr 2009 ist auf steigende Kosten für Kupfer und Stahl zurückzuführen. Demgegenüber hat einer umfassenden Kostenanalyse der Internationalen Organisation für erneuerbare Energien (englisch: *International Renewable Energy Agency*, IRENA) zufolge die stetige technische Weiterentwicklung zu sinkendem Materialverbrauch bei steigenden Turbinenleistungen geführt (vgl. IRENA, 2015, S. 59 ff.). In dem Index nicht abgebildet ist der steigende Kapazitätsfaktor der Anlagen, der ebenfalls zu sinkenden Stromgestehungskosten

führt. Diese beinhalten zudem noch Wartungskosten sowie Kapitalkosten. Der Auswertung von IRENA (2015, S. 72 ff.) zufolge sind die Stromgestehungskosten von Windenergie im weltweiten Durchschnitt zwischen 2007 und 2014 um 7 % gefallen. Die voraussichtlich weiter steigenden Nabenhöhen führen zu einer fortführenden Erhöhung des Kapazitätsfaktors. Dem gegenüber steht die voranschreitende prioritäre Erschließung windreicher Standorte. Folglich gewinnen die Wartungs- und insbesondere Kapitalkosten für den weiteren Verlauf der Stromgestehungskosten an Bedeutung, für die IRENA (2015, S. 143 f.) eine Reduktion von 19 % in den USA bzw. 13 % in Europa bis 2025 im Vergleich zu 2014 prognostiziert (bei gleichbleibendem Kapazitätsfaktor).

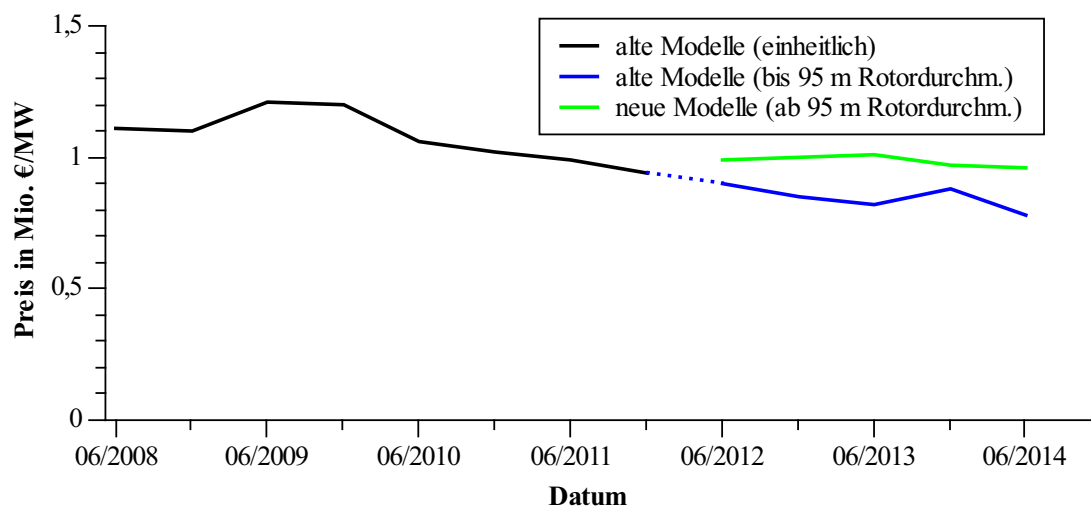


Abbildung 35: Weltweite Preisentwicklung für Windturbinen in Mio. Euro pro MW zwischen 1/2008 und 7/2014 (eigene Darstellung, Datenquelle: BNEF Wind Turbine Price Index in IRENA (2014, S. 19))²⁰³

Der Preisindex für kristalline PV-Module auf dem europäischen Markt ist in Abbildung 36 für den Zeitraum Mai 2009 bis Ende 2014 dargestellt. Der Index ist während dieser Zeit für in Deutschland gefertigte Module von 2,6 auf 0,6 €/Watt peak gefallen. Die Preise für Module aus den Ländern Japan und China sowie aus der Region Südostasien und Taiwan haben eine vergleichbare Reduktion erfahren. Diese Entwicklung ist ein Resultat aus den noch hohen Lernraten der vergleichsweise jungen Halbleitertechnologie sowie dem hohen weltweiten Zubau in den vergangenen Jahren. Die bedeutendsten Faktoren für die Kostenreduktion von PV-Modulen sind

²⁰³Die dargestellten nominalen Preise enthalten die Turbinen sowie den dazugehörigen Turm und den Transport. Erfasst sind jeweils ungefähr 100 weltweit abgeschlossene Verträge zwischen Windturbinenbauern und Käufern aus diversen Bereichen. Die Umsatzsteuer ist nicht enthalten. Nähere Informationen sind in IRENA (2014, S. 18 f.) zu finden.

Effizienzsteigerungen beim Rohstoffeinsatz in der Produktion,²⁰⁴ die Realisierung von Skaleneffekten in der Produktion sowie sonstige Prozessoptimierungen. Die IRENA sieht in ihrer Analyse der weltweiten PV-Entwicklung das zukünftig größte Potenzial für eine weitere Reduktion der Stromgestehungskosten, insbesondere im Wohnungsgebäudebereich, in der Senkung von Peripheriekosten (Installation, Gestell, Standorterschließung etc.) und von sogenannten *soft costs*, welche Vertriebskosten, Personalkosten, Finanzierungskosten etc. umfassen (vgl. hierzu IRENA, 2015, S. 75 ff.). Die Höhe dieses Potenzials ist besonders von der Wettbewerbsintensität auf den nationalen Märkten abhängig.²⁰⁵ Die weitere Reduktion der Modulpreise ist in starkem Maße vom Voranschreiten der weltweit installierten PV-Kapazität abhängig. IRENA (2015, S. 144 f.) prognostiziert eine Reduktion der weltweit durchschnittlichen Modulpreise um 40-46 % bis 2025 im Vergleich zu 2014.

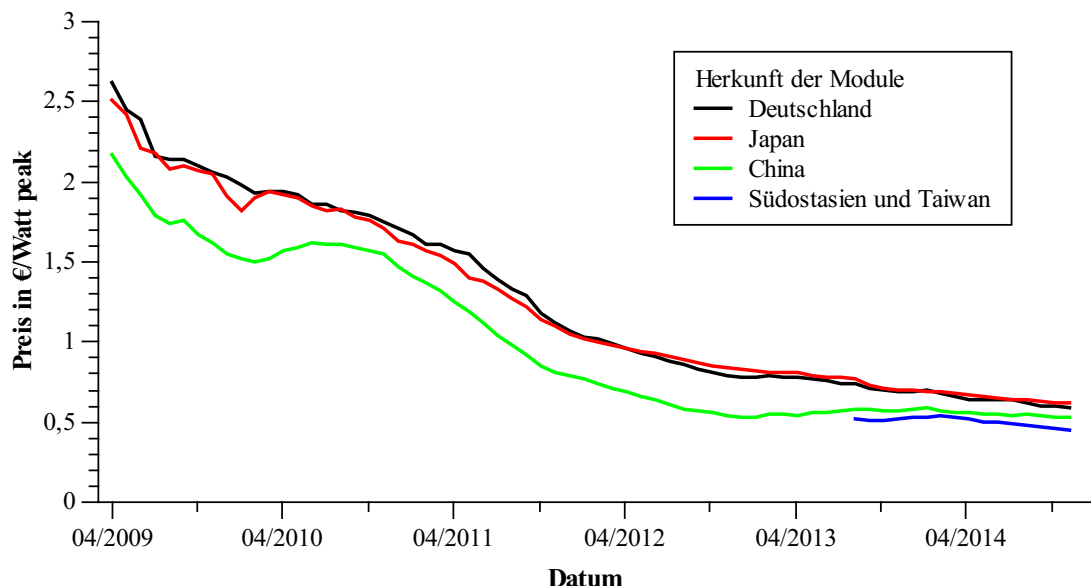


Abbildung 36: Preisentwicklung für kristalline PV-Module in Euro pro Watt peak auf dem europäischen Großhandelsmarkt zwischen 5/2009 und 12/2014 (eigene Darstellung, Datenquelle: pvXchange.com)²⁰⁶

Die Analyse historischer Preisindizes für Windturbinen und PV-Module, die beide wesentliche Einflussfaktoren auf die Stromgestehungskosten der jeweiligen Technologie darstellen, zeigen, dass der in den vergangenen Jahren zugenommene weltweite

²⁰⁴U. a. können durch Steigerungen der Umwandlungseffizienz von Modulen Materialkosten eingespart werden, da eine geringere Modulfläche pro Leistung Watt peak benötigt wird.

²⁰⁵Hierbei ist anzumerken, dass die Peripheriekosten speziell in Deutschland aufgrund der hohen Wettbewerbsintensität ein im internationalen Vergleich sehr geringes Niveau aufweisen und daher deutlich geringere Kostensenkungspotenziale vorliegen.

²⁰⁶Die dargestellten nominalen Preise stellen die durchschnittlichen Preise auf dem europäischen Spotmarkt dar (Nettopreise ohne Umsatzsteuer), wobei chinesische Ware verzollt ist.

Zubau zu erheblichen Kostenreduktionen geführt hat. Dennoch besteht auch mittelfristig weiterhin hohes Potenzial für eine fortführende Kostendegression, vor allem auch durch nicht-technische Komponenten wie Kosten der Finanzierung oder der Standorterschließung. Dem ist der fortschreitende MOE auf dem Stromgroßhandel gegenüberzustellen, dessen spezifische Höhe von 2011 bis 2013 laut den Schätzergebnissen der empirischen Analyse für Windenergiestrom zugenommen hat und für PV-Strom auf einem Niveau geblieben ist. Wegen der zeitlich begrenzten Datengrundlage lassen sich keine verlässlichen mittel- und längerfristigen Prognosen auf Grundlage der Regressionsergebnisse treffen (siehe hierzu Kapitel 4.2.4). Dennoch zeigt der Trend der Ergebnisse deutlich, dass das Erreichen der Marktfähigkeit von FEE auf dem liberalisierten Stromgroßhandel aufgrund des Merit-Order-Effekts gefährdet sein kann.

Der unmittelbare Zusammenhang zwischen MOE und dem Erreichen der Marktfähigkeit ergibt sich über die langfristige Entwicklung der Markterlöse von FEE-Technologien. Dabei kann eine mögliche Veränderung des Stromsystems sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite zwar nicht die grundsätzliche preissenkende Wirkung einer steigenden FEE-Stromerzeugung umkehren, jedoch dem weiteren Verfall der FEE-spezifischen Markterlöse entgegenwirken. Für den deutschen Stromsektor untersuchen die Studien von Hirth (2013), Höfling (2013) und Kopp et al. (2012) die langfristige Möglichkeit der Marktrefinanzierung von FEE mittels Simulationen des Stromsektors. Für den Fall von Windenergie kommt Hirth (2013) zu dem Ergebnis, dass eine Lernrate von 5 % nicht ausreichend wäre, um die bei einem Anstieg des Windanteils an der Stromerzeugung auf 30 % stark fallenden Markterlöse zu kompensieren, falls der existierende Kraftwerkspark nur durch (teilweise) Stilllegungen als veränderbar angesehen wird. Im Fall von PV-Strom ist in den Simulationen selbst eine Lernrate von 10 % nicht ausreichend, um mittelfristig die Marktfähigkeit zu erreichen.²⁰⁷ Wird nicht der existierende Kraftwerkspark in den Simulationen zu Grunde gelegt, sondern ein komplett an die Windstromerzeugung angepasster, sinken die Markterlöse bei steigendem Windanteil weniger stark. Die Simulationsergebnisse hängen dabei von der Entwicklung der CO₂-Zertifikats- und fossilen Brennstoffpreise, aber auch vom Zulassen von CO₂-freien atomaren und fossilen Technologien (über eine CO₂-Abscheidung, englisch:

²⁰⁷Grund hierfür ist in beiden Fällen, dass mit steigender Wind- bzw. PV-Stromerzeugung die Stunden zunehmen, in denen regelbare Grundlastkraftwerke mit geringen Grenzkosten preissetzend sind. Durch den speziellen Charakter der PV-Erzeugung mit hohen Erzeugungsspitzen in den üblicherweise von hohen Preisen geprägten Mittagsstunden fällt der preissenkende Effekt noch stärker aus.

carbon dioxide capture and storage, CCS) sowie von der Wechselwirkung mit der CO₂-Zertifikatspreisentwicklung ab. Als robuste Maßnahmen für eine Erhöhung der FEE-Markterlöse haben sich den Simulationsergebnissen zufolge eine Erhöhung der Kapazität der Grenzkuppelstellen und eine Flexibilisierung des regelbaren Kraftwerksparks erwiesen.

Die Simulationen von Höfling (2013) kommen zu dem Ergebnis, dass PV- und Windenergie an Land in Szenarien, die eine Konsolidierung des Kraftwerksparks an die durch den MOE sinkenden Großhandelspreise zulassen und in denen eine bestimmte, anhaltende Kostendegression unterstellt wird, langfristig die Marktfähigkeit erreichen können. Die Ergebnisse reagieren jedoch sehr sensitiv auf unterschiedliche Entwicklungen von CO₂-Zertifikats- und Brennstoffpreisen sowie auf eine Zunahme der Nachfrageelastizität bspw. durch Lastverschiebungen oder den Zubau von Stromspeichern. Insbesondere gefährdet ist die Marktfähigkeit von einem Scheitern des Emissionshandels und somit einer fehlenden Internalisierung von negativen externen Umwelteffekten von CO₂-Emissionen durch die fossile Stromerzeugung. Des Weiteren zeigen die Ergebnisse für ein Szenario mit dem Ziel einer vollständig regenerativen Stromerzeugung bis 2050, dass bei einem Anteil von ungefähr 12 % PV-Strom und 50 % Windstrom (onshore und offshore) deren Markterlöse aufgrund des Merit-Order-Effekts stark einbrechen und für eine marktliche Refinanzierung nicht ausreichend sind. In diesem Fall wirken wiederum eine Flexibilisierung des Kraftwerksparks sowie ein hoher Speicherzubau positiv auf die FEE-Markterlöse. Hinsichtlich der Sensitivität der Ergebnisse auf verschiedene Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise kommen Höfling (2013) und Hirth (2013) teilweise zu gegenläufigen Erkenntnissen.²⁰⁸

Die Simulation von Kopp et al. (2012) beschränkt sich auf die Berechnung der langfristigen Marktfähigkeit von Windkraft an Land, wobei der Zubau an regenerativen Stromerzeugern nach den Szenarien der Leitstudie von Nitsch et al. (2010) exogen vorgegeben wird. Durch eine Variation der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise sowie der unterstellten Windprofile ergibt sich eine hohe Bandbreite an langfristigen

²⁰⁸Während sich die Marktfähigkeit von FEE in Höfling (2013, S. 71 ff.) in Szenarien mit hohen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen stets verbessert, sinkt diese in den Simulationen von Hirth (2013) unter bestimmten Umständen bei einer Erhöhung der CO₂- und Gaspreise. Im Fall eines hohen realen CO₂-Zertifikatspreises von 100 €/Tonne (Basis 2011) führt der nach dem verwendeten Modell zugelassene Zubau von Atom- und Braunkohlekraftwerken mit CCS zu einem stärkeren Absinken der FEE-Marktwerte. Wird keine der beiden Technologien zugelassen, erhöhen sich die FEE-Markterlöse hingegen deutlich. Ebenso sinken die FEE-Erlöse bei einer im Vergleich zum Basisszenario zusätzlichen Erhöhung des Gaspreises, da sich die Merit-Order-Kurve durch Investitionen in Kohlekraftwerkskapazitäten verändert, die durch den höheren Gaspreis induziert wurden.

Entwicklungen der Markterlöse von Windenergie. Obwohl die (realen) Stromgestehungskosten von Windanlagen innerhalb des Simulationszeitraums von 2011 bis 2050 um 36 % sinken, liegen diese stets oberhalb der eigenen durchschnittlichen Markterlöse. In einem weiteren Szenario, in dem sich bei ansonsten identischen Parametern der reale CO₂-Preis (Basis 2011) bis 2050 auf 285 €/Tonne erhöht, verringern sich zwar die Differenzkosten, bleiben jedoch langfristig bestehen. Die Autoren ziehen daraus den Schluss, dass ein Erreichen der Ausbauziele nach dem EEG im Rahmen eines wettbewerblichen Stromsystems eine deutliche Anpassung des Marktdesigns erfordert.

Die Auswertung von Studien zur Entwicklung der langfristigen Markterlöse von FEE-Technologien im deutschen Stromsektor hat gezeigt, dass diese zunächst vom unterstellten Ausbau bzw. Anteil der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie abhängt. Darüber hinaus reagieren die Ergebnisse sensitiv auf einige besonders bedeutende Randparameter. Hierzu gehören die Preise für fossile Brennstoffe, für CO₂-Zertifikate sowie die kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage. Die Simulationsergebnisse der Studien bestätigen zum einen die Ergebnisse der empirischen Analyse des Merit-Order-Effekts, zum anderen werden auch Veränderungen der Infrastruktur des Stromsektors aufgezeigt, die dem stetigen Verfall der FEE-Erlöse entgegenwirken können. Die unterschiedlichen Ansätze und entsprechenden Ergebnisse der Simulationsstudien verdeutlichen zudem, dass die Frage nach der langfristigen Marktfähigkeit von FEE-Stromerzeugungstechnologien von der politischen Zielsetzung des Ausbaus regenerativer Stromerzeugungsanlagen abhängt.

Stellvertretend für das politische Ziel eines komplett regenerativen Stromsystems, das im Fall von Deutschland aufgrund der natürlichen Gegebenheiten aus heutiger Sicht zu wesentlichen Anteilen aus den FEE-Technologien Windkraft und Photovoltaik bestehen wird (siehe Kapitel 4.3.1), sehen Leprich et al. (2012) einen anstehenden Paradigmenwechsel und sprechen von einer *Systemtransformation* (siehe zu diesem Begriff auch von Hirschhausen, 2011). Das angestrebte Zielsystem soll durch die FEE-Technologien als Säulen gestützt werden, die von Flexibilitätsoptionen²⁰⁹ unterstützt werden. Die Autoren stellen dabei das Erreichen des Zielsystems über das Festhalten am bestehenden, an den kurzfristigen Grenzkosten orientierten Marktsystem für alle Technologien. Im Fall eines Nichterreichens der Marktfähigkeit sehen sie die Notwendigkeit verlässlicher Refinanzierungsinstrumente und

²⁰⁹Hierunter verstehen Leprich et al. (2012) Technologien, die zum Ausgleich und zur technologischen Systemintegration von FEE-Technologien dienen (u. a. Stromspeicher, flexible regelbare Kraftwerke, Lastmanagement und Übertragungsnetze.) Siehe hierzu auch Kapitel 4.1.2.

eine Anpassung der Strommärkte an die tragende Rolle der FEE-Technologien. Unter diesen Bedingungen wird von Autoren, die diese Perspektive teilen, bewusst von *Refinanzierungsinstrumenten* (englisch: *remuneration schemes*) und nicht von *Förderinstrumenten* gesprochen, da es sich aus ihrer Sicht langfristig nicht mehr um eine Förderung technisch und ökonomisch unterlegener Technologien handelt, sondern um die Finanzierung des gesellschaftlich angestrebten Versorgungssystems (vgl. Piria et al., 2013).

Im Gegensatz hierzu sehen Hirth (2013) und Edenhofer et al. (2013) keinen grundsätzlichen Anpassungsbedarf des Marktdesigns, um den bei einem steigenden FEE-Anteil sinkenden Markterlösen entgegenzuwirken. Nach einer wohlfahrtsökonomischen Perspektive ergibt sich die optimale Kapazitätsmenge aus dem Schnittpunkt der Grenznutzen- und Kostenkurve (siehe hierzu Hirth, 2015), die gleichzeitig der langfristig über den Markt bereitgestellten, d. h. der über Markterlöse finanzierbaren Kapazität entspricht, die per Definition die effiziente sei (vgl. Edenhofer et al., 2013, S. S19). Diese optimale Menge kann sich mit einer Verbesserung der Rahmenbedingungen²¹⁰ hinsichtlich der FEE-Marktfähigkeit entsprechend erhöhen (vgl. Hirth, 2015). Dies setzt allerdings voraus, dass die vielfältigen Externalitäten und die Eigenschaft des langfristig sicheren Zugangs zu Primärenergieträgern als öffentliches Gut (siehe Kapitel 3.4.1) in den Grenznutzen- und -kostenkurven vollständig berücksichtigt sind. Falls die politischen Zielmengen der FEE-Anteile oberhalb des Marktgleichgewichts liegen oder der politische Zeitplan einen schnelleren Ausbau vorsieht, als er über den Markt induziert wird, sehen dies Edenhofer et al. (2013) dennoch als einen ineffizienten Zubau von FEE-Kapazitäten, der über zusätzlich zu den Markterlösen gezahlte Subventionen finanziert werden muss. Der identifizierte Konflikt besteht demnach in den möglichen Entwicklungen, dass entweder der marktfähige FEE-Anteil unterhalb der politischen Zielsetzung liegt oder die FEE-Marktfähigkeit bei Realisierung der politischen Ausbauziele nicht erreicht wird. Obwohl sich die verwendete Terminologie von Leprich et al. (2012) sowie von Piria et al. (2013) stellvertretend auf der einen Seite und die von Edenhofer et al. (2013) sowie von Hirth (2013, 2015) stellvertretend auf der anderen Seite unterscheidet, sind die jeweiligen Schlussfolgerungen nicht widersprüchlich. Vielmehr lässt sich daraus ableiten, dass unabhängig von der Priorisierung auf das Erreichen eines regenerativen Zielsystems oder auf den wohlfahrtsökonomisch optimalen Zubau regenerativer Kapazitäten eine Anpassung der Rahmenbedingungen auf

²¹⁰Eine Verbesserung der Rahmenbedingungen bedeutet eine Verschiebung der Grenzkosten- oder -nutzenkurve durch steigende CO₂-Zertifikatspreise, Kostendegression der Anlagen durch technologischen Fortschritt etc.

marktlicher, aber auch regulatorischer Ebene an eine steigende FEE-Strommenge stattfinden sollte. Somit lassen sich, losgelöst von der Zielsetzung, die heute bestehenden Differenzkosten senken und mittelfristig die über Markterlöse finanzierbaren FEE-Kapazitäten erhöhen. Dies erfordert auch bei einem auf FEE-Technologien aufbauenden Zielsystem zunächst nicht zwingend eine vollständige Systemtransformation, wobei diese langfristig wiederum nicht ausgeschlossen werden kann.²¹¹ Im Folgenden werden die Nutzen und Grenzen einer Integration von heute überwiegend über regulatorische Instrumente finanzierten, fluktuierenden Anlagen in die Strommärkte diskutiert.

5.1.2 Steigerung der Marktfähigkeit durch Marktintegration

Unter dem im vorigen Kapitel genannten Begriff der Systemtransformation wird der Umbau des Strom- oder auch des gesamten Energiesystems hin zu einem auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungssystem verstanden. Für die deutsche Energiewende präzisieren Leprich et al. (2013a, S. 17), dass die „Anpassung des Systems an die Rationalität der dargebotsabhängigen FEE und die damit verbundenen weitgehenden Veränderungen“ betroffen sind. Neben dem Aus- und Umbau der regenerativen Stromerzeugungsinfrastruktur sieht von Hirschhausen (2011, S. 15) in der *Systemintegration* eine für die Systemtransformation notwendige und hinreichende Bedingung. Damit gemeint ist insbesondere das aus technischer und wirtschaftlicher Sicht optimierte Zusammenspiel von FEE-Technologien und den vielfältigen Flexibilitätsoptionen im Stromsystem, aber auch das Zusammenwachsen und die damit einhergehende Gesamtoptimierung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (vgl. von Hirschhausen, 2011, S. 15; Leprich et al., 2013a, S. 18).

Für die Integration von FEE-Anlagen in das bestehende Stromsystem bzw. für dessen Umbau und Anpassung identifizieren und definieren Hirth et al. (2015) Kosten, die aufgrund ihrer dargebotsabhängigen Erzeugung entstehen.²¹² Hierunter

²¹¹An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass auch nicht ausgeschlossen werden kann, dass ein politisches Ziel eines vollständig regenerativen Stromsystems über die bestehende Marktsystematik zu finanzieren ist. Wie ausführlich dargestellt, zeigen jedoch sowohl empirische Schätzungen (siehe Kapitel 4.3) als auch mittels Strommarktsimulationen erstellte Prognosen und Szenarien tendenziell an, dass FEE-Technologien bei einem sehr hohen Anteil an der Stromerzeugung die Marktfähigkeit nicht erreichen.

²¹²Die Dargebotsabhängigkeit betrifft nicht ausschließlich die technische Nichtregelbarkeit der Stromerzeugung, sondern ebenfalls die Unsicherheit über die erzeugte Menge und dadurch entstehende Prognoseabweichungen bzw. -risiken sowie die Gebundenheit an bestimmte Standorte mit bspw. hohen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten oder hoher Sonneneinstrahlung.

fallen die zusätzlichen Kosten einer Integration zunehmender FEE-Strommengen durch (vgl. Hirth et al., 2015, S. 928 ff.):²¹³

- *Profilkosten*, die zusätzliche An- und Abfahrvorgänge von regelbaren Kraftwerken, steigende Kapitalkosten aufgrund sinkender Auslastung von Grundlastkraftwerken sowie sinkende Markterlöse aufgrund des Merit-Order-Effekts umfassen.
- *Ausgleichskosten*, die durch die Abweichung von FEE-Stromerzeugungsprognosen und tatsächlicher Erzeugung entstehen.
- *Netzbezogene Kosten*, die durch Übertragungsengpässe und Leitungsverluste aufgrund der geographischen Verteilung der FEE-Standorte und der Verbrauchszentren entstehen.

