



Wissenschaftszentrum Weihenstephan für Ernährung,
Landnutzung und Umwelt

Lehrstuhl für Wirtschaftslehre des Landbaus

**Wirkung des europäischen Emissionshandels
auf die Förderung erneuerbarer Energien -
eine empirische Untersuchung**

Karina Appelmann

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät Wissenschaftszentrum Weihenstephan für Ernährung, Landnutzung und Umwelt der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Agrarwissenschaften

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr. Kurt-Jürgen Hülsbergen

Prüfer der Dissertation:

1. Univ.-Prof. Dr. Dr. h.c. Alois Heißenhuber (i. R.)
2. Prof. Dr. Ulrich Bodmer
(Hochschule Weihenstephan-Triesdorf)
3. Univ.-Prof. Dr. Heinz Bernhardt

Die Dissertation wurde am 09.03.2016 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät Wissenschaftszentrum Weihenstephan für Ernährung, Landnutzung und Umwelt am 23.08.2016 angenommen.

„Climate change is a result of the greatest market failure
that the world has seen” (STERN 2007a).

Zusammenfassung

Die Dekarbonisierung der Stromerzeugung ist eine Schlüsselkomponente zur Erreichung eines geringeren stabilen CO₂-Levels. Die Reduzierung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung kann insbesondere durch die Erhöhung der Energieeffizienz, den Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen erreicht werden. Im Jahr 2005 wurde der europäische Emissionshandel in der Europäischen Union mit dem Ziel eingeführt, den CO₂-Ausstoß des Energiesektors und der energieintensiven Industrie zu senken. Die Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen soll als weiteres wesentliches Element dazu beitragen, die aus dem Kyoto-Protokoll resultierende Emissionsreduktionsverpflichtung zu erfüllen. Die Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor erfolgt in Deutschland durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Ziel der vorliegenden Arbeit war es, herauszufinden, ob und wie der europäische Emissionshandel sowie die Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor sich wechselseitig beeinflussen und ob die aktuelle Ausgestaltung des europäischen Emissionshandels und der Instrumente zur Förderung der erneuerbaren Energien, insbesondere das EEG, zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung und zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende beitragen. Die Forschungsfrage wurde mittels Experteninterviews beantwortet. Die Ergebnisse, die sich aus den Experteninterviews ableiten ließen, wurden durch Modellrechnungen – basierend auf Methoden der Kostenrechnung und der Methode der durchschnittlichen Stromgestehungskosten (levelized cost of electricity - LCOE) – analysiert und verifiziert.

Es zeigt sich, dass der europäische Emissionshandel kurzfristig in der Lage ist, die Einsatzplanung fossil befeuerter Kraftwerke zu beeinflussen. Jedoch scheint der derzeitige CO₂Preis, der im Jahr 2015 am Terminmarkt der EEX AG für das Frontjahr bei durchschnittlich 8 €/t CO₂ lag, zu gering zu sein, Investitionen in Emissionsvermeidungsmaßnahmen anzuregen. Dies wird auch daran ersichtlich, dass der CO₂-Preis bei durchschnittlich 22 €/t CO₂ im Jahr 2015 hätte liegen müssen, damit die variablen Kosten der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken (Wirkungsgrad 35%) und aus erdgasbefeuerten Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (Wirkungsgrad 60%) äquivalent gewesen wären. Der derzeitige Überschuss an Emissionszertifikaten muss zeitnah abgebaut werden, damit der europäische Emissionshandel ein Knappheitssignal sendet. Aufgrund dessen wird die Löschung von 1,6 Mrd. Emissionszertifikaten empfohlen. Ob die Marktstabilitätsreserve die dynamische Anreizwirkung des Emissionshandels stärken kann, ist fraglich. Denn durch diese wird regelmäßig die jährliche Menge an Zertifikaten, die versteigert wird, angepasst und die Akteure müssen diese Anpassungen antizipieren. Da die Variation des CO₂-Preises nur in einem geringen Umfang über das Modell der Grenzvermeidungskosten erklärt werden kann und politische Äußerungen und Handlungen die Preisbildung der Emissionszertifikate stark beeinflussen, würde die

Einführung einer Preisuntergrenze für Emissionszertifikate die Planungssicherheit der Akteure erhöhen. Ferner müssen politische Interventionen in den Emissionshandel auf ein Minimum beschränkt werden, um der mangelnden Glaubwürdigkeit in den europäischen Emissionshandel entgegenzuwirken. Durch einen Anstieg des CO₂-Preises würde – ceteris paribus – der Strompreis an den Großhandelsmärkten steigen. Erdgaskraftwerke, die aufgrund ihrer Eigenschaften gut für einen Ausgleich der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien geeignet sind, erzielen derzeit negative oder nur geringe Deckungsbeiträge. Sie würden von einem Anstieg des CO₂-Preises aufgrund ihrer emissionsärmeren Stromerzeugung im Vergleich zu Kohlekraftwerken profitieren.