Wird die Vergütung der Stromerzeugung der FEE-Anlagen über ein energiepolitisches Instrument gesteuert, werden diese Kosten je nach Ausgestaltung auf eine Großzahl von Stromverbrauchern verteilt, welche die Umlage zur Finanzierung der FEE-Strommengen zahlen. Im Fall einer Einspeisevergütung, bei der unabhängig von den zeitlich schwankenden Großhandelspreisen,²¹⁴ Regelleistungspreisen sowie ggf. Anlagenabschaltung oder -drosselung aufgrund von Übertragungsengpässen die Anlagen eine Zahlung pro Energieeinheit in konstanter, regulatorisch festgelegter Höhe erhalten, haben die Anlagenbetreiber selbst keine der Kosten bzw. Risiken hierfür zu tragen (für Beispiele am deutschen und spanischen System siehe Klessmann et al., 2008). Durch die Übertragung von Risiken einer Investition auf die Gesellschaft kommt es nach der wohlfahrtsökonomischen Theorie zu einer Fehlallokation, die, auf das Stromsystem übertragen, letztendlich zu einem ineffizienten Erzeugungsmix führt, d. h. zu nicht minimalen Produktionskosten (vgl. u. a. Hirth et al., 2015; Pahle et al., 2014; del Río & Cerdá, 2014). Aus diesen Gründen wird unter dem Begriff der *Marktintegration* der Eintritt von FEE-Anlagen zu den verfügbaren Märkten des Stromsektors und damit die Übernahme von Risiken seitens der Betreiber und Investoren diskutiert (siehe u. a. Gawel & Purkus, 2013; Klessmann et al., 2008; Leprich et al., 2013a, S. 18; Pahle et al., 2014, S. 13 f.).

²¹³Neben den aufgelisteten Kosten führen Hirth et al. (2015) noch *residuale Kosten* auf, die durch die Wechselwirkung der einzelnen Kostenursachen entstehen. Das Vorzeichen der Wechselwirkung ist jedoch nach Angaben der Autoren noch nicht näher erforscht.

²¹⁴Hierunter fallen insbesondere auch Differenzmengen zwischen Prognose und Ist-Erzeugung, die auf dem Vortageshandel einen anderen Preis erzielen als auf dem Intraday-Handel (siehe hierzu Kapitel 3.2.2).

Die Ziele der Marktintegration lassen sich hinsichtlich einer kurz- und langfristigen Dimension unterscheiden (vgl. Klobasa et al., 2013b; Lehnert, 2014, S. 2 ff.; Purkus et al., 2014). Kurzfristig steht die bedarfsorientierte Erzeugung bereits errichteter Anlagen sowie die möglichst effiziente Vermarktung der erzeugten Strommengen im Vordergrund. Ist die Höhe des Erlöses an den Preis auf den Stromgroßhandelsmärkten gekoppelt, besteht seitens der Anlagenbetreiber ein Anreiz für eine möglichst bedarfsorientierte Stromerzeugung durch die Anlagen. Freiwillige Drosselungen der Anlagenleistung sowie Verlegung der Instandhaltungsarbeiten sind zu erwartende Reaktionen. Sind die Betreiber einem Regel-/Ausgleichsenergieerisiko ausgesetzt (siehe Kapitel 3.4.4), ist die Verbesserung der Prognosequalitäten eine Möglichkeit zur Reduzierung von Kosten für die Beschaffung von Ausgleichsenergie bzw. zur Vermeidung einer Veräußerung von Prognoseabweichungen zu niedrigen Preisen auf zeitlich nachgelagerten Märkten. Bei Zugang zu den verschiedenen Märkten des Stromsektors besteht für Anlagenbetreiber der Anreiz, durch eine Teilnahmeoptimierung die Verkaufserlöse zu maximieren. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht können so die gesamten Produktionskosten im bestehenden System gesenkt werden.

Die langfristigen Ziele der Marktintegration betreffen die Ausrichtung und technische Ausstattung von neu zu errichtenden Anlagen, d. h. eine an Preissignalen und Erwartungen hierüber orientierte Investitionsentscheidung. Dies beinhaltet ebenfalls die Technologie- sowie Standortwahl, die u. a. auch die Netzsituation mit einschließen kann (Pahle et al., 2014, S. 14). Wie erläutert, soll so ein langfristig effizienter Technologiemark mit minimalen Produktionskosten bei gleichzeitigem Einhalten der EE-Ausbauziele realisiert werden. Aus einer langfristigen Perspektive soll über eine zunehmende Marktintegration ebenfalls erreicht werden, dass regenerative Stromerzeuger zu regulären Marktakteuren werden, die eine Systemverantwortung übernehmen und sich möglichst ausschließlich über Markterlöse refinanzieren (Purkus et al., 2014). Demnach wäre eine stärkere Marktintegration ein mögliches Mittel zur Reduzierung der Differenzkosten und somit zur Steigerung der Marktfähigkeit von FEE-Anlagen.

In Kapitel 3.4.2 wurden die möglichen Reaktionen auf Marktpreissignale im Rahmen von verschiedenen EE-Förderinstrumenten beschrieben. Deren Potenzial für eine Verbesserung der FEE-Marktfähigkeit hängt unmittelbar mit der Senkung der Differenzkosten zusammen, was wiederum einerseits durch eine Erhöhung der Markterlöse und andererseits durch eine Senkung der Förderkosten erreicht werden kann. Eine Steigerung der Markterlöse ist durch eine Erhöhung der Vermarktungswege grundsätzlich möglich, solange es sich um zusätzliche Optionen handelt und alle

bereits nutzbaren Wege weiterhin offen bleiben. Eine generelle Einschränkung bei der Vermarktung von Strom aus FEE-Anlagen ergibt sich durch die begrenzten Reaktionsmöglichkeiten aufgrund der natürlichen Abhängigkeit der Stromerzeugung. Eine geringe Reaktion der Stromnachfrage auf kurzfristige Marktpreissignale stellt ebenfalls ein wesentliches Hindernis dar (Henriot & Glachant, 2013). Empirische Untersuchungen zu den Wirkungen auf das Erzeugungs- und Investitionsverhalten von FEE-Anlagenbetreibern und -investoren in Deutschland konnten durch die Einführung des Marktprämienmodells, das zu einer stärkeren Marktintegration der EEG-Strommengen beitragen soll (siehe hierzu Kapitel 4.3.1), kurzfristig wirksame Verhaltensänderungen in Form von Einspeisemanagement (siehe Kapitel 4.1.2), d. h. Anlagenabregelungen bei niedrigen Spotmarktpreisen feststellen (Klobasa et al., 2013b). Demgegenüber konnten bisher nur geringe bis keine Anreize für langfristig wirksame Verhaltensänderungen empirisch aufgezeigt werden.

Zipp (2015) untersucht anhand historischer Großhandelspreise die Veränderungen der Erlöse einer PV-Anlage über das Marktprämienmodell durch eine Variation der Anlagenausrichtung und somit des Erzeugungsprofils. Den Ergebnissen zufolge können durch eine stärkere Ostausrichtung zwar die durchschnittlichen Markterlöse pro Energieeinheit erhöht werden, jedoch nicht ausreichend, um den im Vergleich zu einer Südausrichtung sinkenden jährlichen Energieertrag zu kompensieren. Innerhalb des Untersuchungszeitraums wurde eine nur leichte Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von bedarfsorientierteren Ausrichtungen festgestellt. Grothe & Müsgens (2013) untersuchen die Auswirkungen des Marktprämienmodells auf die Erlöse von Windanlagen auf Land und stellen fest, dass die Profitabilität eines Standortes im Vergleich zum bundesweiten Durchschnitt monatlich stark schwankt und keine generell wirtschaftlich überlegenen Standorte im Untersuchungszeitraum existierten. Beide Untersuchungen kommen zu dem Schluss, dass sich das Marktpreisgefüge durch einen weiteren FEE-Zubau verändern wird und dies bei Entscheidungen über zukünftige Investitionen beachtet werden muss, falls die Erlöse an Marktpreise gekoppelt sind.

Die Ergebnisse der beiden Studien verdeutlichen exemplarisch, dass im Fall einer stärkeren Marktintegration durch die hohen Anforderungen an Investoren hinsichtlich der Marktpreisveränderungen, der erforderlichen Prognosen sowie den hierdurch für sie zusätzlich induzierten Risiken und anfallenden Transaktionskosten für die Marktteilnahme, die gesamten Finanzierungskosten ansteigen können (vgl. hierzu auch Gawel & Purkus, 2013, S. 607; Klessmann et al., 2008; Neuhoff et al., 2014; Newbery, 2010). Bezogen auf die umzulegenden Differenzkosten von besonders

kapitalintensiven FEE-Anlagen würde dies eine höhere spezifische Förderung pro erzeugter Energieeinheit bedeuten.²¹⁵ Aus diesem Zusammenhang leiten del Río & Cerdá (2014) eine alternative Definition von Kosteneffektivität ab. Im Gegensatz zur Definition nach dem neoklassischen Prinzip gleicher Grenzkosten, das den Erzeugungsmix mit den geringsten Kosten für die Produktion einer vorgegebenen Zielmenge als kosteneffektiv definiert (siehe Beschreibung des Quotenmodells in Kapitel 3.4.2), wird der Ansatz in der alternativen Definition um die Verteilungsfrage zwischen Produzenten- und Konsumentenrente erweitert. Hiernach sind bei der Festlegung auf eine bestimmte Zielmenge die von den Verbrauchern zu zahlenden Kosten zu minimieren, um Kosteneffektivität zu gewährleisten. Dies kann erreicht werden, indem die Förderung an die marginalen, technologiespezifischen Erzeugungskosten angenähert wird (del Río & Cerdá, 2014, S. 368). Durch eine Umverteilung des Risikos von Investoren hin zu einer weitaus größeren Gruppe reduziert sich zwar nicht zwangsläufig das aggregierte Gesamtrisiko,²¹⁶ jedoch reduzieren sich die privaten Finanzierungskosten und bei gleicher Höhe der Förderung wird in mehr Kapazitäten investiert (Kitzing & Mitchell, 2014, S. 8). Wie im vorherigen Kapitel 5.1.1 erläutert, machen die Finanzierungskosten einen Teil des Potenzials für die weitere Kostendegression von FEE-Anlagen aus. Folglich ist in Bezug auf die Steigerung der Marktfähigkeit von FEE-Technologien im Zusammenhang mit einer stärkeren Marktintegration zwischen einerseits steigenden Markterlösen und andererseits steigenden Finanzierungskosten abzuwägen.

Die vorangehende Analyse zeigt, dass bei Maßnahmen zur Steigerung der Marktfähigkeit von FEE-Technologien das Kriterium der Kosteneffektivität nicht ausschließlich auf eine Minimierung der Systemproduktionskosten beschränkt werden sollte, sondern um die Verteilung von Risiken und Renten erweitert werden muss. Die aufgeführte Argumentation für eine Einbeziehung von Verteilungsfragen und Transaktionskosten erhält vor dem Hintergrund politisch festgelegter Ausbauziele der regenerativen Stromerzeugung und bestehender regulatorischer Eingriffe im Stromsektor nochmals an Bedeutung. Hiervon ausgehend ergibt sich ein umfangreicher Kriterienkatalog (vgl. Kapitel 3.4.3), nach dem eine stärkere Marktintegration eine mögliche Maßnahme für eine Reduzierung der Differenzkosten und somit für die Steigerung der Marktfähigkeit darstellt, jedoch nicht ausschließlich mit posi-

²¹⁵Siehe hierzu auch das in Kapitel 3.4.3 besprochene Kriterium der Fördereffizienz.

²¹⁶Bofinger (2013, S. 31 ff.) argumentiert, dass aufgrund des geringen Anteils der Förderkosten am Budget eines Privathaushalts die Risiken ohne nennenswerte Kosten diversifiziert werden können und somit in der Summe reduziert werden. Pahle et al. (2014, S. 6 f.) hingegen teilen diese Position nicht und verweisen auf die ökonomische Literatur, nach der Finanzmärkte Risiken generell effizienter als der Staat verteilen, indem jeder Akteur das Risiko trägt, zu dem er bereit ist.

tiven Effekten verbunden ist. Im folgenden Kapitel werden unter Einbeziehung der vielfältigen Wirkungen des Übernehmens von Systemverantwortung durch FEE marktliche und regulatorische Anpassungen des Stromsektors hergeleitet und diskutiert.

5.2 Vorschläge zur Anpassung des Stromsektordesigns

Im vorangegangenen Kapitel 5.1 wurde die historische und prognostizierte Entwicklung der wirtschaftlichen Situation von FEE-Technologien auf liberalisierten Strommärkten aufgezeigt. Die anschließende Analyse der vielfach geforderten Marktintegration hat ergeben, dass diese mit vielfältigen, nicht ausschließlich positiven Effekten auf die Refinanzierung von FEE-Anlagen an den Strommärkten sowie auf die Erreichung des politischen Ziels einer regenerativen Stromversorgung verbunden sind. Daher erfordert die Bewertung von Anpassungen im Stromsektordesign mit dem Ziel einer Verbesserung der Systemintegration und der wirtschaftlichen Situation von FEE-Anlagen ein mehrdimensionales Bewertungsschema. Im folgenden Kapitel werden zunächst die Möglichkeiten einer Anpassung der Marktregeln sowie die Einführung neuer Handelsprodukte besprochen, auf die Betreiber von Großhandelsplätzen selbst Einfluss nehmen können. Anschließend werden Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen und Regeln für die Akteure im Stromsektor auf ihre positive Wirkung hinsichtlich der marktlichen Finanzierung von FEE-Technologien diskutiert und letztlich einige Maßnahmen vorgeschlagen.

5.2.1 Anpassung der Strommärkte

Die verschiedenen Teilmärkte des liberalisierten Stromsektors sollen den ständigen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu minimalen Kosten gewährleisten. Cramton (2003, S. 5) bezeichnet dies als die elementarste Herausforderung und Aufgabe der Märkte eines Stromsektors, deren Bewältigung eine angemessene Entlohnung der nötigen Flexibilitäten voraussetzt. In Kapitel 3 wurden sowohl die grundlegenden Strukturen auf der Makroebene als auch die Preisbildungsmechanismen zur Koordination des Kraftwerkseinsatzes auf der Mikroebene ausführlich beschrieben und analysiert. Durch eine steigende Erzeugung aus FEE-Stromerzeugungsanlagen kommt es zu dem in Kapitel 4 beschriebenen und quantifizierten preissenkenden Effekt auf den Stromgroßhandelsmärkten. Angesichts hoher, politisch festgelegter Ausbauziele und der gleichzeitig angestrebten Marktfähigkeit ist es erforderlich, dass

sich die bestehenden Prozesse der Handelsmärkte an die speziellen Charakteristika der FEE-Anlagen und den daraus resultierenden Anforderungen an den übrigen Kraftwerkspark anpassen (vgl. Hauser & Zipp, 2013, S. 162 ff.). Solche Änderungen können zum einen durch regulatorische Eingriffe des Staates erfolgen, zum anderen haben die Handelsplätze in den Bereichen, in denen sie die Rahmenbedingungen vorgeben können, selbst die Möglichkeit, Anpassungen vorzunehmen.

Ist ein Stromsektor nach dem Börsenmodell organisiert, so besteht grundsätzlich eine Entscheidungsfreiheit der Handelsakteure über die Teilnahme am börslichen Handel. Darüber hinaus können mehrere Börsen nebeneinander existieren und somit in Konkurrenz zueinander stehen (vgl. Kapitel 3.2.2). Anpassungen der Vermarktungsregeln, welche einen bestimmten Handelsplatz für Vermarkter von FEE-Strommengen attraktiver machen als andere, können die abgewickelten Handelsvolumen erhöhen und profitabel für den Börsenbetreiber sein. Hierfür müssen wiederum von regulatorischer Seite her die notwendigen Freiheiten bei der Vermarktung der Strommengen gegeben sein. In Kapitel 4.3.1 wurde die Vermarktung der nach dem EEG geförderten Strommengen auf Grundlage der AusglMechV beschrieben. Demnach sind die von den ÜNB treuhänderisch vermarkteten EEG-Strommengen auf eine Veräußerung am Day-Ahead-Handel der EPEX Spot begrenzt. Eine Novellierung der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) soll die Möglichkeiten der börslichen Vermarktung dieser Strommengen erweitern und so zu einer optimierten Vermarktung führen. Über ein Konsultationsverfahren holte sich die BNetzA (2014a) Stellungnahmen betroffener Akteure zum entsprechenden Änderungsvorschlag ein. In den abgegebenen Stellungnahmen wird deutlich, dass eine Regulierung, die die freie Wahl der ÜNB zwischen den im deutsch-österreichischen Marktgebiet zur Verfügung stehenden Handelsplätzen EPEX Spot und EXAA ermöglicht und somit zu einer Wettbewerbssituation zwischen den Börsen führt, als eine positive Maßnahme hinsichtlich einer Erhöhung der Vermarktungserlöse und zur Vermeidung von Ausgleichskosten bewertet wird (siehe bne, 2014; CLENS, 2014; ÜNB, 2014).

In diesem konkreten Beispiel ist die positive Bewertung der Wahlmöglichkeit auf die von der EXAA im September 2014 eingeführte Möglichkeit des Viertelstundenhandels auf dem Day-Ahead-Markt zurückzuführen (EXAA, 2014). Infolge steiler Leistungsgradienten innerhalb einer Stunde, die bei der FEE-Stromerzeugung im Allgemeinen, insbesondere jedoch bei der PV-Erzeugung auftreten, kommt es bei der Vermarktung der stündlichen Mittelwertprognosen am Day-Ahead-Handel zu systematischen Abweichungen, die im nachfolgenden Intraday-Handel aufgrund

der viertelstündlich abgerechneten Bilanzkreise ausgeglichen werden müssen (siehe Abbildung 37).²¹⁷ Daher schaffen kürzere Handelszeiträume bedeutend bessere Vermarktungsmöglichkeiten für FEE-Strom und folglich Kostensenkungspotenziale durch die Vermeidung des Bezugs von Ausgleichsenergie (vgl. hierzu Hauser & Zipp, 2013, S. 163; Koch, 2014). Die EPEX Spot versucht in dieser Hinsicht nachzuziehen und bietet seit Dezember 2014 mit einer Eröffnungsauktion für Viertelstundenprodukte am Intraday-Handel ein ähnliches Produkt an (EPEX Spot, 2014). Aufgrund der regulatorischen Vorgaben zu den Marktkopplungsprozessen im Marktgebiet *North-Western Europe* (NWE)²¹⁸ ist jedoch kein viertelstündlicher Day-Ahead-Auktionenhandel möglich, ohne aus dem Marktkopplungsprozess auszutreten. Darüber hinaus sind die von den ÜNB vermarkteten EEG-Strommengen nach § 1 AusglMechAV an einer marktgekoppelten Börse zu veräußern (vgl. BNetzA, 2014a). Demnach verhindern in diesem Fall die regulatorischen Vorgaben zu Marktkopplungsprozessen sowie zur Vermarktung der FEE-Strommengen die Vorteile einer stärkeren Marktintegration mittels angepasster Handelsbedingungen.

Die anhand des konkreten Beispiels beschriebenen Vorteile kürzerer Handelszeiten werden von Henriot & Glachant (2013) angesichts der Auswirkungen auf die zunehmende sinkende und schwankende Residuallast, die über die Strommärkte gehandelt wird, selbst unabhängig vom Grad der Marktintegration der regenerativen Stromerzeugung als notwendig erachtet. Eine wichtige Ergänzung ist der Hinweis, dass neben den genannten Vorteilen durch kürzere Handelszeiträume tendenziell die Transaktionskosten der Handelsteilnehmer steigen und dadurch die Liquidität eines Marktes sinken kann (Henriot & Glachant, 2013, S. 60). Held et al. (2014, S. 27 ff.) sehen bei einem steigenden FEE-Anteil einerseits den Bedarf einer zunehmenden Systemverantwortung, die durch eine stärkere Marktintegration der FEE-Anlagen erreicht werden kann, die andererseits jedoch auch durch eine Anpassung der Strommärkte an die Charakteristika des sich ändernden Kraftwerksparks unterstützt werden muss. Neben einer zeitlichen Harmonisierung des Handels der Stromerzeugung, der Bilanzkreisoptimierung sowie der Systemdienstleistungen, was durch einen Viertelstundenhandel in Deutschland erfüllt wäre, ist eine Verkürzung der zeitlichen Differenz zwischen Handelsschluss und Erbringungszeitpunkt eine

²¹⁷Die Mittelwerte der jeweiligen Viertelstunde sind durch hellblaue Balken, die Mittelwerte der entsprechenden Stunde durch die graue Linie dargestellt. Die systematischen Unter- und Überdeckungen ergeben sich durch die erkennbaren Differenzen zwischen Stunden- und Viertelstundendurchschnitt (vgl. Grashof & Weber, 2013, S. 25 f.).

²¹⁸Das NWE-Marktgebiet umfasst die Märkte Deutschland, Frankreich, Benelux, Österreich, Norwegen, Dänemark, Schweden, Finnland, Litauen, Lettland, Estland und Großbritannien. Die beteiligten Börsen sind APX, Belpex EPEX Spot und Nord Pool Spot (BNetzA, 2014a, S. 6).

geeignete Maßnahme für eine Verbesserung der Vermarktungsmöglichkeiten der dargebotsabhängigen Erzeugung (vgl. Held et al., 2014, S. 30).

Der am Beispiel der Novellierung der AusglMechAV beschriebene Prozess veranschaulicht die positive Wirkung von Wettbewerb zwischen Strombörsen auf deren Innovationsfähigkeit. Der Viertelstundenhandel war bereits vor der Einführung auf der EXAA eine energiewissenschaftlich diskutierte Maßnahme zur Verbesserung der Vermarktungsmöglichkeiten fluktuierender Erzeugung, die letztlich ohne direkten staatlichen Eingriff realisiert wurde. Gleichzeitig zeigt das Beispiel jedoch auch, dass von regulatorischer Seite her die wettbewerblichen Prozesse unterstützt werden müssen. Dies gilt auch für den Fall von fix vergütetem FEE-Strom, der an den Spotmärkten veräußert werden muss und dessen durchschnittliche Vergütung von der Anpassung der Märkte an die Charakteristika dargebotsabhängiger Erzeugung beeinflussbar ist. In Bezug auf die Organisationsform des Stromhandels (vgl. Kapitel 3.2) bleibt zu erwähnen, dass sich ein Wettbewerb zwischen Handelsplätzen im Poolmodell per Definition ausschließt. Die Wirkung kürzerer Handelszeiten auf

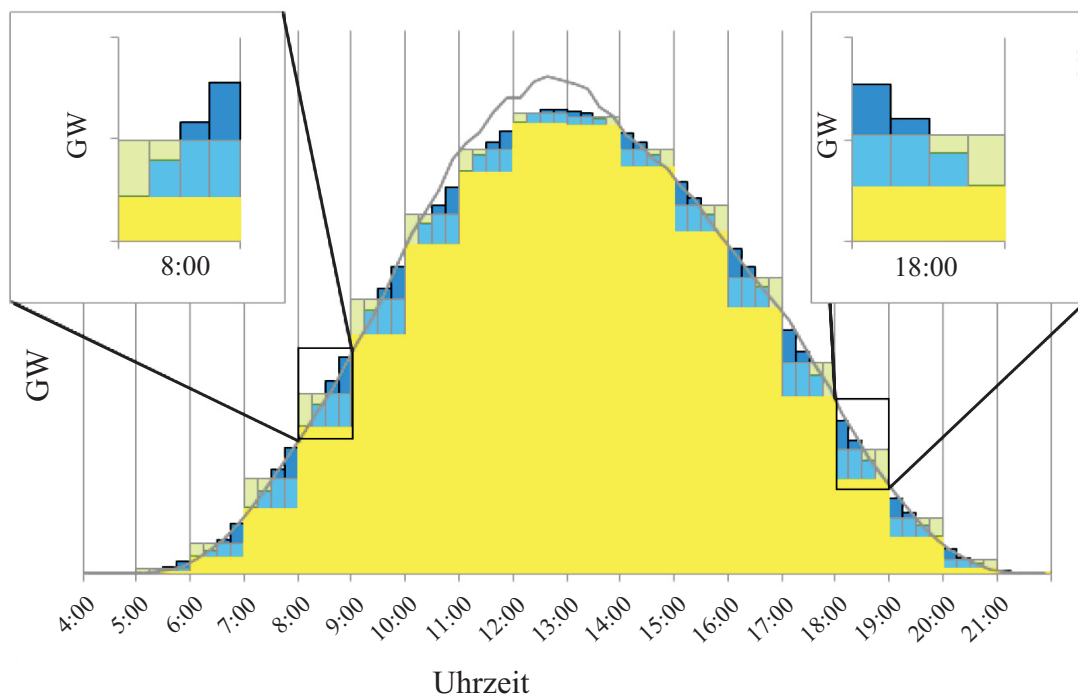


Abbildung 37: Systematische Abweichungen auf den Spotmärkten durch unterschiedliche Handels- und Bilanzierungszeiträume am Beispiel der PV-Erzeugung (Quelle: modifiziert nach Grashof & Weber (2013, S. 25))

den MOE und die Marktfähigkeit von FEE-Anlagen sowie auf die Liquidität der Handelsplätze sollte durch zukünftige Forschungsvorhaben untersucht werden.

Neben den Änderungen der zeitlichen Rahmenbedingungen des kurzfristigen Handels ist die Einführung von neuen Produkten eine mögliche Reaktion der Strombörsen auf die durch den Ausbau dargebotsabhängiger Erzeugung induzierten Risiken (siehe Kapitel 5.1.2). Haas et al. (2013, S. 42 f.) identifizieren bei einem hohen FEE-Marktanteil einen steigenden Bedarf langfristiger Verträge zur Sicherung ausreichender Erzeugungskapazität bei gleichzeitig steigender Bedeutung der kurzfristigen Märkte. Handelsplätze können durch standardisierte Produkte die notwendige Flexibilität zur Absicherung der Risiken bei einer FEE-Stromvermarktung bieten und ihre Attraktivität gegenüber konkurrierenden Vertriebswegen erhöhen. In einem Arbeitspapier stellt die EEX (2015) den Entwicklungs- und Implementierungsprozess neuer Produkte vor. Dabei wird in der Phase des Produktdesigns auf die politisch-regulatorischen Rahmenbedingungen und Bedürfnisse eingegangen und im aktuellen, konkreten Fall auf das Grünbuch der deutschen Bundesregierung zur zukünftigen Gestaltung der Strommärkte verwiesen (BMW, 2014a). Demnach sieht die EEX (2015) vor, neue Produkte einzuführen, die die Finanzierung der aus technischer Sicht bei einem hohen FEE-Anteil notwendigen Flexibilitätsoptionen (vgl. Kapitel 4.1.2) ausreichend absichern und den Wert der Flexibilität angemessen entlohnen.²¹⁹ Diese sollen Derivate umfassen, mit Hilfe derer sich die Risiken, die durch eine zunehmende Wetterabhängigkeit der Stromerzeugung, aber auch durch eine hieraus folgende, allgemein zunehmende kurzfristigere Vermarktung entstehen, langfristig absichern lassen. Damit erfolgte seitens der Strombörse eine Reaktion auf die zunehmende FEE-Stromerzeugung, die eine bessere Absicherung der Risiken von Investitionen in Flexibilitätsoptionen ermöglicht und hierdurch eine Anpassung des Kraftwerksparks fördert. Diese hat wiederum positive Effekte auf die durchschnittlichen Markterlöse für FEE-Technologien (siehe Kapitel 5.1.1). In diesem Zusammenhang sind hohe Preise in Zeiten mit besonders hoher Knappheit an Flexibilitätsoptionen für deren Refinanzierung erforderlich, wonach politisch motivierte Preisgrenzen²²⁰ ein Hemmnis sein können (vgl. hierzu u. a. Henriot & Glachant, 2013, S. 61; MacCormack et al., 2010, S. 3845; r2b, 2014, S. 38 ff.).

²¹⁹Die Kosten für Flexibilität, also das Vorhalten von regelbaren Stromerzeugungskapazitäten, steigen typischerweise mit abnehmendem Zeitraum zwischen Handels- und Erbringungszeitpunkt (siehe hierzu Weber & Schröder, 2011, S. 55 ff.).

²²⁰Eine auch aus ökonomischer Sicht legitime Begründung für die Einführung von Preisobergrenzen ist die Verhinderung der Ausübung von Marktmacht an den Großhandelsplätzen (siehe Kapitel 3.3.2).

Flexibilitätsoptionen beinhalten neben der Veränderung der Erzeugungsstrukturen auch nachfrageseitige Maßnahmen, wie Lastmanagement, sowie den Aus- und Umbau der Netze, der u. a. auch die Erweiterung und Optimierung der Netzkuppelstellen betrifft. Beide Maßnahmen können die kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage erhöhen und somit dem MOE bzw. dem Rückgang der durchschnittlichen FEE-Markterlöse entgegenwirken (vgl. Abbildung 23(d)). Beide betreffen jedoch auch den Bereich des Netzbetriebs, welcher im ansonsten liberalisierten Stromsektor als verbleibendes natürliches Monopol einer staatlichen Regulierung unterliegt (siehe Kapitel 2.2.2 zur ökonomischen Begründung und Kapitel 3.2 zu den Aufgaben der Netzbetreiber). Dies betrifft insbesondere den Ausbau der Netze, aber auch den der erforderlichen Technik zur Bilanzierung, Abrechnung und ggf. Trennung der an das Netz angeschlossenen Stromverbraucher. Aus diesem Grund ist die Installation von elektronischen, intelligenten Messsystemen (englisch: *smart meter*, siehe auch Fußnote 36) nicht ausschließlich marktlich, sondern auch regulatorisch zu organisieren (siehe hierzu Klann & Zipp, 2013). Im folgenden Kapitel werden daher solche Anpassungen des Stromsektors zur Steigerung der FEE-Marktfähigkeit diskutiert, die eine Anpassung oder Ergänzungen des regulatorischen Eingriffs erfordern.

5.2.2 Regulatorische Änderungen

Ein prägender Einfluss des Staates beim Umstieg auf eine zunehmend regenerative Stromerzeugung steht in Konflikt mit dem vorherrschenden Liberalisierungsparadigma. Es bestehen jedoch vielfältige Marktversagen im Elektrizitätsbereich, die einen Staatseingriff legitimieren (vgl. Kapitel 3.4.1). Darüber hinaus wurde die heute in vielen Stromsystemen bestehende Infrastruktur auf eine überwiegend regelbare, konventionelle Stromerzeugung durch zentrale Großkraftwerke ausgelegt. Daher können Investitionen zur Transformation des Stromsystems hin zu einem stärker dezentralen und auf FEE-Technologien als zentrale Elemente aufgebauten System betriebswirtschaftlich nicht profitabel sein, obwohl sie volkswirtschaftlich wünschenswert sind. Gawel et al. (2014, S. 5 f.) sehen hierin gute Gründe für eine derzeit treibende Rolle des Staates beim Umbau des Energie- und Stromsystems, betonen dabei aber die hohe Bedeutung mittelfristig stabiler und dauerhaft widerspruchsfreier Rahmenbedingungen.

Die Relevanz eines stabilen energiepolitischen Kurses und des davon erheblich beeinflussten Investitionsumfelds ergibt sich im Elektrizitätsbereich durch die typischerweise langlebigen Investitionen (vgl. hierzu Edenhofer et al., 2013, S. S18;

Frontier Economics/Formaet, 2014, S. 207 f.; von Hirschhausen et al., 2013, S. 17). Politische Entscheidungen, die vom grundsätzlichen energiepolitischen Kurs abweichen, sind für Investoren schwierig vorherzusehen und erhöhen das regulatorische Risiko. Dabei weisen von Hirschhausen et al. (2013, S. 19) auf die oftmals vernachlässigten Risikokosten als eine Form von Transaktionskosten hin, die auch durch regulatorische Risiken entstehen und allgemein die Stromgestehungskosten erhöhen können. Wichtige Fundamente eines stabilen energiepolitischen Rahmens für den Umbau des Stromsystems sind zum einen gesetzlich festgeschriebene Ausbaukorridore für den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung (Frontier Economics/Formaet, 2014, S. 208). Da insbesondere die Zunahme von FEE-Strommengen durch den von ihnen verursachten preissenkenden Effekt einen bedeutenden Einfluss auf zukünftige Investitionsentscheidungen in Flexibilitätsoptionen haben, ist zudem die Festlegung auf mittelfristige technologiespezifische Ausbauziele zu empfehlen.

Zum anderen stellt die Internalisierung der negativen Effekte des Einsatzes fossiler Ressourcen auf das globale Klima eine der prägenden Säulen der Energie- und Umweltpolitik dar, welche vornehmlich durch die Bepreisung von CO₂-Emissionen gewährleistet werden soll. In Europa und Deutschland stellt in dieser Hinsicht das Europäische Emissionshandelssystem das zentrale umweltökonomische Instrument dar, das jedoch, wie in Kapitel 3.4.1 erläutert, aufgrund eines rapide gesunkenen Zertifikatspreises keine ausreichenden finanzielle Anreize für Investitionen in Vermeidungstechnologien bietet. Ein Anstieg des Preises hat zudem einen unmittelbar positiven Einfluss auf die Marktfähigkeit von CO₂-neutralen FEE-Stromerzeugungstechnologien.²²¹ Daher ist ein stabiler, stetig ansteigender Preis von CO₂-Zertifikaten für eine Erhöhung der Markterlöse regenerativer Stromerzeugung unverzichtbar. Koch et al. (2014) bestätigen und quantifizieren in einer empirischen Analyse die signifikanten Effekte der Wirtschaftskrise ab 2008 auf den Zertifikatspreis. Ebenso werden signifikante, aber weniger einflussreiche Effekte einer steigenden Stromerzeugung aus PV und Wind sowie einer hohen Ausgabe von internationalen Emissionsgutschriften beobachtet. Angesichts der vielfältigen und noch nicht eindeutig identifizierten Gründen ist ein vordefinierter Preiskorridor für CO₂-Emissionsrechte ein geeignetes hybrides Preis-Mengeninstrument zur Reduzierung der Preisunsicherheit (vgl. Koch et al., 2014, S. 684). Langfristig festgelegte Ziele zu einem Treibhausgasminderungspfad, dem entsprechenden Preiskorridor sowie den bereits erwähnten technologiespezifischen EE-Ausbauzielen

²²¹Siehe hierzu die Ergebnisse der OLS-Schätzung in Kapitel 4.3.3 sowie die in Kapitel 5.1.1 diskutierten Ergebnisse der Simulationen von Hirth (2013), Höfling (2013) und Kopp et al. (2012).

tragen entscheidend zu einer Minimierung des regulatorischen Risikos und somit zu stabileren, investitionsfördernden Rahmenbedingungen bei.

Für eine wirksame Internalisierung externer Klimaeffekte ist nicht nur ein Emissionshandelssystem mit den genannten, zu ergänzenden Maßnahmen erforderlich, sondern ebenfalls der Abbau vorhandener Subventionen der Förderung von fossilen Brennstoffen sowie deren Nutzung zur Stromerzeugung. Staatliche Begünstigungen des Einsatzes fossiler Energieträger senken die Investitionsanreize in erneuerbare Stromerzeugungstechnologien und stehen dem langfristigen Ziel eines regenerativen Stromsektors entgegen (vgl. Kapitel 3.4.1). Haben diese zudem einen direkten Effekt auf die Grenzkosten der fossilen Stromerzeugung, erhöhen sich *ceteris paribus* die kurzfristigen Differenzkosten von FEE-Anlagen und damit deren Wirtschaftlichkeit. Die Subvention fossiler Energienutzung ist mit einem dauerhaft widerspruchsfreien regulatorischen Rahmen, der den Umbau des Energie- und Stromsystems unterstützen und damit einhergehend die Marktfähigkeit von FEE-Technologien verbessern soll, nicht zu vereinbaren und muss demnach abgebaut werden.

Zusätzlich zur Internalisierung von Externalitäten durch ein marktkonformes und stabiles Emissionshandelssystem können aus staatlicher Sicht durch ordnungspolitische Maßnahmen die Risiken bei Investitionen in erneuerbare Technologien reduziert werden. Wie die Auswertung der Simulationsergebnisse von Hirth (2013) und Höfling (2013) gezeigt hat, haben neben dem Preis für CO₂-Zertifikate insbesondere der Zubau von Nuklearkraftwerken sowie die Verwendung der CCS-Technologie einen bedeutenden Einfluss auf die durchschnittlichen Markterlöse von FEE-Anlagen. Während durch die Reaktorkatastrophe in Fukushima teilweise der nationale Ausstieg aus der Kernenergie neu diskutiert und vereinzelt bereits gesetzlich beschlossen wurde, ist die Verwendung von CCS als Emissionsvermeidungstechnologie auch in Ländern mit hohen EE-Ausbauzielen eine weiterhin diskutierte Option. Page et al. (2009) sehen nach einer umfangreichen Untersuchung zum einen global kein zeitnah hohes Potenzial für die Verwendung von CCS und zum anderen hinsichtlich der Beständigkeit der CO₂-Speicherung hohe Unsicherheiten und hinterfragen aus diesen Gründen weitere Investitionen in diese Technologie.

Eine weitere Technologie mit langfristig relevanten Auswirkungen auf die wirtschaftliche Attraktivität von erneuerbaren Technologien ist die Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Schiefergaslagerstätten, auch als *Fracking* bekannt. Die bereits weltweit praktizierte Fördermethode kann nach einer Metastudie von Sovacool (2014) längerfristig zwar global sinkende Gaspreise und die Verdrängung

von CO₂-intensiverer Kohleverstromung zur Folge haben. Bisher waren jedoch nach einem Rückgang der Kohlestromerzeugung in den USA und einem hierdurch induzierten Rückgang des Kohleimportpreises in Europa und Asien ein starker Anstieg der dortigen Kohlestrommengen zu verzeichnen (Sovacool, 2014, S. 259; SRU, 2013, S. 13 ff.). Ein sinkender Gaspreis würde zu einem Rückgang der Markterlöse von FEE-Stromerzeugungstechnologien führen und hätte negative Folgen für deren wirtschaftliche Attraktivität.²²² Gleichzeitig kann ein Ausbau der Infrastruktur zur Förderung, für den Transport und zur Speicherung von Schiefergas zu einem technologischen Lock-In-Effekt führen (Sovacool, 2014). Darüber hinaus ist Fracking mit hohen externen Kosten verbunden, die nicht über ein Emissionshandelssystem internalisiert werden und folglich zu höheren sozialen Kosten führen können bzw. zusätzliche regulatorische Eingriffe erforderlich machen.²²³

Ein Ausstieg und Verbot der emissionsfreien Stromerzeugung aus Kernkraft und der Verwendung der CCS-Technologie in Kombination mit fossiler Stromerzeugung sind ordnungspolitische Maßnahmen, die aus der Sicht von potenziellen Investoren in FEE-Anlagen langfristig stabilere Rahmenbedingungen mit sich bringen. Durch den Ausschluss beider Technologien als mögliche Mittel für eine Treibhausgasreduzierung im Stromsektor verbessert sich zudem langfristig die FEE-Marktfähigkeit. Es bleibt darauf hinzuweisen, dass solche weitreichenden ordnungspolitischen Entscheidungen eine besonders hohe gesellschaftliche Akzeptanz erfordern. Die Wirkung einer nationalen Entscheidung gegen Fracking auf die FEE-Marktfähigkeit hängt in hohem Maße auch von der globalen Entscheidung der Staaten mit den größten Vorkommen von Schiefergas ab. Zwar können durch ein Verbot geografisch begrenzte, negative Auswirkungen auf Umwelt und Gesundheit verhindert werden, jedoch kaum ein Absinken oder verzögertes Ansteigen des globalen Gaspreises, oder allgemein fossiler Brennstoffpreise, aufgrund einer globalen Schiefergasförderung im großen Maßstab.

²²²Für die Variable *Burngas* wurde in einigen nicht-speziellen Modellen sowie den Hochlast-Modellen ein signifikanter Regressionskoeffizient mit positivem Vorzeichen geschätzt (vgl. Kapitel 4.3.3). Demzufolge hat eine Verteuerung der Verbrennung von Erdgas zur Stromerzeugung einen preiserhöhenden Effekt auf dem Stromgroßhandel in den betrachteten Zeiträumen und Lastsituationen. Die Markterlöse der zu diesen Zeitpunkten eingesetzten FEE-Anlagen erhöhen sich aufgrund der Einheitspreisauktion entsprechend.

²²³Bei der Gewinnung von Schiefergas mittels Fracking sind tiefe Bohrungen und der Einsatz einer Mischung von Wasser und Chemikalien erforderlich. Die daraus resultierenden Risiken und negativen Externalitäten ergeben sich u. a. durch eine Gefährdung der Biodiversität, einer Gefährdung des Grundwassers und durch die Beeinflussung des Landschaftsbilds (vgl. Sovacool, 2014; SRU, 2013, S. 22 ff.).

In Kapitel 5.1.2 wurde eine stärkere Marktintegration von FEE-Technologien als Maßnahme zur Steigerung ihrer eigenen Markterlöse diskutiert. Dabei wurde deutlich, dass den möglichen positiven Effekten hinsichtlich der Erhöhung der Marktfähigkeit durch eine Übernahme von Systemverantwortung ebenfalls negative Effekte gegenüberstehen. Diese können durch steigende Finanzierungs- und Transaktionskosten entstehen, die letztlich steigende Differenzkosten bzw. eine höhere spezifische Förderung bedeuten. Demnach ist eine Veränderung des Grads der Marktintegration zur Beeinflussung der FEE-Marktfähigkeit eine ökonomische Abwägung (englisch: *trade-off*) zwischen kurz- sowie langfristigen Kosten und Nutzen, die durch bestimmte regulatorische Maßnahmen entstehen können. Solche betreffen hauptsächlich die Ausgestaltung der energiepolitischen Instrumente zur Stromerzeugung aus EE, deren Legitimation und Wirkungsweise ausführlich in Kapitel 3.4 besprochen wurden. Daraus schlussfolgernd sollte, von einem geringen Grad an Systemverantwortung und übertragenen Risiken für FEE-Anlagen ausgehend, jede regulatorische Änderung hin zu mehr übertragenen Verantwortungen und Risiken unter Berücksichtigung der folgenden Punkte abgewogen werden:

- Je nach Anteil der Technologie an der gesamten Stromerzeugung haben Reaktionen auf Preissignale einen unterschiedlich hohen Stellenwert und unterschiedliche Auswirkungen auf das Gesamtsystem. Eine Technologie mit einem hohen Marktanteil und einem fortgeschrittenen Entwicklungsstand kann tendenziell besser mit Systemverantwortung umgehen (Klessmann et al., 2008, S. 3659). Dabei sollte der aktuelle Anteil stets mit dem energiepolitisch langfristig angestrebten in Relation gesetzt werden.
- Bestehen sonstige politische Ziele, die nicht den Anteil oder bestimmte installierte Leistungen einer Technologie betreffen, sind Auswirkungen regulatorischer Veränderungen auf diese mit in die Abwägung einzubeziehen. Ein Beispiel ist der Erhalt der in Deutschland bestehenden, hohen Akteursvielfalt bei Investoren in EE-Anlagen, die auch kleine, genossenschaftlich organisierte Investoren umfasst. Diese und ähnliche Akteure könnten sich bei einer weit fortgeschrittenen Marktintegration aufgrund der zusätzlichen Risiken zurückziehen (vgl. Zipp, 2015). Dabei würde die durch direkte finanzielle und planerische Bürgerbeteiligungen erhöhte Akzeptanz verloren gehen (siehe hierzu Wunderlich, 2012).
- Eine stärkere Marktintegration erfordert Akteure, die sich mit der Herausforderung einer Vermarktung von FEE-Strommengen beschäftigen. Da in

diesem Bereich typischerweise Vorteile durch Portfolioeffekte bei steigenden Verkaufsmengen auftreten, ist die Entwicklung der Marktanteile der in der FEE-Vermarktung tätigen Akteure zu beobachten, um Missbrauch von Marktmacht zu vermeiden (vgl. Wassermann et al., 2015).²²⁴

- Die historische Entwicklung der durchschnittlichen Markterlöse sowie des Merit-Order-Effekts sollte unter Einbezug des Anstiegs der FEE-Strommengen ermittelt werden. Hierfür eignet sich grundsätzlich die in dieser Arbeit verwendete Methode. Ist ein stetiger Anstieg des spezifischen Effekts oder eine Abnahme der Marktwerte zu beobachten, kann eine stärkere Kopplung der FEE-Erlöse an die Marktpreise zu einem Rückgang der Investitionen und zur Gefährdung der FEE-Zielerreichung führen.

Besteht bezüglich der Wirkung einer Maßnahme auf die aufgeführten Aspekte größere Unsicherheit, kann eine optionale Einführung wichtige Erkenntnisse liefern. Im Besonderen können so neue Vermarktungswege auf ihre gewünschte und tatsächliche Wirkung sowie auf ihre Inanspruchnahme hin überprüft werden. Eine weitere effektive Möglichkeit, um zu vermeiden, dass kleinere Investorengruppen zu hohen Risiken ausgesetzt und hierüber ausgeschlossen werden, ist die stufenweise Einführung neuer Verpflichtungen mittels definierter Leistungsschwellen (vgl. Zipp, 2015). Nach Einführung einer stärkeren Marktintegrationsmaßnahme ist beim Vorliegen ausreichender empirischer Daten eine umfassende Evaluierung der Wirkung auf Marktfähigkeit und Reaktionen auf zusätzliche Risiken, aber auch auf sonstige Ziele durchzuführen (z. B. dem Erhalt der Akteursvielfalt). Falls eines der politischen Ziele gefährdet sein sollte, muss entsprechend neu abgewogen werden, ob die erreichten Änderungen einen Nutzen generieren, der die Zielgefährdung überwiegt.

Wie im vorangegangenen Kapitel 5.2.1 erläutert, können Strombörsen Anpassungen der Vermarktungsregeln an die Charakteristika der dargebotsabhängigen Stromerzeugung durchführen, ohne dabei auf umfangreichere regulatorische Zustimmung angewiesen zu sein. Allerdings können bei fehlender Anpassung der regulatorisch zugelassenen Vermarktungswege die börslichen Innovationen wirkungslos bleiben. Daher ist der positive Nutzen aus Innovationswirkungen, die aus dem Wettbewerb der Börsen untereinander entstehen können, eng mit dem Schritthalten der regulatorisch geregelten Vermarktungswege im Rahmen des Instruments zur Förderung der

²²⁴Eine ausführliche Diskussion der Ausübung von Marktmacht im Elektrizitätssektor ist in Kapitel 3.3.2 zu finden.

regenerativen Stromerzeugung verbunden. In den Märkten für Regelleistung hingegen muss der Regulator bzw. der regulierte ÜNB eine aktivere Rolle einnehmen und Anpassungen der Marktregeln an die Charakteristika der Stromerzeugung aus Wind und PV selbst durchführen. Sorknæs et al. (2013) untersuchen die Auswirkungen von Änderungen der Regelleistungsmarktregeln in Dänemark auf die Teilnahme von Windanlagen und schlussfolgern, dass generelle Maßnahmen für eine aktivere Teilnahme möglichst kurze Fristen zwischen der Abgabe eines Aktivierungsgebots und des Aktivierungszeitpunkts sowie eine asymmetrische Marktgestaltung²²⁵ sind. Ersteres hat aufgrund der Verbesserung von Windprognosen mit abnehmender Frist positive Effekte, während zweiteres sich aus der Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung ergibt.²²⁶ Hirth & Ziegenhagen (2013) stellen anhand einer Modellbetrachtung und der Auswertung empirischer Daten des deutschen Regelleistungsmarkts fest, dass die Opportunitätskosten konventioneller Kraftwerke zur Erbringung bzw. Vorhaltung negativer Regelleistung während des Zeitraums von niedrigen Spotmarktpreisen besonders hoch sind, während FEE-Anlagen zu diesen Stunden tendenziell eine hohe Stromerzeugung haben und negative Regelleistung zu sehr geringen Kosten erbringen können. Demzufolge wären durch eine stärkere Teilnahme von dargebotsabhängigen Anlagen geringere Systemkosten sowie zusätzliche Markterlöse für diese zu erreichen. Ebenso wie Sorknæs et al. (2013) identifizieren Hirth & Ziegenhagen (2013) Anpassungen der zeitlichen Vermarktungsregeln als Voraussetzung hierfür und empfehlen kürzere Zeiträume der Leistungsvorhaltung als Teilnahmebedingung sowie kürzere Zeiträume für Verträge über die tatsächliche Erbringung von Regelleistung. Durch die genannten Änderungen können FEE-Anlagen zusätzliche Erlöse am Regelleistungsmarkt erhalten und somit ihre Marktfähigkeit steigern.

Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung der Marktfähigkeit von FEE-Strom kann sich durch eine Vermarktung der ökologischen Qualität bzw. der *Grünstromeigenschaft* ergeben. Aus technisch-physikalischer Betrachtung ist Strom innerhalb eines Verbundnetzes ein homogenes Gut, jedoch nicht nach ökologischen Bewertungsmaßstäben (vgl. Kapitel 2.2.1). Besteht bei den Stromverbrauchern gegenüber fossiler oder atomarer Stromerzeugung eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für

²²⁵Unter einer asymmetrischen Marktgestaltung wird die Möglichkeit für Marktteilnehmer verstanden, entweder Gebote über positive oder negative Regelleistung abzugeben, jedoch nicht zwingend beides.

²²⁶Während die Erbringung von positiver Regelleistung durch FEE-Anlagen über eine Leistungsdrosselung während ihres Betriebs ermöglicht wird, erfordert die Erbringung von positiver Regelleistung einen dauerhaften Teillastbetrieb, um im Falle des Abrufs noch Leistungsreserven zur Verfügung zu haben (siehe nähere Erläuterung in Kapitel 2.2.2).

ökologisch erzeugten Strom, so kann diese abgeschöpft werden, um Zusatzeinnahmen für FEE-Anlagen zu generieren oder direkt die umzulegenden Differenzkosten für die Allgemeinheit der zur Zahlung verpflichteten Verbraucher zu senken. Die Einheitspreisauktion, die auf dem liberalisierten Stromgroßhandel am häufigsten angewandte Preisbildungsregel, lässt aufgrund der nicht-diskriminierenden Preise kein Abschöpfen möglicher Zahlungsbereitschaft für ökologisch erzeugten Strom zu (vgl. Kapitel 3.3.2). Aus diesem Grund kann es notwendig sein, dass die Vermarktung der Grünstromeigenschaft (regulatorisch) geregelt sein muss, wobei es sich prinzipiell um eine freiwillige Umverteilung von Stromverbrauchern mit einer besonders hohen Zahlungsbereitschaft für umweltfreundlichen Strom hin zu Stromverbrauchern mit keiner oder nur einer geringen Zahlungsbereitschaft handelt.²²⁷ Im Kontext der aktuellen deutschen Diskussion zu den Vorschlägen für eine Ökostromvermarktung trifft dies auf das sogenannte *Entlastungsmodell* mit Möglichkeit der Doppelvermarktung zu (Reichmuth, 2014, S. 160 f.). Während das Modell zwar zu einer Senkung der Differenzkosten beitragen kann, erfüllt es jedoch nicht das in der Ökostromdiskussion als wichtig angesehene Kriterium der Zusätzlichkeit.²²⁸ Das Potenzial zur Senkung der Differenzkosten hängt von den Verbrauchern akzeptierten Mehrkosten für einen bestimmten EE-Anteil und der Höhe des bereits hierfür regulatorisch erhobenen Preisaufschlags pro Energieeinheit ab (vgl. Andor et al., 2014). Liegt die Höhe des akzeptierten Aufschlags für einen Großteil der Stromverbraucher deutlich über der des bereits erhobenen, besteht ein größeres Potenzial und vice versa.

Die Geschwindigkeit und der Umfang der Anpassung bzw. der Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks haben einen bedeutenden Einfluss auf die von FEE-Anlagen erzielten Markterlöse (siehe Kapitel 5.1.1). Im Besonderen können durch zunehmend flexible Kraftwerke die Profilkosten durch weniger kostenintensive An- und Abfahrvorgänge reduziert werden. Im Gegensatz hierzu kann sich der

²²⁷Ein weiterer Grund kann ein sogenanntes *Doppelvermarktungsverbot* für staatlich geförderter EE-Strom sein. Über ein solches Verbot wird ausgeschlossen, dass geförderter, ökologisch erzeugter Strom doppelt vermarktet wird, d. h. zum einen die elektrische Arbeit regulär auf dem Stromgroßhandel und zum anderen die Grünstromeigenschaft über einen zusätzlichen Handel der Herkunftsnachweise. In der EU besteht ein solches Doppelvermarktungsverbot nach der Richtlinie 2009/28/EG (vgl. Reichmuth, 2014, S. 39).

²²⁸Bei der Bewertung von Konzepten zur Ökostromvermarktung wird unter Zusätzlichkeit verstanden, dass aufgrund der zusätzlichen Nachfrage nach ökologisch erzeugtem Strom weitere erneuerbare Anlagen errichtet werden, die ohne diese Nachfrage nicht installiert worden wären. Dies schließt streng genommen alle Anlagen aus, die mittels eines bestehenden staatlichen Förderinstruments ohne Einnahmen durch eine Ökostromvermarktung wirtschaftlich zu betreiben wären und somit nicht aufgrund der zusätzlichen Ökostromnachfrage errichtet wurden (vgl. Leprich, 2009, S. 4 ff.; Reichmuth, 2014, S. 160 f.).

Systemkonflikt zwischen dargebotsabhängigen und wenig flexiblen Anlagen in einer Häufung negativer Preise auf dem Spotmarkt widerspiegeln (siehe Kapitel 4.2.2). Letztere müssen nicht zwangsläufig konventionell sein, sondern können auch auf der Basis von erneuerbaren Energien betrieben werden (z. B. Biomasseanlagen). Werden solche Anlagen über eine fixe Einspeisevergütung entlohnt, besteht aus Sicht des Betreibers kein Anreiz für eine bedarfsorientierte, am kurzfristigen Strompreis ausgerichtete Betriebsweise. Für eine stärkere Marktintegration regelbarer EE-Erzeugungskapazitäten schlägt Häseler (2014, S. 157 f.) einen einmaligen Investitionszuschuss als Fördermechanismus vor, damit diese im laufenden Betrieb dem unverzerrten Preissignal ausgesetzt sind und daraus resultierend die Stromerzeugung sowie mögliche Reinvestitionen oder Stilllegungen danach ausgerichtet sind. Aufgrund der vergleichsweise hohen Brennstoffkosten biogen betriebener Anlagen würden diese wie Spitzenlastkraftwerke in wenigen Stunden pro Jahr betrieben werden und ihr ökologischer Nutzen einer CO₂-freien Stromerzeugung käme deutlich weniger zum Ausdruck. Leprich et al. (2013a, S. 87 ff.) schlagen hingegen eine Kombination aus einem einmaligen Investitionszuschuss und einer fixen Zusatzvergütung pro Energieeinheit mit dem Ziel einer regulatorischen Anpassung der Stromerzeugungsgrenzkosten von Bioenergieanlagen vor, so dass sich diese in der Merit-Order nach PV und Wind, jedoch vor konventionellen Grundlastkraftwerken einreihen. Hierdurch würde ein Teil der jährlichen Stromerzeugung durch letztere verdrängt werden, und Bioenergieanlagen würden bei Spotmarktpreisen unterhalb der Brennstoffkosten, abzüglich der Zuschlagsvergütung, in Form einer Abschaltung reagieren. Darüber hinaus kann ein Teil der zur Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit erforderlichen Systemdienstleistungen durch Bioenergieanlagen erbracht werden und andernfalls zwingend zu betreibende fossile Anlagen (sogenannte *Must-run-Kraftwerke*) ersetzen (vgl. Schill, 2014). Im Vergleich zur Situation bei einer fixen Einspeisevergütung würde dies weniger stark die Bildung negativer Strompreise auf dem Spotmarkt hervorrufen.²²⁹

Negative Spotmarktpreise, die aus einer stundenweisen hohen FEE-Stromerzeugung sowie aus einem gleichzeitigen Betrieb konventioneller Grundlastkraftwerke resultieren,²³⁰ führen aus einer statischen Perspektive zu einer Erhöhung der Differenzkos-

²²⁹Durch eine Reduzierung des Angebots in Form unlimitierter Gebote durch Bioenergieanlagen auf dem Stromgroßhandel in Situationen mit hoher FEE-Erzeugung fallen der Preis, und hiermit auch die FEE-Erlöse, weniger stark, und die davon abhängigen Differenzkosten steigen entsprechend weniger.

²³⁰Der Weiterbetrieb konventioneller Anlagen bei einem hohen FEE-Angebot kann unter Einbeziehung der Opportunitätskosten einer Kraftwerksdrosselung oder -abschaltung aus betriebswirtschaftlicher Sicht optimal sein. Siehe hierzu die Ausführungen in Kapitel 4.2.2.

ten. Langfristig betrachtet entsteht jedoch bei einem erkennbaren, zunehmendem Auftreten negativer Preise eine Form von finanziellem Flexibilisierungsdruck²³¹ (vgl. Kapitel 4.2.2). Daher ist die in der Diskussion zur Marktintegration häufig ausschließlich positiv bewertete Abregelung von FEE-Anlagen bei Spotmarktpreisen in Höhe ihrer Grenzkosten, d. h. von ungefähr Null, diversifiziert zu betrachten. Während sich durch eine Abregelung kurzfristig die Differenzkosten weniger stark erhöhen, geht langfristig betrachtet der Anreiz für eine Flexibilisierung oder ggf. Stilllegung konventioneller Grundlastkraftwerke verloren. Demzufolge handelt es sich um einen Konflikt zwischen statischer und dynamischer Effizienz (siehe hierzu Knieps, 2008). Um diesen zu lösen, schlagen Leprich et al. (2013a, S. 70 ff.) einen regulatorischen Eingriff in Form einer *Anpassungsumlage* für betroffene, wenig flexible fossile Kraftwerke vor. Deren Höhe ist abhängig von der in den relevanten Stunden abgeregelten FEE-Stromerzeugung, der auf dem Spotmarkt angebotenen konventionellen Stromerzeugung sowie dem hieraus zu bestimmenden, hypothetischen Börsenpreises bei einer nicht vorgenommenen FEE-Abregelung.²³² Die Umlage wäre von den Betreibern der betroffenen konventionellen Kraftwerke zu zahlen und würde zur Senkung der umzulegenden Differenzkosten der FEE-Förderung genutzt werden. Damit wäre erreicht, dass trotz einer statisch effizienten FEE-Abregelung und eines Weiterbetriebs der inflexiblen Kraftwerke weiterhin ein finanzieller Druck für deren Flexibilisierung besteht und darüber hinaus die umzulegende Summe der Differenzkosten verringert wäre. Eine stärkere Anpassung des Kraftwerksparks an die steigenden Flexibilitätsanforderungen eines Stromsektors mit hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung erhöht in der Tendenz die FEE-Marktwerte und reduziert das erforderliche FEE-Einspeisemanagement sowie die somit entgangenen Markterlöse (vgl. u. a. Denholm & Hand, 2011; Hirth, 2013; Schill, 2014).

Eine kurzfristig preiselastischere Nachfrage, die sich konkret über vermehrtes DSM oder auch den Zubau von Speichern entwickeln kann, reduziert die Höhe des preissenkenden Merit-Order-Effekts (vgl. Abbildung 23(d)) und trägt zur Systemintegration steigender dargebotsabhängiger Stromerzeugungskapazitäten bei.²³³ Wie

²³¹Leprich et al. (2013a, S. 70) sprechen im Rahmen der in Deutschland angestrebten Systemtransformation auch von einem *Transformationsdruck*.

²³²Bei der Beschreibung der Methodik zur Bestimmung der Anpassungsumlage wird von FEE-Geboten in der Höhe von 0 €/MWh ausgegangen. Eine ausführliche Beschreibung und Illustration ist bei Leprich et al. (2013a, S. 70 ff.) zu finden.

²³³Höhere Lastmanagement- sowie Speicherkapazitäten im Stromsektor erhöhen den FEE-Anteil beträchtlich, der in einem Verbundnetz ohne häufige Abregelung der Anlagen aufgenommen werden kann. Siehe hierzu die Ergebnisse von Denholm & Hand (2011) zur Simulation des texanischen Stromsektors (ohne Austauschkapazitäten) sowie von Schill (2014) zur Simulation des deutschen Stromsektors. Neben den genannten Flexibilitätsoptionen hat das Verhältnis zwischen

im vorangegangenen Kapitel 5.2.1 beschrieben, können durch die Strombörsen selbst initiierte, neue Handelsprodukte für eine höhere Marktentlohnung von Flexibilität sorgen. Bertsch et al. (2014) kommen anhand der Ergebnisse ihrer Simulation des europäischen Stromsektors mittels einem linearen Optimierungsmodells zu dem Schluss, dass auch bei einem hohen Anteil von FEE-Stromerzeugung die als vollkommen angenommenen Märkte ausreichende Erlöse für die Errichtung sehr flexibler Erzeugungskapazitäten liefern und demzufolge kein regulatorischer Eingriff zur Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit und Systemflexibilisierung notwendig ist. Dabei wurden ebenfalls umfangreiche DSM-Prozesse berücksichtigt, deren Kapazität jedoch exogen vorgegeben wurde und deshalb anhand der Ergebnisse keine Aussage über deren Wirtschaftlichkeit getroffen werden kann. Veit & Gawel (2014, S. 30) erachten auch im Falle nicht ausreichender Markterlöse für DSM ggf. eine staatliche Förderung als sinnvoll, da die umfangreichen gesamtwirtschaftlichen Vorteile einer preiselastischeren Nachfrage den Charakter eines öffentlichen Gutes annehmen können.²³⁴ Hier gilt es zu beachten, dass sich das bestehende DSM-Potenzial einen sowohl sehr unterschiedlichen Nutzen liefern kann als auch durch sehr unterschiedliche Kosten zu aktivieren ist.²³⁵

Um vorhandenes, technisches DSM-Potenzial auch wirtschaftlich nutzen zu können, müssen die Zugangsbedingungen für die in Frage kommenden Märkte so gestaltet sein, dass eine Teilnahme von DSM-Prozessen möglich ist. Neben einer Beschaffungsoptimierung auf den Spotmärkten kommt eine Vergütung der Leistungsvorhaltung und des -abrufs auf den Regelleistungsmärkten sowie durch ggf. bestehende, zusätzliche Kapazitätsmärkte in Frage (Veit & Gawel, 2014, S. 18 ff.). Damit eine stärkere Orientierung der Stromnachfrage an den kurzfristigen Spotmarktpreisen wirtschaftlich attraktiv ist, müssen die nachgefragten Strommengen entweder ausreichend groß sein und sich die direkte Beschaffung an den kurzfristigen Strombörsen lohnen, oder es werden zeitlich variable Stromtarife seitens der Versorger angeboten, über die das Preissignal an die Endkunden weitergereicht wird und

der Wind- und PV-Stromerzeugung einen hohen Einfluss auf die Menge der notwendigerweise mittels Einspeisemanagement abgeregelten FEE-Stromerzeugung.

²³⁴Neben den von Veit & Gawel (2014, S. 20 ff.) erläuterten Einsatzmöglichkeiten von DSM im Kontext eines angestrebten Umbaus des Stromsystems kann im Allgemeinen eine kurzfristig preiselastischere Nachfrage wesentlich zur Vermeidung von Marktmachtausübung beitragen (siehe hierzu Cramton, 2003).

²³⁵Industrielle und gewerbliche Lasten (vgl. Bertsch et al., 2014, S. 11) bieten in der Regel deutlich höheres Verschiebepotenzial als solche auf der Haushaltsebene (vgl. Kamper, 2009, S. 80 ff.). Zudem sind insbesondere im industriellen Bereich bereits an den kurzfristigen Strompreisen orientierte, flexible Lasten erschlossen, da sich aufgrund der Fixkosten und Zugangsbedingungen die Marktteilnahme erst ab bestimmten Kapazitäten finanziell lohnt bzw. möglich ist.

entsprechende Reaktionen hervorruft. Von regulatorischer Seite her ist die hierfür notwendige, zentral angesiedelte Netz-, Informations- und Kommunikationstechnik zu organisieren, wohingegen sich für die näher an den Endverbraucher angesiedelte Technik aufgrund der stark unterschiedlichen, individuellen Präferenzen der Nutzer eine marktliche Organisation empfiehlt (Klann & Zipp, 2013). Ein Hindernis für die Inanspruchnahme und Effektivität zeitlich variabler Stromtarife kann ein hoher Anteil staatlicher Umlagen, Steuern und Abgaben im Vergleich zu den Strombeschaffungskosten am Endkundenpreis sein, sofern diese zeitlich nicht variabel und verbrauchsabhängig erhoben werden. Durch den geringen Anteil an den variablen Kosten fallen die finanziellen Vorteile einer Reaktion auf kurzfristige Preissignale gering aus und somit auch der Anreiz hierfür (vgl. Häsel, 2014, S. 159 f.; Veit & Gawel, 2014, S. 34). Eine vermehrte DSM-Teilnahme an den Regelleistungsmärkten erfordert, ähnlich wie im Falle für FEE-Anlagen, verkürzte Zeiträume der Leistungsvorhaltung sowie der tatsächlichen Leistungserbringung, die sich nicht im Bereich von einer Woche oder mehreren Tagen, sondern im Bereich weniger Stunden bewegen sollten. Zusätzlich wird eine Teilnahme durch eine Verringerung der Mindestangebotsgrößen vereinfacht (vgl. Veit & Gawel, 2014, S. 34 ff.).

Zusammenfassend sollten zuerst die in den bereits existierenden Märkten vorhandenen Potenziale für eine Aktivierung von DSM-Prozessen genutzt werden. Dies beinhaltet zum einen die regulatorische Unterstützung der Einführung variabler Stromtarife durch die Versorger über die Bereitstellung der technischen Infrastruktur. Eine preiselastischere Nachfrage erhöht tendenziell die Durchschnittserlöse dargebotsabhängiger Technologien. Zum anderen führt die beschriebene Anpassung der Regelleistungsmärkte nicht nur direkt zu zusätzlichen Einnahmen für FEE-Anlagen, sondern auch zu einer stärkeren DSM-Teilnahme und Marktverdrängung fossiler Kapazitäten. Erst wenn diese Maßnahmen nicht für eine Flexibilisierung der Nachfrage und Schmälerung des Systemkonflikts bei einem hohen FEE-Anteil ausreichen, sollte über die regulatorische Schaffung zusätzlicher Märkte für verschiebbare Lasten nachgedacht werden (siehe hierzu Finon & Roques, 2013).

Den Simulationen von Hirth (2013) und Höfling (2013) zufolge kann sich eine Erweiterung der Grenzkuppelstellenkapazitäten positiv auf die Markterlöse von FEE-Anlagen innerhalb eines Stromsektors auswirken. Durch den teilweisen Zusammenschluss der Nachfrage, aber auch von Erzeugungs-, DSM- und Speicherkapazitäten im entsprechenden Umfang der bestehenden Interkonnektoren entstehen positive Ausgleichseffekte, eine Flexibilisierung der Nachfrage und ein kostenoptimierter Einsatz von Erzeugungsanlagen, die letztlich zu einer besseren Systemintegration

beitragen. Der in Abbildung 23(c) vereinfacht dargestellte Effekt tritt jedoch nur dann auf, solange sich durch die erhöhten Verbindungskapazitäten zwischen zwei oder mehreren Stromsektoren die Gleichzeitigkeit der FEE-Stromerzeugung in den betroffenen Gebieten verringert. Ist dies nicht der Fall und Situationen mit einer hohen FEE-Erzeugung treten in den Sektoren tendenziell gleichzeitig auf, hat eine Erhöhung der Grenzkuppelkapazitäten einen deutlich geringeren, positiven Effekt auf die FEE-Markterlöse. Die Ergebnisse der Schätzung des Regressionsmodells in Kapitel 4.3.3 haben in der Tendenz einen positiven Effekt auf die FEE-Markterlöse bei einem steigenden Export von elektrischer Energie ins Ausland erkennen lassen.²³⁶ Der Ausbau und die Koordination der Grenzkuppelstellen erfordert eine internationale Kooperation von Politik, Regulierungsinstitutionen und Netzbetreibern. Innerhalb der EU ist dies in der EU-Verordnung Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur (EU, 2013) sowie über den 10-Jahres Netzentwicklungsplan der ENTSO-E (2014) geregelt.

Alle in diesem Kapitel besprochenen regulatorischen Maßnahmen dienen, auch wenn nicht zwingend primär, der Erhöhung der durchschnittlichen Erlöse von FEE-Anlagen in einem liberalisierten Stromsektor. Diese sind, gemeinsam mit einem jeweils zugeordneten Zweck, in Tabelle 20 zusammenfassend aufgelistet. Deren generelle Notwendigkeit ergibt sich aus dem quantifizierten MOE, aufgrund dessen das Erreichen der Marktfähigkeit von FEE-Anlagen bei einem politisch angestrebten, hohen Anteil nach heutigen empirischen Erkenntnissen gefährdet ist. Um dem Konflikt zwischen bestehendem und erwünschtem Versorgungssystem entgegenzuwirken, sind regulatorische Änderungen der vorhandenen Marktregeln sowie ggf. neue Eingriffe erforderlich. Deren Zweck sollte es zunächst sein, den über die Märkte refinanzierten Anteil des politisch induzierten FEE-Zubaus zu maximieren, ohne die Zielerreichung zu gefährden.

²³⁶Für die entsprechende Variable *Trade* wurde im Modell 11 mit wöchentlicher Auflösung ein signifikanter, positiver Koeffizient geschätzt. In dem betrachteten Zeitraum hatte der Stromexport folglich einen positiven Effekt auf die Markterlöse von FEE-Anlagen, falls die Zeitpunkte einer hohen Erzeugung und eines hohen Exports zusammenfielen. In Modell 7b für das Jahr 2012 wurde hingegen ein signifikanter, negativer Koeffizient geschätzt. Dies kann jedoch auf die Besonderheiten eines hohen Stromexports in den früheren Nachmittagsstunden in diesem Zeitraum zurückgeführt werden (vgl. S. 186 dieser Arbeit).

Tabelle 20: Regulatorische Maßnahmen zur Unterstützung der Marktfähigkeit von FEE-Anlagen (eigene Darstellung)

Maßnahme	Zweck
Ausgestaltung des Emissionshandelssystems als hybrides Preis-Mengeninstrument zur Reduzierung der Preisunsicherheit	Langfristig widerspruchsfreie und stabile Rahmenbedingungen
Abbau von direkten und indirekten Subventionen der fossilen Stromerzeugung	
Ordnungspolitische Regelung zum Einsatz von Kernenergie, CCS und Fracking	
Aufrechterhaltung des Flexibilisierungsdrucks auf konventionelle Kraftwerke	kurz- und langfristige Effizienz der Systemtransformation
Flexibilisierung der Refinanzierungsinstrumente für regelbare EE-Anlagen	
Bedachte Marktintegration von FEE-Anlagen	
Anpassung der zeitlichen Fristen der Regelleistungsmärkte für eine Unterstützung der Teilnahme von FEE und DSM	Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit und Reduzierung der Systemkosten
Erhöhung der Preiselastizität der Nachfrage durch Unterstützung und Vorbereitung von zeitvariablen Stromtarifen	
Ausbau der Grenzkuppelstellen zu benachbarten Stromsektoren	
Schaffen einer Vermarktungsmöglichkeit der Grünstromeigenschaft zur Abschöpfung der Zahlungsbereitschaft	Freiwillige Umverteilung zur Reduzierung der Differenzkosten

6 Fazit und Ausblick

Der Ausbau der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien ist weltweit ein häufiger, zentraler Bestandteil der nationalen oder kontinentalen Energiepolitik. Damit findet eine Reaktion auf die steigenden Treibhausgasemissionen, dem daraus resultierenden Fortschreiten des globalen Klimawandels, aber auch auf die Endlichkeit fossiler und atomarer Ressourcen sowie die hierdurch bedrohte langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Regionen mit hoher Importabhängigkeit statt. Der damit verbundene Umbau des Stromsystems wird auch als *Systemtransformation* bezeichnet. Für die Förderung dieses Vorhabens, mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung als Kernelement, werden verschiedene Instrumente eingesetzt, die sich insbesondere durch eine unterschiedliche Risikoverteilung zwischen Anlagenbetreibern und Endverbrauchern unterscheiden. Auf lange Frist sollen die regenerativen Stromerzeugungsanlagen die Marktfähigkeit erreichen. Darunter wurde in der vorliegenden Arbeit verstanden, dass die Differenz zwischen den durchschnittlichen Erlösen auf den Märkten des Stromsektors und den Stromgestehungskosten einer bestimmten Technologie größer oder gleich Null ist.

Der liberalisierte Stromsektor zeichnet sich einerseits durch wettbewerbliche Strukturen auf den Wertschöpfungsstufen der Erzeugung, des Vertriebs sowie des Handels und andererseits durch einen regulierten Netzbereich aus. Ein zentraler Bestandteil stellen die kurzfristigeren Großhandelsmärkte für elektrische Energie dar, an denen sich der Referenzpreis für die weiteren Märkte bildet. Das zusätzliche Angebot von Strom aus fluktuierenden, nicht auf Brennstoffen basierenden, erneuerbaren Energien weist sehr geringe Grenzkosten auf und hat bei einer theoretischen Betrachtung nach dem Merit-Order-Modell einen preissenkenden Effekt auf dem wettbewerblichen Stromgroßhandel (Amundsen & Mortensen, 2001; Jensen & Skytte, 2002). Der sogenannte Merit-Order-Effekt kann eine systematische, fortschreitende Reduzierung der durchschnittlichen Markterlöse von fluktuierenden erneuerbaren Energien bei ihrem weiteren Ausbau bewirken. Aufgrund der weltweit hohen Bedeutung von dargebotsabhängigen Energien zur Erreichung energiepolitischer Ziele stellt sich daher die Frage, ob entsprechende Technologien die Marktfähigkeit im liberalisierten Stromsektor erreichen können.

Eine Auswertung der Literatur zur Quantifizierung des Merit-Order-Effekts ergab, dass sich empirische Methoden im Allgemeinen und Regressionsmodelle im Speziellen für die Bearbeitung der Fragestellung eignen. Darüber hinaus konnte ein Mangel an empirischen Arbeiten sowie ein Verbesserungspotenzial hinsicht-

lich der Nachvollziehbarkeit der Methodik, der verwendeten Datenbasis und den davon abgeleiteten Variablen identifiziert werden. Um diese Forschungslücke zu schließen, wurde auf der Grundlage bestehender Literatur (u. a. Gelabert et al., 2011; Würzburg et al., 2013; Cludius et al., 2014) ein multiples lineares Regressionsmodell aufgestellt, dass sich durch eine hohe Transparenz und eine korrigierte Auswahl der Variablen auszeichnet. Dieses wurde anschließend für die Schätzung des Merit-Order-Effekts im deutsch-österreichischen Stromsektors verwendet, der sich aufgrund des bereits hohen Anteils von fluktuierender Erzeugungskapazität, der ehrgeizigen, langfristigen Ausbauziele sowie der sehr guten Verfügbarkeit der notwendigen Daten in besonderem Maße als Untersuchungsgebiet eignet.

Die Schätzergebnisse zeigen, dass im Untersuchungszeitraum ein signifikanter Merit-Order-Effekt infolge der Veräußerung von Strommengen aus Wind- und Photovoltaikanlagen am Day-Ahead-Handel aufgetreten ist. Die Ergebnisse wurden in mehreren Modellspezifikationen und abschließend durchgeführten Robustheitstests bestätigt. Im Vergleich zu bisherigen, komparablen Studien liegen die Ergebnisse in einer ähnlichen Größenordnung, wobei für das aktuellste untersuchte Jahr keine Vergleichswerte existieren. Die Höhe des geschätzten absoluten preissenkenden Effekts ist mit steigender Stromerzeugung aus fluktuierenden Stromerzeugungsanlagen stetig gestiegen. Der spezifische Effekt der aggregierten Erzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen hat sich ebenfalls erhöht.²³⁷ Dies deutet auf eine Verdrängung von fossilen Grenzkraftwerken mit durchschnittlich steigenden Grenzkosten hin. Die Jahresbilanzen der Stromerzeugung des betrachteten Stromsektors bestätigen das Ergebnis der Untersuchung.

Wegen des begrenzten Beobachtungszeitraums lassen sich auf Grundlage der Regressionsergebnisse keine verlässlichen mittel- und längerfristigen Prognosen treffen. Dennoch zeigt der Trend der Ergebnisse, unter Beachtung der bisherigen und prognostizierten zukünftigen Degression der Stromgestehungskosten von fluktuierenden Technologien, deutlich, dass das Erreichen der Marktfähigkeit solcher Anlagen im liberalisierten Stromgroßhandel infolge des Merit-Order-Effekts gefährdet sein kann. Mittels Simulationen erstellte Szenarien und Prognosen der durchschnittlich erzielten Markterlöse der dargebotsabhängigen Stromerzeugung bei ihrem fortschreitenden Ausbau deuten mehrheitlich auf ein Nichterreichen hin (Hirth, 2013; Höfling, 2013; Kopp et al., 2012). Die gewonnen Erkenntnisse aus der

²³⁷Bei einer nach Technologie differenzierten Betrachtung fällt das Ergebnis unterschiedlich aus. Während der spezifische Merit-Order-Effekt der Winderzeugung von 2011 bis 2013 durchgängig gestiegen ist, ist der Effekt der Photovoltaik-Erzeugung von 2011 auf 2012 gefallen, im Jahr 2013 jedoch wieder über das Niveau von 2011 gestiegen.

empirischen Untersuchung sowie aus der Analyse der Simulationsstudien wurden für die Erarbeitung von Vorschlägen zur Anpassung der Organisationsregeln des Stromsektors genutzt, die der systematischen Reduzierung der durchschnittlichen Markterlöse der betroffenen Technologien entgegenwirken sollen.

Die Diskussion der Literatur zur Marktintegration erneuerbarer Energien kam zu dem Schluss, dass das zur Bewertung von regulatorischen Maßnahmen und Instrumenten häufig an erster Stelle aufgeführte Kriterium der Kosteneffektivität wichtige Aspekte im Zusammenhang mit der Transformation des Stromsystems ausblendet. Dies betrifft zum einen Verteilungsfragen zwischen Produzenten- und Konsumentenrente, die einen bedeutenden Einfluss auf die Fördereffizienz eingesetzter Instrumente zum Ausbau regenerativer Stromerzeugung haben können (vgl. del Río & Cerdá, 2014; Kitzing & Mitchell, 2014; Henriot & Glachant, 2013). Zum anderen werden durch eine statische Betrachtungsweise dynamische Entwicklungsprozesse vernachlässigt, welche sowohl die Kostensenkung der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien als auch die Anpassung des existenten, überwiegend regelbaren Kraftwerksparks betreffen, die mit wesentlichen Folgen für die Markterlöse dargebotsabhängiger Technologien verbunden ist (Diekmann, 2008; Leprich et al., 2013a). Dieses Ergebnis ist mit in die Erarbeitung von Vorschlägen zur Anpassung des Stromsektors eingeflossen.

Auf marktlicher Ebene wurde die positive Wirkung von Wettbewerb zwischen Strombörsen auf deren Innovationsfähigkeit anhand eines konkreten Beispiels erläutert. Eine Anpassung der Handelsregeln oder die Einführung neuartiger Produkte zur Absicherung der Risiken, die bei einer Vermarktung der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien entstehen, sowie zur Absicherung und zur ausreichenden Entlohnung der technisch notwendigen Flexibilitätsoptionen, können eine Verbesserung der Vermarktungsmöglichkeiten dargebotsabhängiger Erzeugung bewirken. Konkrete Vorschläge aus der relevanten Literatur betreffen hauptsächlich die Verkürzung der Handelszeiten sowie der zeitlichen Differenz zwischen Handelsschluss und Erbringungszeitpunkt (u. a. Hauser & Zipp, 2013; Held et al., 2014; Henriot & Glachant, 2013). Die wirksame Implementierung solcher Anpassungen durch die Betreiber der kurzfristigen Großhandelsplätze erfordert jedoch eine Unterstützung seitens der regulatorischen Rahmenbedingungen. Dies betrifft zum einen die Makrostrukturen der liberalisierten Strommärkte, die eine parallele Existenz mehrerer Strombörsen zulassen müssen. Zum anderen müssen die staatlichen Regularien die notwendigen Freiheiten bei der Vermarktung der erneuerbaren Strommengen gewährleisten.

Das vorherrschende Paradigma der Liberalisierung steht im Widerspruch zu umfangreicheren staatlichen Eingriffen in den Stromsektor. Dennoch ist eine prägende Rolle des Staates bei der Transformation des Stromsystems aufgrund der vielfältigen Marktversagen im Bereich der Elektrizitätsversorgung und der bestehenden, auf zentrale regelbare und konventionelle Großkraftwerke ausgelegten Infrastruktur erforderlich. Ist der Aus- und Umbau des Versorgungssystems hin zu einem stärker dezentralen und auf fluktuierenden erneuerbaren Energien als Säulen aufgebauten System volkswirtschaftlich wünschenswert und Teil der energiepolitischen Ziele, ist es die Aufgabe des Staates dafür zu sorgen, dass die nötigen, langfristigen Investitionen für energiewirtschaftliche Akteure und Investoren betriebswirtschaftlich attraktiv sind (Gawel et al., 2014). Auf regulatorischer Ebene wurden mehrere Änderungs- oder Ergänzungsmaßnahmen identifiziert, bei deren Umsetzung die Risiken hinsichtlich der energiepolitischen Ziele sorgsam abgewogen werden müssen.

Eine Ausgestaltung des Emissionshandels zwischen Preis- und Mengeninstrument, der ein effektives Knappheitssignal sendet, ein Abbau von Subventionen für die fossile Stromerzeugung, die Unterstützung einer Flexibilisierung der Stromnachfrage sowie eine Anpassung der Regelleistungsmärkte an die Charakteristika einer zunehmend dezentralen und fluktuierenden Stromerzeugung sind Maßnahmen mit einer stark positiven Wirkungstendenz für eine angehende Systemtransformation, die möglichst über Markterlöse zu refinanzieren ist. Ebenfalls aus Sicht der regenerativen Technologien positiv zu beurteilen sind ordnungspolitische Maßnahmen wie ein Verbot der Kernkraftnutzung, der CCS-Technologie oder von Fracking. Diese sind jedoch mit einem umfangreicheren staatlichen Eingriff verbunden und auf eine besonders hohe gesellschaftliche Akzeptanz angewiesen.

Die Ausgestaltung der staatlichen Refinanzierungsinstrumente für regelbare und fluktuierende erneuerbare Stromerzeugungstechnologien ist mit vielfältigen und weniger eindeutigen Effekten verbunden. Dabei steht die Wirkung zusätzlicher Risiken auf Betreiber und Investoren im Vordergrund, die auf der einen Seite mögliche positive Effekte auf die kurz- und langfristig angestrebten Ziele einer stärkeren Marktintegration hervorrufen können, auf der anderen Seite aber auch die zentralen energiepolitischen Ausbauziele regenerativer Stromerzeugung sowie weitere Ziele, wie den Erhalt der Akteursvielfalt oder die Vermeidung von Marktmachtmissbrauch, gefährden können. Daher sind für solche Maßnahmen eine zuerst optionale oder über Leistungsschwellen begrenzte Einführung zu empfehlen, deren Folgen bei Vorliegen ausreichender Daten evaluiert werden sollte (Zipp, 2015). Ein ebenfalls wichtiger Bestandteil der staatlichen Einflussnahme besteht in der Aufrechterhaltung eines

gewissen finanziellen Flexibilisierungsdrucks auf konventionelle Großkraftwerke, der für eine Anpassung des regelbaren Kraftwerksparks an die Charakteristika einer zunehmend fluktuierenden Stromerzeugung unerlässlich ist.

Die in dieser Arbeit vorgeschlagenen marktlichen und regulatorischen Maßnahmen zur Erhöhung der Markterlöse von fluktuierenden erneuerbaren Energien sehen keine fundamentale Änderung des Stromsektordesigns vor und stellen die Liberalisierung nicht grundsätzlich in Frage. Es ist hervorzuheben, dass das Erreichen der Marktfähigkeit nicht unausweichlich eine bedingungslose Marktintegration im Sinne einer unmittelbaren Marktteilnahme und vollen Übernahme des Preisrisikos voraussetzt. Vielmehr kann es ebenfalls ausreichend sein, die Finanzierungskosten mittels einer Risikoabwälzung niedrig zu halten und somit die gesamten, auf den Märkten zu refinanzierenden Kosten möglichst zu minimieren. Hierfür sind nicht zwingend regulatorisch fest vorgegebene Vergütungen erforderlich, sondern ebenfalls indirekte Instrumente zur Risikoabwälzung geeignet. Sollten sich bei einem weiteren Zubau bei gleichzeitiger Realisierung der Vorschläge abzeichnen, dass dargebotsabhängige Technologien innerhalb der langfristigen energiepolitischen Ausbauziele die Marktfähigkeit nicht erreichen werden, ist der Diskussionsprozess eines umfassenden Systemwechsels neu zu führen. In diesem Fall bestünde energiewissenschaftlicher und -politischer Handlungsbedarf zur Weiterentwicklung und langfristigen Einbettung von Refinanzierungsinstrumenten für fluktuierende erneuerbare Energien in das Stromsektordesign.

Die vorliegende Arbeit präsentiert eine Methode zur Quantifizierung des kurzfristigen Merit-Order-Effekts, dessen Höhe und zeitliche Entwicklung von hoher Relevanz für das Erreichen der Marktfähigkeit von fluktuierenden erneuerbaren Energien ist. Die Arbeit liefert durch die Neudefinition der Variablen zur Erfassung der fossilen Stromerzeugungsgrenzkosten, der Verwendung des Nettostromverbrauchs anstatt der vertikalen Netzlast sowie des Einbezugs des Stromhandelssaldos einen Beitrag zur Weiterentwicklung bisher genutzter Regressionsmodelle. Die verwendete Methode kann ebenfalls zur Quantifizierung des Entlastungseffekts für Unternehmen genutzt werden, die nicht zur Zahlung der Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugung verpflichtet sind, jedoch in Form sinkender Strombezugskosten infolge des Merit-Order-Effekts profitieren (siehe hierzu Löschel et al., 2014b).

Die Ergebnisse der Arbeit verdeutlichen, dass durch den energiepolitisch vorangetriebenen Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien die Organisation des Stromsektors an deren Charakteristika angepasst werden muss, um dem stetigen

Absinken der Markterlöse und der damit implizierten Gefährdung der Marktfähigkeit entgegenzuwirken. Im Fall einer Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen ist deren laufende Bewertung erforderlich. Insbesondere bei der zeitlich parallelen Realisierung sind mögliche, ungewollte Wechselwirkungen zu beachten, die nach dem heutigen Stand der Forschung, der Technik, aber auch unter der aktuellen energiepolitischen Situation noch nicht absehbar sind. Hieraus ergibt sich Bedarf an geeigneten empirischen Methoden zur Quantifizierung und Evaluierung der ausgelösten Effekte. Neue Entwicklungen im Elektrizitätssektor, speziell mit Auswirkungen auf die kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage, sind dabei zu berücksichtigen.²³⁸ Die vorliegende Arbeit liefert einen Beitrag zum grundlegenden Verständnis des bei einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien auftretenden Systemkonflikts sowie zur Bestimmung des hierdurch verursachten Merit-Order-Effekts und zur dadurch notwendigen Weiterentwicklung des Stromsektordesigns.

²³⁸Eine zentrale Annahme des in der vorliegenden Arbeit aufgestellten Regressionsmodells ist, dass die Nachfrage nach elektrischer Energie kurzfristig vollkommen preisunelastisch ist und nicht auf Preissignale des Spotmarkts reagiert. Diese Annahme ist erforderlich, um den Stromverbrauch als erklärende Variable für den vortäglichen Spotmarktpreis verwenden zu können.

Literatur

- AAPX/BELPEX/EPEX SPOT (2013): *Joint Statement on negative prices in Belgium and France on 16 June 2013*. Abgerufen am 08.05.2014 unter: <http://static.epexspot.com/document/23848/JointStatementAPXEPEXJuly.pdf>.
- ACKERMAN, F., STANTON, E. A., HOPE, C. & ALBERTH, S. (2009): *Did the Stern Review underestimate US and global climate damages?* In: *Energy Policy*, **37**, 7: 2717–2721.
- ACKERMANN, T., CHEREVATSKIY, S., BROWN, T., ERIKSSON, R., SAMADI, A., GHANDHARI, M., SÖDER, L., LINDENBERGER, D., JÄGEMANN, C., HAGSPIEL, S. ET AL. (2013): *Smart Modelling of Optimal Integration of High Penetration of PV – Smooth PV*. Finaler Report Part 1. Abgerufen am 22.11.2013 unter: http://smooth-pv.info/doc/SmoothPV_Final_Report_Part1.pdf.
- AGEE-STAT (2014): *Energiedaten und -prognosen*. Regelmäßig aktualisierte Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Abzurufen unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html>.
- AKAIKE, H. (1973): *Information Theory and an Extension of the Maximum Likelihood Principle*. In: *Second International Symposium on Information Theory*, 267–281. Akademiai Kiado, Budapest.
- ALBERS, S., KLAPPER, D., KONRADT, U., WALTER, A. & WOLF, J. (2009): *Methodik der empirischen Forschung*. 3 Aufl. Gabler Verlag.
- ALLAZ, B. & VILA, J. (1993): *Cournot competition, forward markets and efficiency*. In: *Journal of Economic Theory*, **59**, 1: 1–16.
- AMELIN, M. (2009): *Comparison of capacity credit calculation methods for conventional power plants and wind power*. In: *IEEE Transactions on Power Systems*, **24**, 2: 685–691.
- AMMON, D.-V. M. (2013): *Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik im deutschen Energiemix–Neudefinition des Ansatzes der Netzparität*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, **37**, 3: 219–229.
- AMUNDSEN, E. S., BALDURSSON, F. M. & MORTENSEN, J. B. (2006): *Price volatility and banking in green certificate markets*. In: *Environmental and Resource Economics*, **35**, 4: 259–287.
- AMUNDSEN, E. S. & MORTENSEN, J. B. (2001): *The Danish green certificate system: some simple analytical results*. In: *Energy Economics*, **23**, 5: 489–509.
- ANDOR, M., FLINKERBUSCH, K., JANSSEN, M., LIEBAU, B. & WOBEN, M. (2010): *Negative Strompreise und der Vorrang erneuerbarer Energien*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, **34**, 2: 91–99.

- ANDOR, M. A., FRONDEL, M. & VANCE, C. (2014): *Hypothetische Zahlungsbereitschaft für grünen Strom: Bekundete Präferenzen privater Haushalte für das Jahr 2013*. In: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, **15**, 4: 355–366.
- APPELRATH, H., KAGERMANN, H. & MAYER, C. (2012): *Migrationspfade ins Internet der Energie*. Studie im Rahmen der E-Energy-Initiative vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- ARROW, K. J. (1962): *The economic implications of learning by doing*. In: The Review of Economic Studies, **29**, 3: 155–173.
- AT KEARNEY (2008): *Ownership Unbundling-Der richtige Weg für mehr Wettbewerb?* Zusammenfassung der Studienergebnisse, präsentiert im Januar 2008 in Berlin. Abgerufen am 15.08.2012 unter: http://www.atkearney.de/content/misc/wrapper.php/id/50145/name/pdf_atkearney_studie_hp_1200992938c349.pdf.
- AVERCH, H. & JOHNSON, L. (1962): *Behavior of the firm under regulatory constraint*. In: The American Economic Review, **52**, 5: 1052–1069.
- BAGEMIHL, J. (2003): *Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt*. Dissertation, Fakultät Energietechnik der Universität Stuttgart.
- BARKER, J., TENENBAUM, B. & WOOLF, F. (1997): *Governance and regulation of power pools and system operators: an international comparison*, Bd. 23. World Bank Publications.
- BARNETT, V. & LEWIS, T. (1994): *Outliers in statistical data*, Bd. 3. Wiley New York.
- BARTELS, M., GATZEN, C., LINDENBERGER, D., MÜSGENS, F., PEEK, M., SEELIGER, A., STEUBER, D., WISSEN, R., HOFER, P., KIRCHNER, A. ET AL. (2005): *Energiereport IV. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose*. Oldenbourg.
- BAUMOL, W. (1977): *On the proper cost tests for natural monopoly in a multiproduct industry*. In: The American Economic Review, **67**, 5: 809–822.
- BAUMOL, W. (1986): *Microtheory: Applications and Origins*. MIT Press.
- BAUMOL, W. & KLEVORICK, A. (1970): *Input choices and rate-of-return regulation: An overview of the discussion*. In: The Bell Journal of Economics and Management Science, 162–190.
- BDEW (2014): *Stromaustausch mit dem Ausland. Hintergrundinformation zu den physikalischen Lastflüssen Deutschlands mit dem Ausland im europäischen Kontext*. Informationspapier des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Abgerufen am 28.08.2013 unter: <https://bdew.de/internet.nsf/>

- id/20140114-pi-mueller-grundlegende-reform-des-eeg-ist-eine-%
kernaufgabe-der-neuen-bundesregierung-2014/\$file/BDEW%
20Hintergrundinformationen%20Stromtausch%20mit%20dem%20Ausland.
pdf.
- BECHBERGER, M., KÖRNER, S. & REICHE, D. (2003): *Erfolgsbedingungen von Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt*. In: FU Berlin, FFU-report.
- BERGEK, A. & JACOBSSON, S. (2010): *Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003–2008*. In: *Energy Policy*, **38**, 3: 1255–1271.
- BERTSCH, J., GROWITSCH, C., LORENCZIK, S. & NAGL, S. (2014): *Flexibility in Europe's power sector—An additional requirement or an automatic complement?* In: *Energy Economics*.
- BLANCO, M. I. (2009): *The economics of wind energy*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **13**, 6: 1372–1382.
- BLIEM, M., FRIEDL, B., BALABANOV, T. & ZIELINSKA, I. (2011): *Energy [r]evolution 2050—Der Weg zu einer sauberen Energiezukunft für Österreich*. Research Report des Instituts für Höhere Studien, Wien. Abgerufen am 05.09.2014 unter: https://www.ihs.ac.at/publications/lib/energie_2050.pdf.
- BMLFUW (2013): *Erneuerbare Energien in Zahlen - Die Entwicklung erneuerbare Energie in Österreich im Jahr 2012*. Abgerufen am 31.08.2014 unter: http://www.bmlfuw.gv.at/dms/lmat/umwelt/energie-erneuerbar/zahlen/Erneuerbare-Energie-in-Zahlen_2012/Erneuerbare%20Energie%20in%20Zahlen_2012.pdf.
- BMWFJ (2010): *Eckpunkte der Energiestrategie Österreich*.
- BMWi (2014a): *Ein Strommarkt für die Energiewende*. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Abgerufen am 28.12.2014 unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi (2014b): *Zweiter Monitoring-Bericht Energie der Zukunft*. Bericht der Bundesregierung, herausgegeben vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Abgerufen am 13.09.2014 unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/zweiter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BNE (2014): *Stellungnahme zur Konsultation der Bundesnetzagentur zur geplanten Änderung der Asugleichsmechanismus-Ausführungsverordnung*. Stellungnahme des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft e.V. Abgerufen am 17.03.2015

- unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/AusglMechAV/Konsultation_3.Novelle/Konsultation.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- BNETZA (2012): *Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen zur Ausgleichsmechanismusverordnung*.
- BNETZA (2014a): *Konsultation zur Novelle der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung*. Konsultation der Bundesnetzagentur. Abgerufen am 17.03.2015 unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/AusglMechAV/Konsultation_3.Novelle/Konsultation.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- BNETZA (2014b): *Monitoringbericht 2013. Stand Juni 2014*. Abgerufen am 14.08.2014 unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=15f.
- BOFINGER, P. (2010): *Grundzüge der Volkswirtschaftslehre: eine Einführung in die Wissenschaft von Märkten*. 3. Aufl. Pearson Education.
- BOFINGER, P. (2013): *Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg?* Gutachten im Rahmen des Projekts „Stromsystem-Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes.“ Auftraggeber: Baden-Württemberg Stiftung gGmbH unter Federführung der IZES gGmbH. Abgerufen am 12.03.2015 unter: http://www.rz.uni-wuerzburg.de/fileadmin/12010100/Publikationen/Bofinger/Diskussionsbeitraege_und_Gutachten/Gutachten_Bofinger_EEG.pdf.
- BOHN, R., CARAMANIS, M. & SCHWEPPE, F. (1984): *Optimal pricing in electrical networks over space and time*. In: The Rand Journal of Economics, 360–376.
- BOHN, T. & MARSCHALL, H. (1992): *Die technische Entwicklung der Stromversorgung*. In: Die Geschichte der Stromversorgung. Frankfurt/Main, 39–120.
- BONTRUP, H. & MARQUARDT, R. (2010): *Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft: Branchenentwicklung-Unternehmensstrategien-Arbeitsbeziehungen*. edition sigma.
- BORENSTEIN, S. (2005): *The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing*. In: Energy Journal, **26**, 3: 93–116.
- BORENSTEIN, S. (2012): *The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation*. In: Journal of Economic Perspectives, **26**, 1: 67–92.

- BORENSTEIN, S., BUSHNELL, J. & KNITTEL, C. (1999): *Market power in electricity markets: beyond concentration measures*. In: The Energy Journal, 65–88.
- BORENSTEIN, S., BUSHNELL, J. & WOLAK, F. (2002): *Measuring Market Inefficiencies in Californias Restructured Wholesale Electricity Market*. In: The American Economic Review, **92**, 5: 1376–1405.
- BORGMANN, E. (2005): *Preisrisikomanagement im liberalisierten deutschen Strommarkt*. Dissertation, Universitätsbibliothek der TU Bergakademie Freiberg.
- BOWER, J. & BUNN, D. (2000): *Model-Based Comparisons of Pool and Bilateral Markets for Electricity*. In: The Energy Journal, **21**, 3: 1–30.
- BRANKER, K., PATHAK, M. & PEARCE, J. (2011): *A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity*. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, **15**, 9: 4470–4482.
- BRAUN, F., SCHMIDT-EHMCKE, J. & ZLOCZYSTI, P. (2010): *Innovative activity in renewable energy technologies: Empirical evidence on knowledge spillovers using patent data*. In: DIW Berlin Discussion Paper, **993**.
- BROYLES, J. (2003): *Financial Management and Real Options*. John Wiley & Sons.
- BRUNEKREEFT, G. & KELLER, K. (2001): *Sektorspezifische Ex-ante-Regulierung der deutschen Stromwirtschaft?*
- BRUNNER, C. (2014): *Changes in electricity spot price formation in Germany caused by a high share of renewable energies*. In: Energy Systems, **5**, 1: 45–64.
- BUNDESKARTELLAMT (2011): *Sektoruntersuchung Stromerzeugung und Stromgroßhandel*. Bericht gemäß §32e Abs. 3 GWB.
- BUTLER, L. & NEUHOFF, K. (2008): *Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development*. In: Renewable Energy, **33**, 8: 1854–1867.
- CARTER, R. M., DE FREITAS, C., GOKLANY, I. M., HOLLAND, D., LINDZEN, R. S., BYATT, I., CASTLES, I., HENDERSON, D., LAWSON, N., MCKITRICK, R. ET AL. (2006): *The Stern review: A Dual Critique*. In: World Economics, **7**, 4: 165–232.
- CHAO, H. & WILSON, R. (1987): *Priority service: Pricing, investment, and market organization*. In: The American Economic Review, 899–916.
- CHAO, H. & WILSON, R. (2001): *Design of wholesale electricity markets*. In: Electric Power Research Institute, Draft 990101.
- CHAO, H. & WILSON, R. (2002): *Multi-dimensional procurement auctions for power reserves: Robust incentive-compatible scoring and settlement rules*. In: Journal of Regulatory Economics, **22**, 2: 161–183.

- CHATTERJEE, S. & HADI, A. (1977): *Regression Analysis by Example*. Wiley Series in Probability and Statistics. Wiley, New York.
- CLENS (2014): *Stellungnahme zur Konsultation der Bundesnetzagentur zur geplanten Änderung der Asugleichsmechanismus-Ausführungsverordnung*. Stellungnahme der Clean Energy Sourcing AG. Abgerufen am 17.03.2015 unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/AusglMechAV/Konsultation_3.Novelle/SN_Aend_AusglMechAV_Clean-Energy-Sourcing.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- CLUDIUS, J., HERMANN, H., MATTHES, F. C. & GRAICHEN, V. (2014): *The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications*. In: *Energy Economics*, **44**: 302–313.
- CONNOLLY, D., LUND, H., MATHIESEN, B. & LEAHY, M. (2010): *A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems*. In: *Applied Energy*, **87**, 4: 1059–1082.
- CONSENTEC/R2B (2010): *Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.
- COOK, R. & WEISBERG, S. (1982): *Residuals and Influence in Regression*. Monographs on statistics and applied probability. Chapman & Hall.
- COOK, R. D. (1977): *Detection of influential observation in linear regression*. In: *Technometrics*, 15–18.
- COPELAND, T., WESTON, J. & SHASTRI, K. (2008): *Finanzierungstheorie und Unternehmenspolitik*, Bd. 1. 4 Aufl. Pearson Studium.
- CRAMTON, P. (2003): *Electricity market design: The good, the bad, and the ugly*. In: *System Sciences, 2003. Proceedings of the 36th Annual Hawaii International Conference on*. IEEE.
- CRAMTON, P. (2004): *Competitive Bidding Behavior in Uniform-Price Auction Markets*. United States of America Federal Energy Regulatory Commission.
- CRAMTON, P. & STOFT, S. (2005): *A capacity market that makes sense*. In: *The Electricity Journal*, **18**, 7: 43–54.
- CRAMTON, P. & STOFT, S. (2006): *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity*. A White Paper for the Electricity Oversight Board.
- CRAMTON, P. & STOFT, S. (2007): *Why we need to stick with uniform-price auctions in electricity markets*. In: *The Electricity Journal*, **20**, 1: 26–37.

- CRASTAN, V. (2012a): *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. 3. Aufl. Springer.
- CRASTAN, V. (2012b): *Elektrische Energieversorgung 2: Energiewirtschaft und Klimaschutz, Elektrizitätswirtschaft, Liberalisierung, Kraftwerkstechnik und alternative Stromversorgung, chemische Energiespeicher*. 3. Aufl. Springer.
- CRASTAN, V. & WESTERMANN, D. (2012): *Elektrische Energieversorgung 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -Führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ*. 3. Aufl. Springer.
- CREW, M. A., FERNANDO, C. S. & KLEINDORFER, P. R. (1995): *The theory of peak-load pricing: a survey*. In: Journal of Regulatory Economics, **8**, 3: 215–248.
- CUTLER, N. J., BOEREMA, N. D., MACGILL, I. F. & OUTHRED, H. R. (2011): *High penetration wind generation impacts on spot prices in the Australian national electricity market*. In: Energy Policy, **39**, 10: 5939–5949.
- DAVIS, B. (1970): *Investment and rate of return for the regulated firm*. In: The Bell Journal of Economics and Management Science, 245–270.
- DE JONGHE, C., DELARUE, E., BELMANS, R. & D’HAESELEER, W. (2011): *Determining optimal electricity technology mix with high level of wind power penetration*. In: Applied Energy, **88**, 6: 2231–2238.
- DEHMEL, F. (2011): *Anreizregulierung von Stromübertragungsnetzen: eine Systemanalyse in Bezug auf ausgewählte Renditeeffekte*. Dissertation, Katholische Universität Eichstätt-Ingolstadt.
- DEL RÍO, P. (2012): *The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements*. In: Energy Policy, **41**: 139–151.
- DEL RÍO, P. & CERDÁ, E. (2014): *The policy implications of the different interpretations of the cost-effectiveness of renewable electricity support*. In: Energy Policy, **64**: 364–372.
- DENHOLM, P. & HAND, M. (2011): *Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity*. In: Energy Policy, **39**, 3: 1817–1830.
- DEPARTMENT OF ENERGY (1988): *Privatising Electricity*. Cm322, London, HMSO.
- DEUTSCH, M., KRAMPE, L., PETER, F. & ROSSER, S. (2014): *Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?* Gutachten im Auftrag der Agora Energiewende, erstellt durch die Prognos AG. Abgerufen am 03.06.2014 unter: http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/140417_Prognos_Agora_Analysis_Decarbonisationstechnologies_EN.pdf.

- DICKEY, D. A. & FULLER, W. A. (1979): *Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root*. In: Journal of the American Statistical Association, **74**, 366: 427–431.
- DIEKMANN, J. (2008): *Analyse und Bewertung des EEG im Vergleich zu anderen Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt*. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Abgerufen am 02.06.2013 unter: http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_wirkungen_kap5.pdf.
- DIEKMANN, J., KEMFERT, C., NEUHOFF, K., SCHILL, W.-P. & TRABER, T. (2012): *Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG*. In: DIW-Wochenbericht, **79**, 45: 15–20.
- DIEKMANN, J., ZIESING, H. & LEPRICH, U. (2006): *Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen*. Forschungsvorhaben gefördert durch die Hans-Böckler-Stiftung, Berlin/Saarbrücken.
- DONG, C. (2012): *Feed-in tariff vs. renewable portfolio standard: An empirical test of their relative effectiveness in promoting wind capacity development*. In: Energy Policy, **42**: 476–485.
- DURBIN, J. (1970): *Testing for serial correlation in least-squares regression when some of the regressors are lagged dependent variables*. In: Econometrica, 410–421.
- E-CONTROL (2011): *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen*. Abgerufen am 05.02.2012 unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/TOR_E_20110302_V2-1.pdf.
- E-CONTROL (2012): *Ökostrombericht 2012*. Bericht der Energie Control Austria gemäß § 52 Abs 1 Ökostromgesetz.
- E-CONTROL (2013): *Ökostrombericht 2013*. Bericht der Energie Control Austria gemäß § 52 Abs 1 Ökostromgesetz.
- EDENHOFER, O., HIRTH, L., KNOPF, B., PAHLE, M., SCHLÖMER, S., SCHMID, E. & UECKERDT, F. (2013): *On the economics of renewable energy sources*. In: Energy Economics, **40**: S12–S23.
- EEA (2014): *Daten der European Environmental Agency*. Veröffentlicht und abgerufen am 12.3.2014 unter: http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/ds_resolveuid/a5b58681dfd3472c92639edfd0a9c886.
- EEG (2014): *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)*. Ausfertigungsdatum 21.07.2014.
- EEX (2012): *Connecting markets*. Abgerufen am 14.09.2012 unter: http://cdn.eex.com/document/110669/EEX_Brosch%C3%BCre_deutsch_2012_Juni.pdf.

- EEX (2015): *Energy Turnaround Products*. Working Paper der European Energy Exchange AG. Abgerufen am 10.03.2015 unter: <https://www.eex.com/blob/84590/04062091590a44b6afedaeda6ef02708/20150210-working-paper-energy-turnaround-products-data.pdf>.
- EHLERS, N. (2011): *Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung*. Dissertation, Technische Universität Berlin.
- EHRENMANN, A. & NEUHOFF, K. (2009): *A comparison of electricity market designs in networks*. In: *Operations research*, **57**, 2: 274–286.
- ENGLE, R. F. & GRANGER, C. W. (1987): *Co-integration and error correction: representation, estimation, and testing*. In: *Econometrica*, 251–276.
- ENTSO-E (2014): *10-Year Network Development Plan*. Abgerufen am 28.03.2015 unter: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20TYNDP%202014%20Report_.pdf.
- EPEX SPOT (2014): *Stellungnahme zur Konsultation der Bundesnetzagentur zur geplanten Änderung der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung*. Stellungnahme der EPEX SPOT SE. Abgerufen am 17.03.2015 unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/AusglMechAV/Konsultation_3.Novelle/SN_Aend_AusglMechAV_EPEX-SPOT.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- ERDMANN, G. & ZWEIFEL, P. (2008): *Energieökonomik: Theorie und Anwendungen*. Springer.
- EU (2009): *Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG*.
- EU (2013): *Verordnung Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnung Nr. 713/2009, Nr. 714/2009 und Nr. 715/2009*.
- EU KOMMISSION (2013): *Greenpaper - A 2030 framework for climate and energy policies*.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (1995): *ExternE: Externalities of Energy*. Series ExternE: external costs of energy. European Commission.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2005): *ExternE: Externalities of Energy. Methodology 2005 Update*. Abgerufen am 27.03.2013 unter: http://www.externe.info/externe_d7/sites/default/files/methup05a.pdf.

- EXAA (2014): *Der Viertelstundenmarkt der Strombörse EXAA*. Fact-Sheet der EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG. Abgerufen am 15.03.2015 unter: <http://www.exaa.at/exaa/docs/factsheet-viertelstunden-deutsch-v5.pdf>.
- FANKHAUSER, S., HEPBURN, C. & PARK, J. (2010): *Combining multiple climate policy instruments: how not to do it*. In: *Climate Change Economics*, **1**, 03: 209–225.
- FARRAR, D. E. & GLAUBER, R. R. (1967): *Multicollinearity in regression analysis: the problem revisited*. In: *The Review of Economic and Statistics*, 92–107.
- FEIJÓO, A., VILLANUEVA, D., PAZOS, J. L. & SOBOLEWSKI, R. (2011): *Simulation of correlated wind speeds: A review*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **15**, 6: 2826–2832.
- FELDER, F. (2001): *An Island of Technicality in a Sea of Discretion”: A Critique of Existing Electric Power Systems Reliability Analysis and Policy*. In: *The Electricity Journal*, **14**, 3: 21–31.
- FELDER, F. A. (2011): *Examining electricity price suppression due to renewable resources and other grid investments*. In: *The Electricity Journal*, **24**, 4: 34–46.
- FELDERHOFF, R., METTKE, M. & FREYER, U. (2007): *Elektrische und elektronische Messtechnik: Grundlagen, Verfahren, Geräte und Systeme*. Hanser Verlag.
- FERNAHL, A., GÖTZ, P., LENCK, T. & FEDERICO, T. (2012): *Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken*. Studienupdate für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Auftrag der TenneT TSO GmbH. Abschlusspräsentation vom 29. Juni 2012. Abgerufen am 12.01.2015 unter: https://www.netztransparenz.de/de/file/2012-06-29_Abschlusspraesentation_Marktwertfaktoren_web.pdf.
- FILIPPINI, M. & WILD, J. (1997): *Ein Pool-Modell für die schweizerische Elektrizitätswirtschaft*.
- FINON, D. & ROQUES, F. (2013): *European Electricity Market Reforms: The “Visible Hand” of Public Coordination*. In: *Economics of Energy and Environmental Policy*, **2**, 2: 107–124.
- FISCHER, C. (2010): *Renewable portfolio standards: when do they lower energy prices?* In: *Energy Journal*, **31**, 1: 101.
- FORREST, S. & MACGILL, I. (2013): *Assessing the impact of wind generation on wholesale prices and generator dispatch in the Australian National Electricity Market*. In: *Energy Policy*, **59**: 120–132.
- FRANK, F. (2011): *Preisbildung von Strom-Forwards: Eine Analyse der Auswirkungen von Schwankungen in Kraftwerksverfügbarkeiten*. Gabler Verlag.

- FRANTZEN, J. & HAUSER, E. (2012): *Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis*. Studie im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft e. V. Abgerufen am 18.12.2012 unter: http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/izes_kurzstudie_preiseff.pdf.
- FRÄSS-EHRFELD, C. (2009): *Renewable Energy Sources: A Chance to Combat Climate Change*. Climate Change Law, Policy and Practice Series. Kluwer Law International.
- FRERIS, L. & INFELD, D. (2008): *Renewable energy in power systems*. Wiley.
- FROHNE, H., LÖCHERER, K., MÜLLER, H., HARRIEHAUSEN, T. & SCHWARZENAU, D. (2011): *Moeller Grundlagen der Elektrotechnik*. Vieweg+Teubner Verlag.
- FRONDEL, M., RITTER, N., SCHMIDT, C. M. & VANCE, C. (2010): *Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience*. In: Energy Policy, **38**, 8: 4048–4056.
- FRONDEL, M. & SCHMIDT, C. M. (2006): *Emissionshandel und Erneuerbare-Energien-Gesetz: Eine notwendige Koexistenz?* In: RWI Positionen.
- FRONDEL, M., SCHMIDT, C. M. & AUS DEM MOORE, N. (2013): *Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien*. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1–15.
- FRONTIER ECONOMICS (2012): *Die Zukunft des EEG - Handlungsoptionen und Reformansätze*. Bericht für die EnBW Energie Baden-Württemberg AG.
- FRONTIER ECONOMICS/EWI (2010): *Energiekosten in Deutschland - Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich*. Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- FRONTIER ECONOMICS/FORMAET (2014): *Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit*. Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- FUDALLA, M., HAHNENSTEIN, L. & HÄDER, M. (2000): *Risikomanagement: Hedging mit Strom-Termingeschäften*. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, **50**, 8: 564–569.
- FÜRSCH, M., MALISCHEK, R. & LINDENBERGER, D. (2012): *Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien-Analyse der kurzen und langen Frist*. In: EWI working paper.
- GAWEL, E., LEHMANN, P., KORTE, K., STRUNZ, S., BOVET, J., KÖCK, W., MASSIER, P., LÖSCHEL, A., SCHOBER, D., OHLHORST, D. ET AL. (2014): *The future of the energy transition in Germany*. In: Energy, Sustainability and Society, **4**, 1: 1–9.

- GAWEL, E. & PURKUS, A. (2013): *Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes—a case study of the German market premium*. In: Energy Policy, **61**: 599–609.
- GELABERT, L., LABANDEIRA, X. & LINARES, P. (2011): *An ex-post analysis of the effect of renewables and cogeneration on Spanish electricity prices*. In: Energy Economics, **33**, S1: S59–S65.
- GIL, H. A., GOMEZ-QUILES, C. & RIQUELME, J. (2012): *Large-scale wind power integration and wholesale electricity trading benefits: estimation via an ex post approach*. In: Energy Policy, **41**: 849–859.
- GIMPEL, H., JENNINGS, N. R., KERSTEN, G. E., OCKENFELS, A. & WEINHARDT, C. [Hrsg.] (2008): *Negotiation, Auctions, and Market Engineering*, Lecture Notes in Business Information Processing 2. Springer, Berlin.
- GLOVER, J., SARMA, M. & OVERBYE, T. (2011): *Power System Analysis and Design: Si Edition*. Thomson Engineering.
- GRANGER, C. W. & NEWBOLD, P. (1974): *Spurious regressions in econometrics*. In: Journal of Econometrics, **2**, 2: 111–120.
- GRASHOF, K. & WEBER, A. (2013): *Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik*. Studie im Auftrag von Greenpeace e.V.
- GRAVE, K., PAULUS, M. & LINDENBERGER, D. (2012): *A method for estimating security of electricity supply from intermittent sources: scenarios for Germany until 2030*. In: Energy Policy, **46**: 193–202.
- GREEN, R. (1999): *The electricity contract market in England and Wales*. In: The Journal of Industrial Economics, **47**, 1: 107–124.
- GREEN, R. (2006): *Electricity liberalisation in Europe—how competitive will it be?* In: Energy Policy, **34**, 16: 2532–2541.
- GREEN, R. & NEWBERY, D. (1992): *Competition in the British Electricity Spot Market*. In: Journal of Political Economy, **100**, 5: 929–953.
- GREEN, R. & VASILAKOS, N. (2010): *Market behaviour with large amounts of intermittent generation*. In: Energy Policy, **38**, 7: 3211–3220.
- GREENE, W. H. (2003): *Econometric Analysis*. 5. Aufl. Pearson Education.
- GRELLET, L. (2009): *Windenergienutzung in Europa: Rechtliche Fragestellungen rund um die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen*. Springer.
- GRICHNIK, D. & VORTMEYER, K. (2002): *Ökonomische Analyse des Energiehandels am Beispiel der European Energy Exchange*. In: Diskussionsbeiträge der Fernuniversität Hagen.

- GRIFFIN, J. & PULLER, S. (2005): *Electricity deregulation: choices and challenges*. 4. Aufl. University of Chicago Press.
- GRIMM, V., OCKENFELS, A. & ZÖTTL, G. (2008a): *Ein Vergleich ausgewählter europäischer Strombörsen*. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, **32**, 3: 162–170.
- GRIMM, V., OCKENFELS, A. & ZÖTTL, G. (2008b): *Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX*. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, **32**, 3: 147–161.
- GROSS, R., HEPTONSTALL, P., ANDERSON, D., GREEN, T., LEACH, M. & SKEA, J. (2006): *The costs and impacts of intermittency*. Report of the Technology and Policy Assessment Function of the UK Energy Research Centre.
- GROTHER, O. & MÜSGENS, F. (2013): *The influence of spatial effects on wind power revenues under direct marketing rules*. In: Energy Policy, **58**: 237–247.
- GRÜNWARD, R., RAGWITZ, M., SENSFUSS, F. & WINKLER, J. (2012): *Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung*. Endbericht zum Monitoring vom Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Arbeitsbericht Nr. 147.
- GÖTZ, P., HENKEL, J., LENCK, T. & LENZ, K. (2014): *Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen - Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz*. Gutachten im Auftrag der Agora Energiewende, erstellt durch Energy Brainpool GmbH. Abgerufen am 25.08.2014 unter: <http://www.agora-energiewende.de/service/publikationen/publikation/pub-action/show/pub-title/negative-strompreise-ursachen-und-wirkung/>.
- HAAS, R., LETTNER, G., AUER, H. & DUIC, N. (2013): *The looming revolution: How photovoltaics will change electricity markets in Europe fundamentally*. In: Energy, **57**: 38–43.
- HAAS, R., PANZER, C., RESCH, G., RAGWITZ, M., REECE, G. & HELD, A. (2011a): *A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries*. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, **15**, 2: 1003–1034.
- HAAS, R., RESCH, G., PANZER, C., BUSCH, S., RAGWITZ, M. & HELD, A. (2011b): *Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources—Lessons from EU countries*. In: Energy, **36**, 4: 2186–2193.
- HARRIS, C. (2006): *Electricity markets: pricing, structures and economics*. Wiley finance series. John Wiley & Sons Inc.
- HÄSELER, S. (2014): *Procuring Flexibility to Support Germany's Renewables: Policy Options*. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, **38**, 3: 151–162.

- HAUBRICH, H. (2008): *Gutachten zur Höhe des Regelenenergiebedarfs*. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.
- HAUCAP, J. & KÜHLING, J. (2012a): *Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien*. Gutachten im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr.
- HAUCAP, J. & KÜHLING, J. (2012b): *Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung: Das Quotenmodell*. In: DICE Ordnungspolitische Perspektiven.
- HAUSER, E. & ZIPP, A. (2013): *Herausforderungen bei der Allokation von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien: Probleme und mögliche Lösungskonzepte*. In: Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, **82**, 3: 155–169.
- HELD, A., RAGWITZ, M., GEPHART, M., DE VISSER, E. & KLESSMANN, C. (2014): *Design features of support schemes for renewable electricity. Task 2 report*. Bericht im Rahmen des Projekts "Cooperation between EU MS under the Renewable Energy Directive and interaction with support schemes" der Europäischen Kommission. Abgerufen am 13.09.2014 unter: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_design_features_of_support_schemes.pdf.
- HELM, D. & POWELL, A. (1992): *Pool prices, contracts and regulation in the British electricity supply industry*. In: Fiscal Studies, **13**, 1: 89–105.
- HENKEL, J. & LENCK, T. (2013): *Ertragsoptimierung von Kraftwerken durch EEG-Regelungen*. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace Energy eG. Abgerufen am 25.04.2014 unter: http://www.greenpeace-energy.de/uploads/media/Studie_Ertragsoptimierung_von_Kraftwerken_durch_EEG-Regelungen.pdf.
- HENNEY, A. (1987): *Privatise power: restructuring the electricity supply industry*. 83. Centre for Policy Studies.
- HENRIOT, A. & GLACHANT, J.-M. (2013): *Melting-pots and salad bowls: The current debate on electricity market design for integration of intermittent RES*. In: Utilities Policy, **27**: 57–64.
- HERING, T. (2008): *Investitionstheorie*. Oldenbourg Wissenschaftsverlag.
- HERMANN, H., MATTHES, F. C., EMELE, L. & F., J. (2012): *Strompreisentwicklungen im Spannungsfeld von Energiewende, Energiemärkten und Industriepolitik. Der Energiewende-Kosten-Index*. Kurzstudie erstellt durch das Öko-Institut e.V. Abgerufen am 24.02.2015 unter: www.oeko.de/oekodoc/1587/2012-443-de.pdf.
- HERZIG, T. (1992): *Wirtschaftsgeschichtliche Aspekte der deutschen Elektrizitätsversorgung 1880 bis 1990*. In: Die Geschichte der Stromversorgung. Frankfurt/Main, 121–166.

- HEUTERKES, M., JANSSEN, M. ET AL. (2008): *Die Regulierung von Gas-und Strommärkten in Deutschland*. In: Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung.
- HIROUX, C. & SAGUAN, M. (2010): *Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs?* In: Energy Policy, **38**, 7: 3135–3145.
- HIRSCHMAN, A. (1964): *The paternity of an index*. In: The American Economic Review, **54**, 5: 761–762.
- HIRST, E. (2001): *Price-responsive demand in wholesale markets: Why is so little happening?* In: The Electricity Journal, **14**, 4: 25–37.
- HIRTH, L. (2013): *The market value of variable renewables: the effect of solar wind power variability on their relative price*. In: Energy Economics, **38**: 218–236.
- HIRTH, L. (2015): *The optimal share of variable renewables: How the variability of wind and solar power affects their welfare-optimal deployment*. In: The Energy Journal, **36**, 1: 127–162.
- HIRTH, L. & UECKERDT, F. (2013): *Redistribution effects of energy and climate policy: The electricity market*. In: Energy Policy, **62**: 934–947.
- HIRTH, L., UECKERDT, F. & EDENHOFER, O. (2013): *Integration Costs and the Value of Wind Power*. In: USAEE Working Paper No. 13-149.
- HIRTH, L., UECKERDT, F. & EDENHOFER, O. (2015): *Integration costs revisited—An economic framework for wind and solar variability*. In: Renewable Energy, **74**: 925–939.
- HIRTH, L. & ZIEGENHAGEN, I. (2013): *Balancing Power and Variable Renewables: A Glimpse at German Data*. In: FEEM Working Paper.
- HÖFLING, H. (2013): *Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität unter wachsendem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung - Eine modellbasierte Szenarioanalyse des deutschen Strommarktes*. Diskussionspapier. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).
- HOGAN, W. W. (2005): *On an “Energy only” electricity market design for resource adequacy*. In: Working paper, Center for Business and Government, Harvard University.
- HOHMEYER, O. (1988): *Social costs of energy consumption*. Springer Verlag.
- HOHMEYER, O. (2002): *Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare Energien Gesetz*. Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes.

- HOHMEYER, O. & WINGENBACH, C. (2014): *EEG Reloaded 2014. Abschaffung des EEG oder Reform der EEG-Finanzierung*. Diskussionsbeiträge 4. Universität Flensburg, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme. Abgerufen am 26.09.2014 unter: http://iim.uni-flensburg.de/fileadmin/ms3/inst/iim/content/download/3_Studium_und_Lehre/EUM_Master/EEG_Reloaded_2014_online_version.pdf.
- HOLTTINEN, H., MEIBOM, P., ORTHS, A., LANGE, B., O'MALLEY, M., TANDE, J. O., ESTANQUEIRO, A., GOMEZ, E., SÖDER, L. & STRBAC, G. (2011): *Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration*. In: *Wind Energy*, **14**, 2: 179–192.
- HUGHES, T. (1993): *Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1930*. Softshell Books. Johns Hopkins University Press.
- HULL, J. (2009): *Optionen, Futures und andere Derivate*. 7. Aufl. Pearson Studium.
- HUNDT, M., BARTH, R., SUN, N., BRAND, H. & VOSS, A. (2010): *Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien*. Studie im Auftrag der E. ON Energie AG/Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart 2010. Abgerufen am 12.12.2013 unter: http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_HELIANE_Langfassung.pdf.
- ICAP (2014): *Emissions Trading Worldwide*. International Carbon Action Partnership (ICAP) Status Report 2014. Abgerufen am 18.02.2014 unter: <https://icapcarbonaction.com/news-archive/209-emissions-trading-worldwide-icap-status-report-2014>.
- IMF (2013): *Energy Subsidy Reform: Lessons and Implications*. Bericht des Internationalen Währungsfonds. Abgerufen am 26.04.2013 unter: <http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2013/012813.pdf>.
- IRENA (2014): *Adapting Renewable Energy Policies to dynamic Market Conditions*. Bericht der International Renewable Energy Agency (IRENA). Abgerufen am 02.03.2015 unter: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/policy_adaptation.pdf.
- IRENA (2015): *Renewable Power Generation Costs in 2014*. Bericht der International Renewable Energy Agency (IRENA). Abgerufen am 03.03.2015 unter: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf.
- IZES (2011): *Systemintegration von Erneuerbaren Energien durch Nutzung von Marktmechanismen im Stromsektor*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- IZES/ISI/DIW/GWS (2012): *Monitoring der Kosten und Nutzenwirkung des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2011*.

- Untersuchungen im Rahmen des Projekts ImpRES. Gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- JÄGEMANN, C., HAGSPIEL, S. & LINDENBERGER, D. (2013): *The economic inefficiency of grid parity: The case of German photovoltaics*. In: EWI working paper.
- JANSSEN, M. & WOBLEN, M. (2009): *Electricity pricing and market power—evidence from Germany*. In: European Transactions on Electrical Power, **19**, 4: 591–611.
- JENSEN, S. G. & SKYTTE, K. (2002): *Interactions between the power and green certificate markets*. In: Energy Policy, **30**, 5: 425–435.
- JÓNSSON, T., PINSON, P. & MADSEN, H. (2010): *On the market impact of wind energy forecasts*. In: Energy Economics, **32**, 2: 313–320.
- JOSKOW, P. (1974): *Inflation and Environmental Concern: Structural Change in the Process of Public Utility Price Regulation*. In: Journal of Law and Economics, **17**, 2: 291–327.
- JOSKOW, P. (2006): *Competitive electricity markets and investment in new generating capacity*. In: AEI-Brookings Joint Center Working Paper No. 06-14.
- JOSKOW, P. (2007): *Regulation of natural monopoly*. In: Handbook of law and economics, **2**: 1227–1348.
- JOSKOW, P. (2008): *Lessons learned from electricity market liberalization*. In: The Energy Journal, **29**, 2: 9–42.
- JOSKOW, P. & TIROLE, J. (2007): *Reliability and competitive electricity markets*. In: The Rand Journal of Economics, **38**, 1: 60–84.
- JOSKOW, P. L. (2011): *Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies*. In: The American Economic Review, **100**, 3: 238–241.
- JUNGINGER, M., FAALJ, A. & TURKENBURG, W. C. (2005): *Global experience curves for wind farms*. In: Energy policy, **33**, 2: 133–150.
- KAHN, A., CRAMTON, P., PORTER, R. & TABORS, R. (2001): *Uniform pricing or pay-as-bid pricing: a dilemma for California and beyond*. In: The Electricity Journal, **14**, 6: 70–79.
- KALDELLIS, J. K. & ZAFIRAKIS, D. (2011): *The wind energy (r) evolution: A short review of a long history*. In: Renewable Energy, **36**, 7: 1887–1901.
- KAMPER, A. (2009): *Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz*. KIT Scientific Publishing.

- KASIKCI, I. (2001): *Kompendium Planung von Elektroanlagen*. Springer.
- KEMFERT, C. & DIEKMANN, J. (2009): *Förderung erneuerbarer Energien und Emissionshandel–wir brauchen beides*. In: DIW Wochenbericht, **11**, 2009: 169–174.
- KETTERER, J. C. (2014): *The impact of wind power generation on the electricity price in Germany*. In: Energy Economics, **44**: 270–280.
- KIRCHHOFF, S. (1845): *Ueber den Durchgang eines elektrischen Stromes durch eine Ebene, insbesondere durch eine kreisförmige*. In: Annalen der Physik, **140**, 4: 497–514.
- KIRCHMAYER, L. (1958): *Economic operation of power systems*. John Wiley & Sons.
- KITZING, L. & MITCHELL, C. (2014): *Achieving energy transitions: Which RES policies are best applied when?*
- KLANN, U. & ZIPP, A. (2013): *Smart Grids - Zwischen Wettbewerb und Regulierung: Organisation der Smart-Grid-Plattform Modellstadt Mannheim*. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, **63**, 4: 66–88.
- KLAUS, S. (2009): *DeRegulierung der netzbasierten Infrastruktur: Identifikation und Analyse von Lenkungsinstrumenten im Rahmen von De-/Regulierungsvorgängen in Primärinfrastruktursektoren*. Books on Demand.
- KLAUS, T., VOLLMER, C., WERNER, K., LEHMANN, H. & MÜSCHEN, K. (2010): *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. Auftragnehmer des Forschungsprojekts „Modellierung einer 100-Prozent erneuerbaren Stromerzeugung in 2050“. Abgerufen am 13.12.2012 unter: <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-1/3997.pdf>.
- KLESSMANN, C., NABE, C. & BURGESS, K. (2008): *Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK*. In: Energy Policy, **36**, 10: 3646–3661.
- KLOBASA, M., ERGE, T. & WILLE-HAUSMANN, B. (2009): *Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement*. Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe: Fraunhofer Institute für System-und Innovationsforschung.
- KLOBASA, M., RAGWITZ, M., SENSFUSS, F., ROSTANKOWSKI, A., BAIER, A., HOLZHAMMER, U. G. & LEHNERT, W. (2013a): *Nutzenwirkung der Marktprämie im Rahmen des Projektes Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien*. In: Working Paper Sustainability and Innovation, No. S 1/2013.

- KLOBASA, M., WINKLER, J., SENSFUSS, F. & RAGWITZ, M. (2013b): *Market integration of renewable electricity generation - The german market premium model*. In: *Energy & Environment*, **24**, 1: 127–146.
- KNIEPS, G. (2008): *Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik*. 3 Aufl. Springer Verlag.
- KOCH, C. (2014): *Mehr Effizienz im Viertelstundentakt*. In: *Energie und Management*.
- KOCH, N., FUSS, S., GROSJEAN, G. & EDENHOFER, O. (2014): *Causes of the EU ETS price drop: Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything?—New evidence*. In: *Energy Policy*, **73**: 676–685.
- KÖHLER-SCHUTE, C. (2014): *Optimierte Strom- und Gasbeschaffung in der Energiewirtschaftsbranche: Modelle, Strategien, Methoden und Praxisbeispiele*. KS-Energy Verlag.
- KOLITZ, K. (2008): *Systemdesign im Market-Engineering-Experimente zu Teilnehmerverhalten und Technologieakzeptanz*. KIT Scientific Publishing.
- KOLSTAD, C. (2000): *Environmental Economics*. Oxford University Press.
- KONSTANTIN, P. (2013): *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. 3. Aufl. Springer.
- KOOMEY, J., ROSENFELD, A. & GADGIL, A. (1990): *Conservation screening curves to compare efficiency investments to power plants*. In: *Energy Policy*, **18**, 8: 774–782.
- KOPP, O., ESSER-FREY, A. & ENGELHORN, T. (2012): *Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren?* In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, **36**, 4: 243–255.
- KOPSAKANGAS-SAVOLAINEN, M. & SVENTO, R. (2012): *Restructuring of Electricity Markets*. In: *Modern Energy Markets*, 5–19.
- KOST, C., MAYER, J., THOMSEN, J., HARTMANN, N., SENKPIEL, C., PHILIPPS, C., NOLD, S., LUDE, S. & SCHLEGL, T. (2013): *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Studie des Fraunhofer ISE. Abgerufen am 03.06.2014 unter: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>.
- KOTHARI, D. & DHILLON, J. (2004): *Power System Optimization*. Prentice-Hall of India.
- KOTHARI, D. & NAGRATH, I. (2003): *Modern Power System Analysis*. Tata McGraw-Hill.

- KRAUS, M. (2005): *Liberalised Energy Markets—Do We Need Re-Regulation?* In: Applied Research in Environmental Economics, 197–218.
- KRAUSE, M. (2002): *Restrukturierung der Stromwirtschaft: Aufgaben für Staat und Entwicklungszusammenarbeit*. Deutsches Institut für Entwicklungspolitik.
- KREWITT, W. (2002): *External costs of energy—Do the answers match the questions?: Looking back at 10 years of ExternE*. In: Energy Policy, **30**, 10: 839–848.
- KREWITT, W. & SCHLOMANN, B. (2006): *Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern*. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- KRISHNA, V. (2010): *Auction Theory*. Academic Press.
- KROHN, S., MORTHORST, P. E., AWERBUCH, S. ET AL. (2009): *The Economics of Wind Energy*. European Wind Energy Association.
- KRZIKALLA, N., ACHNER, S. & BRÜHL, S. (2013): *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie*. Ponte Press.
- KÜHN, C. (2006): *Yardstick Regulierung für Elektrizitätsverteilungsnetzbetreiber*, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Bd. 62. Oldenbourg Industrieverlag.
- KUMKAR, L. (1999a): *Alternative liberalisierungsmodelle für die stromwirtschaft: Eine komparative institutionenanalyse*. In: Kieler Arbeitspapiere, **928**.
- KUMKAR, L. (1999b): *Zur zukünftigen Regulierungspolitik für die deutsche Stromwirtschaft*. In: Kieler Arbeitspapiere, **929**.
- KUMKAR, L. (2001): *Die Grundzüge der Strommarktregulierung auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten und in Kalifornien*. In: Kieler Arbeitspapiere, **1022**.
- LAMONT, A. D. (2008): *Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies*. In: Energy Economics, **30**, 3: 1208–1231.
- LANG, V. (1999): *Die Regulierung der deutschen Stromwirtschaft: Eine föderalistisch-theoretische Analyse*. Europäische Hochschulschriften. P. Lang.
- LANGHEINECKE, K., JANY, P., THIELEKE, G. & LANGHEINECKE, K. (2013): *Thermodynamik für Ingenieure*. 9. Aufl. Springer Vieweg.
- LANGNISS, O., DIEKMANN, J. & LEHR, U. (2007): *Die Förderung Erneuerbarer Energien als Regulierungsaufgabe*. In: Berichte zur Umweltforschung. BWPLUS-Forschungsberichte.

- LÜBBERT, D. (2007): *CO₂-Bilanzen verschiedener Energieträger im Vergleich. Zur Klimafreundlichkeit von fossilen Energien, Kernenergie und erneuerbaren Energien.* Infobrief 56/2007 des wissenschaftlichen Dienstes des Deutschen Bundestages. Abgerufen am 10.02.2012 unter: http://www.bundestag.de/dokumente/analysen/2007/CO2-Bilanzen_verschiedener_Energietraeger_im_Vergleich.pdf.
- LECHTENBÖHMER, S. & SAMADI, S. (2010): *Kurzanalyse zur aktuellen Diskussion um die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung verbundenen Kosten und Nutzen.* Endbericht, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- LEHMANN, P. (2010): *Using a Policy Mix to Combat Climate Change: An Economic Evaluation of Policies in the German Electricity Sector.* Dissertation, Helmholtz Centre for Environmental Research.
- LEHMANN, P. & GAWEL, E. (2013): *Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emissions trading scheme?* In: Energy Policy, **52**, C: 597–607.
- LEHNERT, W. (2014): *Vorhaben III : Rechtliche und instrumentelle Weiterentwicklung des EEG.* Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß EEG §65 EEG im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Abgerufen am 11.03.2015 unter: <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-3,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- LEIBENSTEIN, H. (1966): *Allocative Efficiency vs. "x-efficiency"*. In: The American Economic Review, **56**, 3: 392–415.
- LEPRICH, U. (1994): *Least-Cost Planning als Regulierungskonzept. Neue ökonomische Strategien zur rationellen Verwendung elektrischer Energie.* Dissertation, Freiburg: Öko-Institut.
- LEPRICH, U. (2009): *Fokus Ökostrom: Bestandsaufnahme und Perspektiven.* Studie im Auftrag von Greenpeace e.V.
- LEPRICH, U. (2011): *Systemtransformation statt Systemintegration: auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Stromsystem.* In: Die Zukunft des Strommarktes. Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien. Ponte Press, 10–36.
- LEPRICH, U., GRASHOF, K., GUSS, H., KLANN, U., WEBER, A., ZIPP, A., BOFINGER, P., RITZAU, M., KREMP, R., SCHEMM, R. ET AL. (2013a): *Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes.* Studie im Auftrag der Baden-Württemberg Stiftung gGmbH.

- LEPRICH, U., HAUSER, E., GRASHOF, K., GROTE, L., LUXENBURGER, M., SABATIER, M. & ZIPP, A. (2012): *Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. Ein Projekt der BEE-Plattform Systemtransformation*. Ponte Press.
- LEPRICH, U., KLANN, U., WEBER, A. & ZIPP, A. (2013b): *Vermarktung von FEE-Anlagen in den bestehenden elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkten—ein sinnvolles Ziel?* Anhang B der Studie Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes im Auftrag der Baden-Württemberg Stiftung gGmbH.
- LIJESSEN, M. G. (2007): *The real-time price elasticity of electricity*. In: Energy Economics, **29**, 2: 249–258.
- LINDMAN, Å. & SÖDERHOLM, P. (2012): *Wind power learning rates: A conceptual review and meta-analysis*. In: Energy Economics, **34**, 3: 754–761.
- LONDON ECONOMICS (2007): *Structure and performance of six European wholesale electricity markets in 2003, 2004 and 2005*. Study for the European Commission.
- LORECK, C., HERMANN, H., MATTHES, F. C., EMELE, L. & RAUSCH, L. (2013): *Auswirkungen des deutschen Kernenergie-Ausstiegs auf den Stromaustausch mit Nachbarländern*. Analyse für Greenpeace Deutschland, erstellt durch das Öko-Institut e.V. Abgerufen am 27.06.2014 unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/1634/2013-004-de.pdf>.
- LÖSCHEL, A., ERDMANN, G., STAISS, F. & ZIESING, H.-J. (2012): *Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“*. Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011.
- LÖSCHEL, A., ERDMANN, G., STAISS, F. & ZIESING, H.-J. (2014a): *Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“*. Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012.
- LÖSCHEL, A., ERDMANN, G., STAISS, F. & ZIESING, H.-J. (2014b): *Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“*. Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013.
- LÜTHI, S. & WÜSTENHAGEN, R. (2012): *The price of policy risk—Empirical insights from choice experiments with European photovoltaic project developers*. In: Energy Economics, **34**, 4: 1001–1011.
- MACCORMACK, J., HOLLIS, A., ZAREIPOUR, H. & ROSEHART, W. (2010): *The large-scale integration of wind generation: Impacts on price, reliability and dispatchable conventional suppliers*. In: Energy Policy, **38**, 7: 3837–3846.
- MACKINNON, J. G. (1994): *Approximate asymptotic distribution functions for unit-root and cointegration tests*. In: Journal of Business & Economic Statistics, **12**, 2: 167–176.

- MACKINNON, J. G. (1996): *Numerical Distribution Functions for Unit Root and Cointegration Tests*. In: Journal of Applied Econometrics, **11**, 6: 601–618.
- MACKINNON, J. G. (2010): *Critical values for cointegration tests*. In: Queen's Economics Department Working Paper.
- MAS-COLELL, A., WHINSTON, M. & GREEN, J. (1995): *Microeconomic Theory*. Oxford student edition. Oxford University Press.
- MATTHES, F. C. (2010): *Greenhouse gas emissions trading and complementary policies. Developing a smart mix for ambitious climate policies*. Report commissioned by German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety.
- MAYER, J. N., KREIFELS, N. & BURGER, B. (2013): *Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise*. Kurzstudie des Fraunhofer ISE im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen. Abgerufen am 09.05.2014 unter: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/kohleverstromung-zu-zeiten-niedriger-boersenstrompreise.pdf>.
- BHATTACHARYYA, S. (2011): *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*. Springer London.
- MC AFEE, R. & MCMILLAN, J. (1987): *Auctions and bidding*. In: Journal of Economic Literature, **25**, 2: 699–738.
- MC CONNELL, D., HEARPS, P., EALES, D., SANDIFORD, M., DUNN, R., WRIGHT, M. & BATEMAN, L. (2013): *Retrospective modeling of the merit-order effect on wholesale electricity prices from distributed photovoltaic generation in the Australian National Electricity Market*. In: Energy Policy, **58**: 17–27.
- MEIBOM, P., LARSEN, H., BARTH, R., BRAND, H., WEBER, C. & VOLL, O. (2006): *Wilmar Deliverable D6.2 (b)*. In: Wilmar joint market model documentation.
- MEIBOM, P., WEBER, C., BARTH, R. & BRAND, H. (2009): *Operational costs induced by fluctuating wind power production in Germany and Scandinavia*. In: Renewable Power Generation, IET, **3**, 1: 75–83.
- MENANTEAU, P., FINON, D. & LAMY, M.-L. (2003): *Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy*. In: Energy policy, **31**, 8: 799–812.
- MENNEL, T. (2012): *Das Erneuerbare-Energien-Gesetz—Erfolgsgeschichte oder Kostenfalle?* In: Wirtschaftsdienst, **92**: 17–22.
- MEYER, B. (2012): *Externe Kosten der Atomenergie und Reformvorschläge zum Atomhaftungsrecht*. Studie im Auftrag von Greenpeace energy und des Bundesverbandes Wind-Energie. Abgerufen am 27.03.2013 unter: http://www.foes.de/pdf/2012-09-Externe_Kosten_Atomenergie.pdf.

- MIDTTUN, A. (1997): *European Electricity Systems in Transition: A Comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe*. Elsevier Global Energy Policy and Economics Series. Elsevier Science.
- MITCHELL, C., BAUKNECHT, D. & CONNOR, P. M. (2006): *Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany*. In: *Energy Policy*, **34**, 3: 297–305.
- MONO, R., GLASSTETTER, P. & HORN, F. (2014): *Ungleichzeitigkeit und Effekte räumlicher Verteilung von Wind- und Solarenergie in Deutschland*. Eine Untersuchung der 100 Prozent erneuerbar stiftung. Abgerufen am 26.05.2014 unter: <http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2014/04/Ungleichzeitigkeit-und-Effekte-r%C3%A4umlicher-Verteilung-von-Wind-und-Solarenergie-in-Deutschland.pdf>.
- MONOPOLKOMMISSION (2013): *Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende*. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG.
- MÖST, D. & GENOESE, M. (2009): *Market power in the German wholesale electricity market*. In: *The Journal of Energy Markets*, **2**, 2: 47–74.
- MÜSGENS, F. (2006): *Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model*. In: *The Journal of Industrial Economics*, **54**, 4: 471–498.
- NABE, C. (2006): *Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt*. Dissertation, Technische Universität Berlin.
- ÜNB (2014): *Stellungnahme zur Konsultation der Bundesnetzagentur zur geplanten Änderung der Asugleichsmechanismus-Ausführungsverordnung*. Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber. Abgerufen am 17.03.2015 unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/AusglMechAV/Konsultation_3.Novelle/Konsultation.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- NEIDHÖFER, G. (2011): *50-Hz Frequency [History]*. In: *Power and Energy Magazine, IEEE*, **9**, 4: 66–81.
- NEIJ, L. (1997): *Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology*. In: *Energy policy*, **25**, 13: 1099–1107.
- NEIJ, L. (2008): *Cost development of future technologies for power generation—A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments*. In: *Energy policy*, **36**, 6: 2200–2211.
- NEUBARTH, J., WOLL, O., WEBER, C. & GERECHT, M. (2006): *Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, **56**, 7: 42–45.

- NEUENSWANDER, J. (1971): *Modern power systems*. International Textbook Co.
- NEUHOFF, K. (2005): *Large-scale deployment of renewables for electricity generation*. In: Oxford Review of Economic Policy, **21**, 1: 88–110.
- NEUHOFF, K., BACH, S., DIEKMANN, J., BEZNOSKA, M. & EL-LABOUDY, T. (2013): *Distributional effects of energy transition: Impacts of renewable electricity support in Germany*. In: Economics of Energy & Environmental Policy, **2**, 1.
- NEUHOFF, K. & DE VRIES, L. (2004): *Insufficient incentives for investment in electricity generations*. In: Utilities Policy, **12**, 4: 253–267.
- NEUHOFF, K., FABRA, N., GLACHANT, J.-M., NEWBERY, D., GREEN, R., LORENZONI, A., VON HIRSCHHAUSEN, C., MITCHELL, C., LEPRICH, U. & DEL RÍO, P. (2014): *Open letter of European economists on market premiums to Commissioner Günther Oettinger and Joaquín Almunia*. Offener Brief europäischer Ökonomen an die Europäische Kommission. Abgerufen am 12.03.2015 unter: http://www.diw.de/documents/dokumentenarchiv/17/diw_01.c.441719.de/open_letter_neuhoff.pdf.
- NEUHOFF, K. & SCHOPP, A. (2013): *Europäischer Emissionshandel: durch Backloading Zeit für Strukturreform gewinnen*. In: DIW Wochenbericht, **80**, 11: 3–11.
- NEWBERY, D. (2005): *Electricity liberalisation in Britain: The quest for a satisfactory wholesale market design*. In: Energy Journal. Special Issue on European Electricity Liberalisation, 43–70.
- NEWBERY, D. (2010): *Market design for a large share of wind power*. In: Energy Policy, **38**, 7: 3131–3134.
- NEWBERY, D. & GREEN, R. (1996): *Regulation, public ownership and privatisation of the English electricity industry*. In: International Comparisons of Electricity Regulation, 25–81.
- NEWBY, W. K. & WEST, K. D. (1987): *A Simple, Positive Semi-definite, Heteroskedasticity and Autocorrelation Consistent Covariance Matrix*. In: Econometrica, **55**, 3: 703–708.
- NEWBY, W. K. & WEST, K. D. (1994): *Automatic lag selection in covariance matrix estimation*. In: The Review of Economic Studies, **61**, 4: 631–653.
- NICOLOSI, M. (2012): *The economics of renewable electricity market integration. An empirical and model-based analysis of regulatory frameworks and their impacts on the power market*. Dissertation, Universität zu Köln.
- NICOLOSI, M. & FÜRSCH, M. (2009): *The impact of an increasing share of RES-E on the conventional power market—the example of Germany*. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, **33**, 3: 246–254.

- NICOLOSI, M., FÜRSCH, M. & LINDENBERGER, D. (2010): *Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland: Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.
- NITSCH, J., PREGGER, T., SCHOLZ, Y., STERNER, M., GERHARDT, N., VON OEHSEN, A., PAPE, C., SAINT-DRENAN, Y., WENZEL, B. ET AL. (2010): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- NITSCH, J., PREGGER, T., SCHOLZ, Y., STERNER, M., GERHARDT, N., VON OEHSEN, A., PAPE, C., SAINT-DRENAN, Y., WENZEL, B. ET AL. (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- NORDHAUS, W. D. (2007): *A Review of the Stern Review on the Economics of Climate Change*. In: Journal of Economic Literature, 686–702.
- OCKENFELS, A. (2007): *Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis–Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie*. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, **57**, 9: 12–31.
- OCKENFELS, A., GRIMM, V. & ZOETTL, G. (2008): *Strommarktdesign: Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*. Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht. Abgerufen am 07.12.2012 unter: http://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten_EEX_Ockenfels.pdf.
- OHM, G. (1827): *Die galvanische Kette*.
- O'MAHONEY, A. & DENNY, E. (2011): *The Merit Order Effect of Wind Generation on the Irish Electricity Market*. Techn. Ber., 30th IAEE/USAEE North American Conference, Washington DC.
- OSTROM, V. & OSTROM, E. (1999): *Public goods and public choices*. In: *Polycentricity and Local Public Economies. Readings from the Workshop in Political Theory and Policy Analysis*, 75–105. Ed. Michael McGinnis, Ann Arbor.-University of Michigan Press.
- OWEN, E. (1997): *The origins of 60-Hz as a power frequency*. In: Industry Applications Magazine, IEEE, **3**, 6: 8–10.
- PAGE, S., WILLIAMSON, A. & MASON, I. (2009): *Carbon capture and storage: fundamental thermodynamics and current technology*. In: Energy Policy, **37**, 9: 3314–3324.

- PAHLE, M., TIETJEN, O., JOAS, F. & KNOPF, B. (2014): *EE Förderinstrumente & Risiken: Eine ökonomische Aufarbeitung der Debatte zur EEG Reform*. Diskussionspapier des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung (PIK). Abgerufen am 11.09.2014 unter: <https://www.pik-potsdam.de/members/knopf/publications/Pahle%20et%20al.%20-%20Forderung%20EE%20und%20Risiken%20-%20Marz%202014.pdf>.
- PAPE, C. (2013): *Wie wird sich die Windenergie in Deutschland weiterentwickeln?* Dokumentation der Diskussion zur Kurzstudie *Entwicklung der Windenergie in Deutschland* am 5. Juli 2013.
- PAPE, C., ARBACH, S., GERLACH, A.-K., KÜHN, P. & PFAFFEL, S. (2013): *Entwicklung der Windenergie in Deutschland - Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen*. Gutachten im Auftrag der Agora Energiewende, erstellt vom Fraunhofer IWES. Abgerufen am 28.05.2014 unter: <http://www.agora-energiewende.org/service/publikationen/publikation/pub-action/show/pub-control/Publication/pub-title/entwicklung-der-windenergie-in-deutschland/>.
- PETER, F. & KRAMPE, L. (2012): *EEG-Umlage bis 2016 - Treibergrößen und Sensitivitäten für die Photovoltaik*. Studie der Prognos AG für den Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
- PETERSON, S. (2011): *Die wahren Kosten der Atomkraft*. In: Wirtschaftsdienst, **91**, 4: 224.
- PHILLIPS, R. (2005): *Pricing And Revenue Optimization*. Stanford University Press.
- PINDYCK, R. S. & RUBINFELD, D. L. (1998): *Econometric models and economic forecasts*. 4. Aufl. Irwin/McGraw-Hill Boston.
- PIRIA, R., LORENZONI, A., MITCHELL, C., TIMPE, C., KLESSMANN, C., RESCH, G., GROSCURTH, H., NEUHOFF, K., RAGWITZ, M., GONZALEZ, P. D. R., COWART, R. & LEPRICH, U. (2013): *Ensuring renewable electricity investments. 14 policy principles for a post-2020 perspective*. Ergebnis-papier im Rahmen der Smart Energy for Europe-Plattform. Abgerufen am 05.03.2015 unter: <http://remunerating-res.eu/wp-content/uploads/2013/04/14principlespost2020.pdf>.
- PISCITELLO, L., GARRONE, P. & WANG, Y. (2012): *Cross-country spillovers in the renewable energy sector*. In: Paper to be presented at the DRUID 2012 in Copenhagen, Denmark.
- POPP, M. (2010): *Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien*. Springer.

- PREGGER, T., NITSCH, J. & NAEGLER, T. (2013): *Long-term scenarios and strategies for the deployment of renewable energies in Germany*. In: Energy Policy, **59**: 350–360.
- PSCHICK, A. (2008): *Das Management von Marktpreis-und Kreditrisiken im europäischen Stromgroßhandel*. GRIN Verlag.
- PURCELL, E. (2011): *Electricity and magnetism*. Cambridge University Press.
- PURKUS, A., GAWEL, E., DEISSENROTH, M., NIENHAUS, K. & WASSERMANN, S. (2014): *Der Beitrag der Marktprämie zur Marktintegration erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus dem EEG 2012 und Perspektiven der verpflichtenden Direktvermarktung*. Techn. Ber., UFZ Discussion Papers.
- R2B (2014): *Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- RADER, N. A. & NORGAARD, R. B. (1996): *Efficiency and sustainability in restructured electricity markets: the renewables portfolio standard*. In: The Electricity Journal, **9**, 6: 37–49.
- RAGWITZ, M., HELD, A., RESCH, G., FABER, T., HAAS, R., HUBER, C., COENRAADS, R., VOOGT, M., REECE, G., MORTHORST, P. E. ET AL. (2007): *Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market*. Gefördert durch die Europäische Kommission. Abgerufen am 18.06.2013 unter: http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2007_02_optres.pdf.
- RAWLINGS, J., PANTULA, S. & DICKEY, D. (1998): *Applied Regression Analysis: A Research Tool*. Springer Texts in Statistics. Wadsworth & Brooks.
- REICHE, D. (2005): *Grundlagen der Energiepolitik*. Peter Lang. Europäischer Verlag der Wissenschaften.
- REICHMUTH, M. (2014): *Marktanalyse Ökostrom*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- REN21 (2013): *Renewables Global Futures Report*. Bericht des REN21 Netzwerks. Abgerufen am 31.10.2013 unter: http://www.ren21.net/Portals/0/REN21_GFR_2013_print.pdf.
- REN21 (2014): *Renewables 2014 Global Status Report*. Bericht des REN21 Netzwerks. Abgerufen am 19.12.2014 unter: http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014_full%20report_low%20res.pdf.
- ROBINIUS, M., TER STEIN, F., SCHIEBAHN, S. & STOLTEN, D. (2014): *Lastmodellierung und -visualisierung mittels Geoinformationssystemen*. In: 13. Symposium Energieinnovation Graz, 1–11.

- SACHVERSTÄNDIGENRAT (2012): *Stabile Architektur für Europa - Handlungsbedarf im Inland*. Jahresgutachten 2012/13 des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.
- SÁENZ DE MIERA, G., DEL RÍO GONZÁLEZ, P. & VIZCAÍNO, I. (2008): *Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain*. In: *Energy Policy*, **36**, 9: 3345–3359.
- SAMUELSON, P. (1954): *The pure theory of public expenditure*. In: *The Review of Economics and Statistics*, **36**, 4: 387–389.
- SCHABER, K., STEINKE, F. & HAMACHER, T. (2012): *Transmission grid extensions for the integration of variable renewable energies in Europe: Who benefits where?* In: *Energy Policy*, **43**: 123–135.
- SCHÄFER, H., OTT, C. & BRAHAM, M. (2004): *The Economic Analysis of Civil Law*. Edward Elgar.
- SCHAFFER, M. E. (2012): *EGRANGER: Stata module to perform Engle-Granger cointegration tests and 2-step ECM estimation*. Verfügbar unter: <http://EconPapers.repec.org/RePEc:boc:bocode:s457210>.
- SCHILL, W.-P. (2014): *Residual load, renewable surplus generation and storage requirements in Germany*. In: *Energy Policy*, **73**: 65–79.
- SCHMALENSEE, R. (2012): *Evaluating policies to increase electricity generation from renewable energy*. In: *Review of Environmental Economics and Policy*, **6**, 1: 45–64.
- SCHMID, E., PAHLE, M. & KNOPF, B. (2013): *Renewable electricity generation in Germany: A meta-analysis of mitigation scenarios*. In: *Energy Policy*, **61**: 1151–1163.
- SCHRAVEN, S., KLEY, F. & WIETSCHER, M. (2011): *Induktives Laden von Elektromobilen—Eine techno-ökonomische Bewertung*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, **35**, 3: 209–219.
- SCHWAB, A. (2012): *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 3. Aufl. Springer.
- SCHWARZ, H.-G., DEES, P., LANG, C. & MEIER, S. (2008): *Quotenmodelle zur Förderung von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien: Theorie und Implikationen*. In: IWE working paper.
- SCHWERMER, S. (2007): *Ökonomische Bewertung von Umweltschäden—Methodenkonvention zur Schätzung externer Umweltkosten*. Studie des Umweltbundesamtes. Abgerufen am 13.12.2012 unter: www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-1/3193.pdf.

- SCHWERT, G. W. (1989): *Tests for Unit Roots: A Monte Carlo Investigation*. In: Journal of Business & Economic Statistics, **7**, 2: 147–159.
- SDK (2012): *Onlinedatenbank der Statistik der Kohlewirtschaft e.V.* Abgerufen am 13.12.2012 unter: www.kohlenstatistik.de.
- SEIFERT, J. (2009): *Preismodellierung und Derivatebewertung im Strommarkt: Theorie und Empirie*. Dissertation, KIT Scientific Publishing.
- SENSFUSS, F. (2011): *Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien. Update für das Jahr 2010*. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research.
- SENSFUSS, F., RAGWITZ, M. & GENOESE, M. (2008): *The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany*. In: Energy policy, **36**, 8: 3086–3094.
- ÖSG (2012): *Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren EEnergieträger (Ökostromgesetz 2012, ÖSG 2012)*.
- SHANKER, R. J. (2002): *Is an Adequacy Market Necessary*. Vortrag vor der Electric Power Generation Association am 16. Oktober 2002.
- SINDEN, G. (2007): *Characteristics of the UK wind resource: Long-term patterns and relationship to electricity demand*. In: Energy Policy, **35**, 1: 112–127.
- SIOSHANSI, F. & VOJDANI, A. (2001): *What could possibly be better than real-time pricing? Demand response*. In: The Electricity Journal, **14**, 5: 39–50.
- SÖDERHOLM, P. & KLAASSEN, G. (2007): *Wind power in Europe: a simultaneous innovation–diffusion model*. In: Environmental and Resource Economics, **36**, 2: 163–190.
- SORKNÆS, P., ANDERSEN, A. N., TANG, J. & STRØM, S. (2013): *Market integration of wind power in electricity system balancing*. In: Energy Strategy Reviews, **1**, 3: 174–180.
- SOVACOOOL, B. K. (2014): *Cornucopia or curse? Reviewing the costs and benefits of shale gas hydraulic fracturing (fracking)*. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, **37**: 249–264.
- SPANGARDT, G., LUCHT, M. & ALTHAUS, W. (2003): *Optimisation of physical and financial power purchase portfolios*. In: Central European Journal of Operations Research, **11**: 335–350.
- SPRINGMANN, J.-P. (2005): *Die Förderung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung auf dem ordnungspolitischen Prüfstand*. In: Forschungsberichte der Abteilung für Volkswirtschaftslehre, Technische Universität Clausthal.

- SRU (2013): *Fracking zur Schiefergasgewinnung. Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung*. Stellungnahme des Sachverständigenrats für Umweltfragen.
- STEGGALS, W., GROSS, R. & HEPTONSTALL, P. (2011): *Winds of change: How high wind penetrations will affect investment incentives in the GB electricity sector*. In: *Energy Policy*, **39**, 3: 1389–1396.
- STEINBERG, M. & SMITH, T. (1943): *Economy loading of power plants and electric systems*. J. Wiley & sons, inc.
- STERN, N. (2006): *The Economics of Climate Change: The Stern Review*. The Stern review. Cambridge University Press.
- STOFT, S. (2002): *Power System Economics*. IEEE press Piscataway, NJ.
- STRÖBELE, W., PFAFFENBERGER, W. & HEUTERKES, M. (2012): *Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik*. 3. Aufl. Oldenbourg Wissenschaftsverlag.
- SÜSSENBACHER, W., SCHWAIGER, M. & STIGLER, H. (2011): *Kapazitätsmärkte und-mechanismen im internationalen Kontext*. In: 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), Wien.
- SWIDER, D., ELLERSDORFER, I., HUNDT, M. & VOSS, A. (2007): *Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität*. Studie im Auftrag des Verbands der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorgern in Deutschland VRE e.V.
- TALLIG, H. (2005): *Anwendungsmathematik für Wirtschaftswissenschaftler*. Oldenbourg Wissenschaftsverlag.
- TRABER, T. & KEMFERT, C. (2011): *Gone with the wind?—Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply*. In: *Energy Economics*, **33**, 2: 249–256.
- TRABER, T., KEMFERT, C. & DIEKMANN, J. (2011): *Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien*. In: *DIW-Wochenbericht*, **78**, 6: 2–9.
- TVETEN, Å. G., BOLKESJØ, T. F., MARTINSEN, T. & HVARNES, H. (2013): *Solar feed-in tariffs and the merit order effect: A study of the German electricity market*. In: *Energy Policy*, **61**: 761–770.
- TWOMEY, P., GREEN, R., NEUHOFF, K. & NEWBERY, D. (2005): *A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of Transmission System Operators in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems*. In: *Journal of Energy Literature*, **11**, 2: 3–54.

- UBA (2013): *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012*. Veröffentlichung des Umweltbundesamts in Climate Change 07/2013.
- UCTE (2012): *Operation Handbook Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*. Abgerufen am 15.04.2012 unter: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf.
- UNEP/BNF (2013): *Global Trends in Renewable Energy Investment 2013. Key Findings*. Bericht der Frankfurt School of Finance and Management und Bloomberg New Energy Finance. Abgerufen am 31.10.2013 unter: <http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/attachments/gtr2013keyfindings.pdf>.
- UNGER, T. & AHLGREN, E. O. (2005): *Impacts of a common green certificate market on electricity and CO₂-emission markets in the Nordic countries*. In: Energy Policy, **33**, 16: 2152–2163.
- VAN HULLE, F., TANDE, J. O., UHLEN, K., WARLAND, L., KORPÅS, M., MEIBOM, P., SØRENSEN, P. E., MORTHORST, P. E., CUTULULIS, N. A., GIEBEL, G. ET AL. (2009): *Integrating wind: Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power*. Studie der European Wind Energy Association, gefördert von der Europäischen Kommission. Abgerufen am 16.11.2013 unter: http://orbit.dtu.dk/fedora/objects/orbit:81254/datastreams/file_3628703/content.
- VEIT, M. & GAWEL, E. (2014): *Implementierung von Demand Side Management im deutschen Strommarkt: Eine ökonomische Analyse der Voraussetzungen*. In: UFZ Discussion Papers.
- VICKREY, W. (1961): *Counterspeculation, Auctions, and Competitive Sealed Tenders*. In: The Journal of Finance, **16**, 1: 8–37.
- VON AUER, L. (2007): *Ökonometrie: Eine Einführung*. 4. Aufl. Springer Berlin.
- VON HIRSCHHAUSEN, C. (2011): *Infrastruktur für die Energiewende und die Systemtransformation—notwendig, aber kein Engpass für weitere Schritte*. In: ifo Schnelldienst, **64**, 18: 14–20.
- VON HIRSCHHAUSEN, C., KEMFERT, C., KUNZ, F. & MENDELEVITCH, R. (2013): *European electricity generation post-2020: Renewable energy not to be underestimated*. In: DIW Economic Bulletin, **3**, 9: 16–25.
- VON ROON, S. & HUCK, M. (2010): *Merit Order des Kraftwerksparks*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft FfE (Research Center for Energy Economics), München.
- WASSERMANN, S., REEG, M. & NIENHAUS, K. (2015): *Current challenges of Germany's energy transition project and competing strategies of challengers and*

- incumbents: The case of direct marketing of electricity from renewable energy sources.* In: Energy Policy, **76**: 66–75.
- WAWER, T. (2007): *Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten deutschen Strommarkt.* Dissertation, Universitäts- und Landesbibliothek der Westfälischen Wilhelms-Universität.
- WEBER, A. & SCHRÖDER, S. T. (2011): *Proposal of new variants for day ahead, intra-day and balancing markets/mechanism in Europe.* Arbeitspaket WP2.3 des durch das 7. Rahmenforschungsprogramm geförderte OPTIMATE-Projekt. Abgerufen am 11.12.2012 unter: <http://www.optimate-platform.eu/downloads/>.
- WEBER, C. & WOLL, O. (2007): *Merit-Order-Effekte von Erneuerbaren Energien- Zu schön um wahr zu sein?* In: EWL Working Paper No. 01/07.
- WEBER, M. & HEY, C. (2012): *Effektive und effiziente Klimapolitik: Instrumentenmix, EEG und Subsidiarität.* In: Wirtschaftsdienst, **92**: 43–51.
- WEIDLER, A. & SCHWARZ, R. (2008): *Die Energiewirtschaft im Umbruch- Anforderungen an das Controlling und Lösungsansätze.* In: Mehr Verantwortung für den Controller: Lösungsansätze zur Leistungssteigerung und Best Practice-Lösungen zum Performance- und Compliance-Controlling, Herausgeber: Péter Horváth, 97–108.
- WEIGT, H. (2009): *Germany's wind energy: The potential for fossil capacity replacement and cost saving.* In: Applied Energy, **86**, 10: 1857–1863.
- WEIGT, H. & HIRSCHHAUSEN, C. (2008): *Price formation and market power in the German wholesale electricity market in 2006.* In: Energy policy, **36**, 11: 4227–4234.
- WEINREICH, V. (2012): *Anforderungen an den Kraftwerkspark aus Sicht eines Netzbetreibers.* Vortrag auf der E-World Energy & Water 2012 am 08.02.2012 in Essen. Abgerufen am 05.04.2012 unter: http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20120208_7_vortrag_weinreich_tennet.pdf.
- WEITZMAN, M. L. (1974): *Prices vs. quantities.* In: The Review of Economic Studies, **41**, 4: 477–491.
- WESTPHAL, K. (2012): *Versorgungssicherheit beim Erdgas. Ein Schlaglicht auf vier Herausforderungen für die Politik.* SWP-Aktuell 24/2012. Studie der Stiftung Wissenschaft und Politik. Abgerufen am 28.03.2013 unter: http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/aktuell/2012A24_wep.pdf.
- WILD, J. & VATERLAUS, S. (2005): *Marktmodelle und Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich: Kalifornien – und wie man es besser machen kann.* In: Die Volkswirtschaft - Das Magazin für Wirtschaftspolitik, **1/2**: 15–18.
- WILLIS, K. & GARROD, G. (1997): *Electricity supply reliability: Estimating the value of lost load.* In: Energy Policy, **25**, 1: 97–103.

- WILSON, R. (1999): *Market architecture*. In: Presidential Address, Econometric Society.
- WINKLER, J. & ALTMANN, M. (2012): *Market Designs for a Completely Renewable Power Sector*. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, **36**, 2: 77–92.
- WINKLER, J., KELES, D., RENZ, L., SENSFUSS, F. & FICHTNER, W. (2013): *Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland*. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, **37**, 4: 233–248.
- WIRTH, H. (2015): *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*. Forschungsbericht des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE).
- WISSEL, S., RATH-NAGEL, S., BLES, M., FAHL, U. & VOSS, A. (2008): *Stromerzeugungskosten im Vergleich*. In: Arbeitsbericht der Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- WISSEN, R. & NICOLSI, M. (2008): *Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet?* In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, **58**, 1-2: 110–115.
- WOLAK, F. (2007): *Quantifying the supply-side benefits from forward contracting in wholesale electricity markets*. In: Journal of Applied Econometrics, **22**, 7: 1179–1209.
- WOO, C., LLOYD, D. & TISHLER, A. (2003): *Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California*. In: Energy policy, **31**, 11: 1103–1115.
- WOO, C.-K., HOROWITZ, I., MOORE, J. & PACHECO, A. (2011): *The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience*. In: Energy Policy, **39**, 7: 3939–3944.
- WOODMAN, B. & MITCHELL, C. (2011): *Learning from experience? The development of the renewables obligation in England and Wales 2002–2010*. In: Energy Policy, **39**, 7: 3914–3921.
- WRIGHT, T. P. (1936): *Factors affecting the cost of airplanes*. In: Journal of Aeronautical Sciences, **3**, 4: 122–128.
- WUNDERLICH, C. (2012): *Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien. Erkenntnisse aus Akzeptanz und Partizipationsforschung*. In: Renew Spezial Ausgabe, **60**.
- WÜRZBURG, K., LABANDEIRA, X. & LINARES, P. (2013): *Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria*. In: Energy Economics, **40**, S1: S159–S171.
- WÜSTENHAGEN, R. (2000): *Ökostrom-von der Nische zum Massenmarkt: Entwicklungsperspektiven und Marketingstrategien für eine zukunftsfähige Elektrizitätsbranche*. 2. Aufl. vdf Hochschulverlag AG.

- ZANDER, W., RIEDEL, M. & KRAUS, M. (2008): *Praxishandbuch Energiebeschaffung*. Deutscher Wirtschaftsdienst.
- ZEW/KfW (2012): *Anreizwirkung des EU-Emissionshandels auf Unternehmen zu gering - Klimapolitische Regulierung wenig relevant für Standortentscheidungen*. KfW/ZEW CO₂ Barometer 2012. Abgerufen am 26.04.2013 unter: <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/co2panel/CO2Barometer2012.pdf>.
- ZIPP, A. (2015): *Revenue prospects of photovoltaic in Germany—Influence opportunities by variation of the plant orientation*. In: Energy Policy, **81**: 86–97.
- ZIPP, A. & LUKITS, B. (2014): *Erlösperspektiven der Photovoltaik in Deutschland - Einflussmöglichkeiten durch Variation der Anlagenausrichtung*. In: 13. Symposium Energieinnovation Graz, 1–12.

Anhang

Tabelle 21: Ergebnisse der OLS-Schätzung ohne Ausreißer (Robustheitstest)

	Modell 4	Modell 5	Modell 6	Modell 6b	Modell 7	Modell 7b
	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$ FEE getr.	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$ FEE getr.	$\Delta Phelix_t$ FEE getr.
	getrimmt	getrimmt	getrimmt	Jahr 2012 getrimmt	getrimmt	Jahr 2012 getrimmt
$\Delta Consump_t$	0,845*** (0,07053)	0,842*** (0,07104)	0,852*** (0,07742)	0,92*** (0,11558)	0,849*** (0,07759)	0,919*** (0,11603)
$\Delta(Wind + Pv)_t$	-1,278*** (0,05525)		-1,3*** (0,06263)	-1,075*** (0,09378)		
$\Delta Wind_t$		-1,276*** (0,05568)			-1,299*** (0,06275)	-1,075*** (0,0942)
ΔPv_t		-1,358*** (0,13811)			-1,426*** (0,14095)	-1,102*** (0,21855)
$\Delta Burngas_{t-1}$	0,871* (0,41589)	0,872* (0,41688)	0,856 ^a (0,48488)	1,974 (1,40204)	0,853 ^a (0,48626)	1,974 (1,40454)
$\Delta Burncoal_{t-1}$	-0,031 (0,96974)	-0,03 (0,10914)	-0,045 (0,12127)	-0,273 (0,30932)	-0,044 (0,12128)	-0,272 (0,30988)
$\Delta Trade_t$			0,095 (0,17794)	-0,507 (0,38252)	0,105 (0,17747)	-0,503 (0,38094)
Tagesdummys	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Monatsdummys	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Jahresdummys	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein
Beobachtungen	1278	1278	1094	364	1094	364
korrigiertes R ²	0,7911	0,791	0,789	0,7901	0,789	0,7895
Altern. Durbin	118,306	118,808	97,35	31,363	98,331	31,441
p-Wert	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Die Modelle enthalten jeweils eine Konstante. Alternative Durbin zeigt die Teststatistik und den p-Wert des Tests auf Autokorrelation in den Störtermen nach Durbin (1970) mit H0: keine Autokorrelation. Aus diesem Grund sind die in Klammern angegebenen Standardfehler nach Newey & West (1987) geschätzt worden und somit robust gegenüber Heteroskedastizität und Autokorrelation (Lag-Länge = $\text{int}[4 \cdot (\frac{N}{100})^{\frac{2}{5}}]$, vgl. Newey & West (1994)). *** für p-Wert < 0,001; ** für p-Wert < 0,01; * für p-Wert < 0,05; ^a für p-Wert < 0,1.

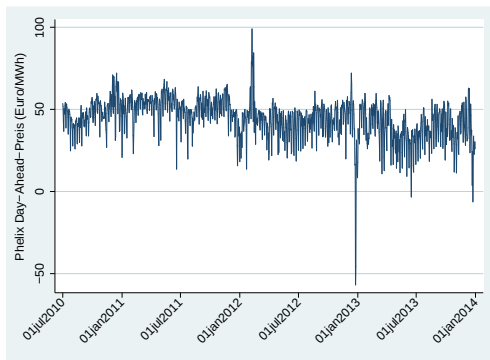
Tabelle 22: Ergebnisse der OLS-Schätzung mit wöchentlichen Daten (Robustheitstest)

	Modell 10	Modell 11
	$\Delta Phelix_t$	$\Delta Phelix_t$
	Wochendaten	Wochendaten
	ohne <i>Trade</i>	mit <i>Trade</i>
$\Delta Consump_t$	1,214*** (0,23401)	1,15*** (0,25135)
$\Delta(Wind + Pv)_t$	-1,26*** (0,08973)	-1,353*** (0,10315)
$\Delta Burngas_{t-1}$	0,929 (0,6588)	0,789 (0,86419)
$\Delta Burncoal_{t-1}$	0,042 (0,1611)	0,102 (0,17036)
$\Delta Trade_t$		0,466* (0,22935)
Tagesdummys	Nein	Nein
Monatsdummys	Ja	Ja
Jahresdummys	Ja	Ja
Beobachtungen	182	156
korrigiertes R^2	0,6793	0,6832
Altern. Durbin	12,393	11,606
p-Wert	0,000	0,001

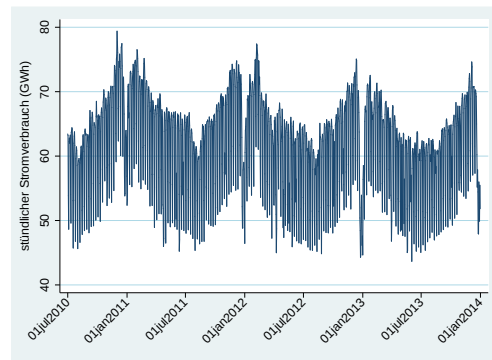
Die Modelle enthalten jeweils eine Konstante. Alternative Durbin zeigt die Teststatistik und den p-Wert des Tests auf Autokorrelation in den Störtermen nach Durbin (1970) mit H_0 : keine Autokorrelation. Aus diesem Grund sind die in Klammern angegebenen Standardfehler nach Newey & West (1987) geschätzt worden und somit robust gegenüber Heteroskedastizität und Autokorrelation (Lag-Länge = $\text{int}[4 \cdot (\frac{N}{100})^{\frac{2}{5}}]$, vgl. Newey & West (1994)). *** für p-Wert < 0,001; ** für p-Wert < 0,01; * für p-Wert < 0,05.

Tabelle 23: Paarweise Korrelation der verwendeten Variablen in wöchentlicher Auflösung (Robustheitstest, als erste Differenzen)

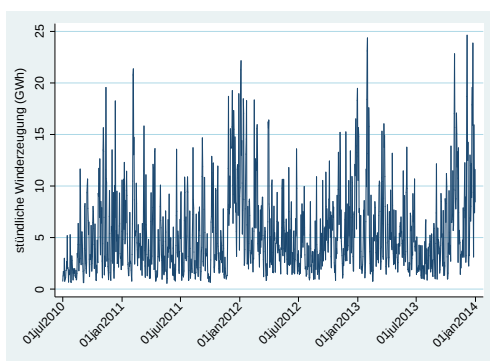
	<i>Phelix</i>	<i>Consump</i>	<i>(Wind+Pv)</i>	<i>Burngas</i>	<i>Burncoal</i>	<i>Trade</i>
<i>Phelix</i>	1.000					
<i>Consump</i>	0.629	1.000				
<i>(Wind+Pv)</i>	-0.653	-0.185	1.000			
<i>Burngas</i>	0.161	0.149	-0.010	1.000		
<i>Burncoal</i>	0.003	-0.118	-0.051	0.370	1.000	
<i>Trade</i> (N=156)	-0.141	-0.027	0.326	-0.051	-0.147	1.000



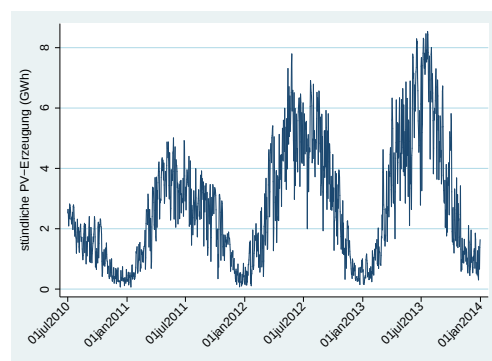
(a) *Phelix* (Quelle: EPEX Spot)



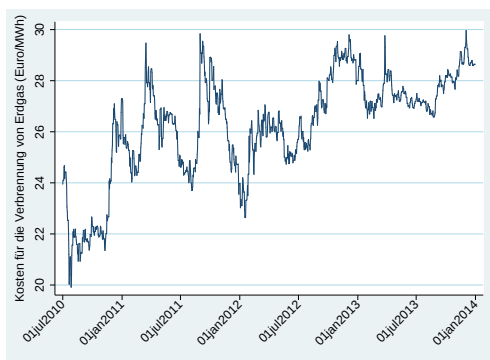
(b) *Consump* (Quelle: ENTSO-E)



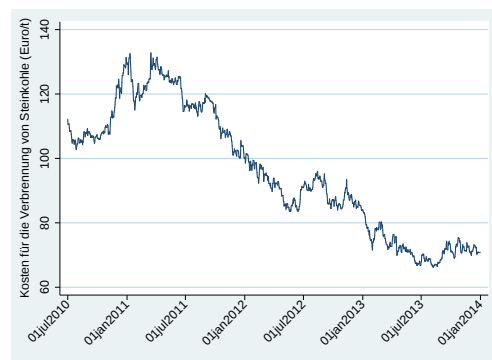
(c) *Wind* (Quelle: ÜNB)



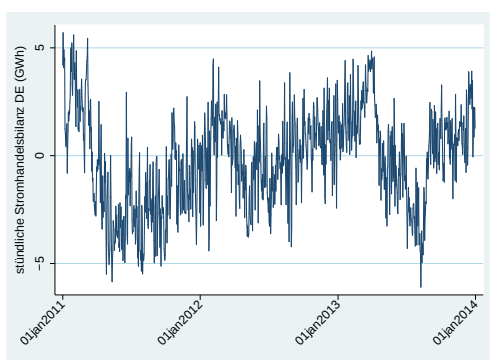
(d) *Pv* (Quelle: ÜNB)



(e) *Burngas* (Quelle: Datastream)

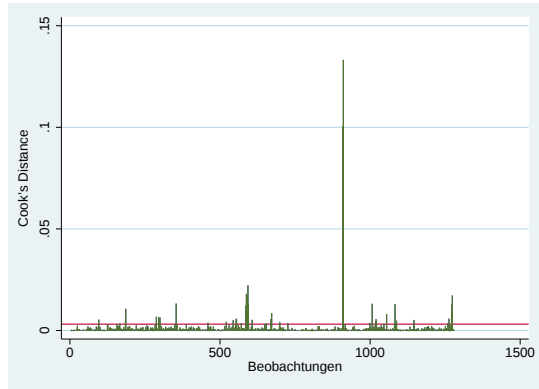


(f) *Burncoal* (Quelle: Datastream)

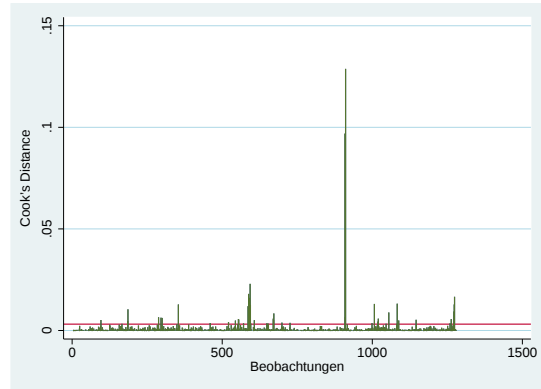


(g) *Trade* (Quelle: ENTSO-E)

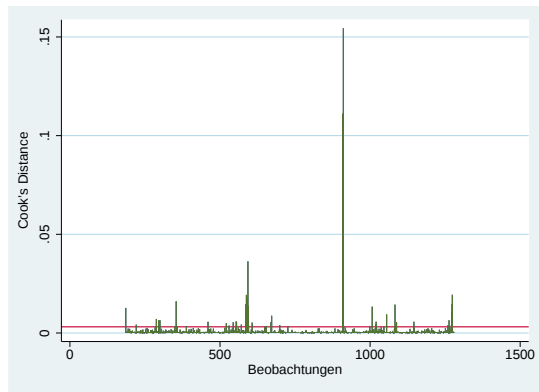
Abbildung 38: Diagramme der verwendeten Variablen (eigene Darstellung)



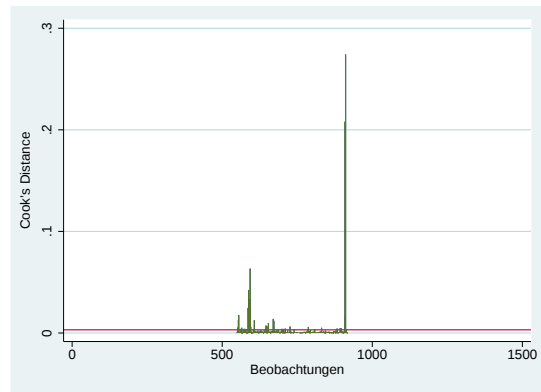
(a) Modell 4



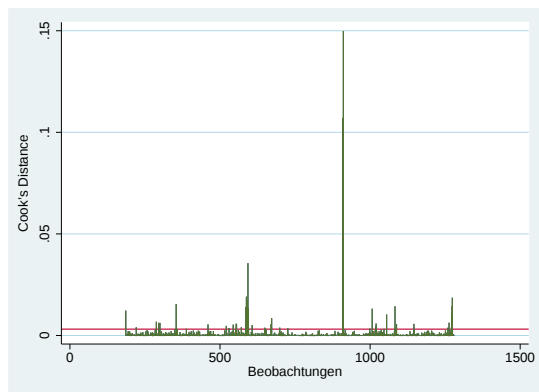
(b) Modell 5



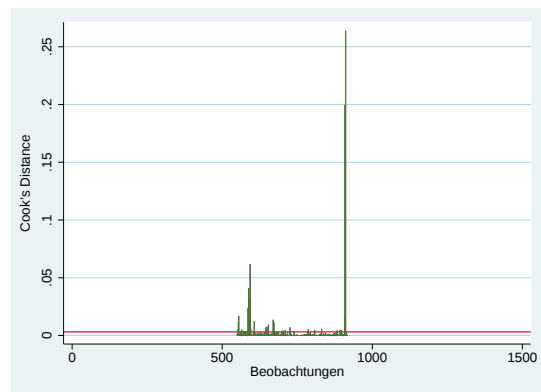
(c) Modell 6



(d) Modell 6b



(e) Modell 7



(f) Modell 7b

Abbildung 39: Cook's Distance-Diagramme zum Identifizieren von Ausreißern (eigene Darstellung)

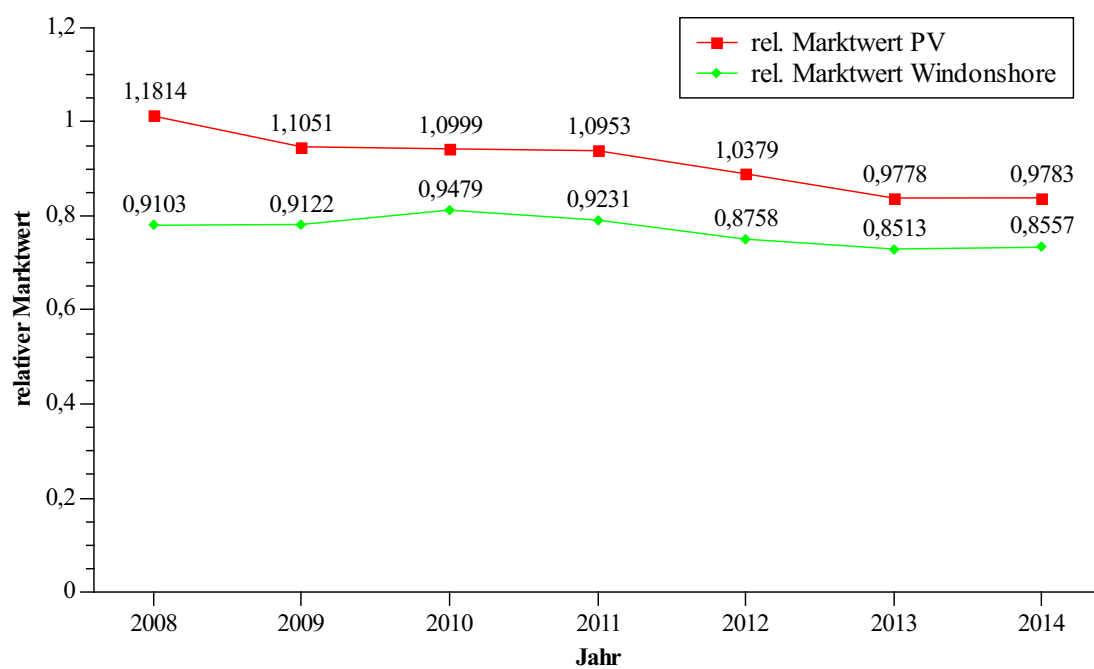


Abbildung 40: Entwicklung des relativen Marktwertes von Strom aus PV und Windonshore von 2008 bis 2014 (eigene Darstellung, Datenquelle: EPEX Spot, ÜNB, Fernahl et al. (2012))