Zwar beeinflusst der europäische Emissionshandel die Investition in erneuerbare Energien aufgrund der Vergütungsstruktur des EEG in Deutschland nur in einem geringen Umfang, jedoch prägt er aufgrund seiner Signalwirkung die strategische Ausrichtung der Energieversorgungsunternehmen. Die Ergebnisse zeigen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland ohne das EEG nicht in dem Maße erfolgt wäre und somit das EEG hinsichtlich des Zubaus an installierter Leistung ein erfolgreiches Instrument ist. Die Analyse der LCOE zeigt, dass bereits heute Windenergieanlagen an Land und Photovoltaik-Freiflächenanlagen an guten Standorten Strom zu geringeren Kosten als neue Steinkohlekraftwerke und neue erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke produzieren können. Gleichwohl können die LCOE auch dieser erneuerbaren Energien-Anlagen nicht durch den derzeitigen Strommarktpreis gedeckt werden. Somit ist eine Förderung der erneuerbaren Energien neben dem europäischen Emissionshandel, insbesondere aufgrund der unzureichenden Internalisierung der durch die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern verursachten externen Kosten, weiterhin notwendig. Für eine Beibehaltung des EEG spricht die aus der Vergütungsstruktur resultierende Planungssicherheit. Jedoch sollten Maßnahmen ergriffen werden, das Marktpreisrisiko und somit den Einfluss des CO₂-Preises auf die Investition in erneuerbare Energien zu erhöhen, da sich hierdurch die Chance ergibt, dass neue Vermarktungsstrategien entwickelt und die Investition in die Flexibilisierung der Erzeugung angereizt wird.

Folgende Fragen sollten Gegenstand weiterer Untersuchungen sein: (1) Setzt der Energy-Only-Markt ausreichende Anreize, um in Maßnahmen zu investieren, die für die Transformation des Stromsystems bei gleichzeitiger Gewährung der Versorgungssicherheit notwendig sind? (2) Wie wirkt sich die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien langfristig auf den Strompreis aus und (3) können sich erneuerbare Energien mit Grenzkosten nahe null, wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen, aufgrund des im Zeitablauf sinkenden Marktwertes des Stroms aus diesen Anlagen jemals auf einem grenzkostenbasierten Strommarkt refinanzieren?

Abstract

Decarbonizing electricity generation is a key component in achieving low stabilization atmospheric CO₂-eq concentrations. The CO₂ emissions of electricity generation can be reduced especially by improvements in energy efficiency, a fossil fuel switching from coal to natural gas and an increased utilization of renewable energy sources. In the year 2005, the European Union established the EU Emissions Trading Scheme (EU ETS) with the objective of reducing CO₂ emissions of the energy sector and the energy-intensive industries. Promoting the use of energy from renewable energy sources is a further important part to reduce greenhouse gas emissions and comply with the Kyoto Protocol. In Germany, electricity from renewable energy sources is supported by the Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (EEG). The objective of this research was to determine if and how the EU ETS and the support of electricity from renewable energy sources interact. Furthermore, this research examined if the current configuration of the EU ETS and the support schemes which promote the electricity from renewable energy sources, above all the EEG, contribute to decarbonizing electricity generation and to coping with the challenges of energy transition. Qualitative research interviews with experts were undertaken to answer these research questions. The results derived from the expert interviews were analyzed and verified with model calculations, which were based on methods of cost accounting and the methods of levelized cost of electricity (LCOE).

It is found that the EU ETS is able to influence the electricity generation of the fossil-fired power plants in the short term. However, the current carbon price seems to be too low to offer an incentive to invest in low-carbon technologies. This becomes evident that in the year 2015 the carbon price should have risen to average 22 €/t CO₂ so that the variable costs of a hard coal-fired plant (35% efficiency) and the variable costs of a natural gas-fired plant (combined-cycle gas turbines, 60% efficiency) had been equal. But the average carbon price for the year-ahead futures at EEX amounted to 8 €/t CO₂ in the year 2015. The current surplus of allowances has to be reduced in the short term, so that the carbon price can signal a scarcity of allowances. Hence 1.6 billion allowances should be deleted. It remains to be seen, if the market stability reserve can strengthen the dynamic efficiency of the EU ETS, because this instrument adjusts regularly the annual volumes of allowances, which are auctioned and the actors have to anticipate these adjustments. Due to the fact that only a small extent of the allowance price variation is explained by the marginal abatement cost model and political statements and actions have a strong effect on the pricing of the allowances, the implementation of a price floor would increase the price certainty. Furthermore, political intervention in the EU ETS has to be minimized; thereby the lack of credibility could be decreased. If the carbon price would increase – ceteris paribus – the electricity market price would also in-

crease. Gas-fired plants are suitable to compensate for the electricity generation of fluctuating renewable energy sources such as wind and solar power, but currently the gross margin of gas-fired plants is negative or very low. Gas-fired plants would profit from an increase of the carbon price compared to coal-fired plants due to their electricity generation with lower carbon emissions.

In Germany, the EU ETS influences the investment in renewable energy sources due to the remuneration system of the EEG only to a low extent. However, the EU ETS impresses the strategic direction of the electric supply companies due to its signaling effect. The results show that the increase in renewable energy sources for electricity generation would not have ensued to this extent without the EEG. Hence the EEG is a successful support scheme concerning the expansion of renewable energy sources in Germany. The analysis of the LCOE shows that even today wind generators onshore and large ground-mounted photovoltaic plants in locations with good conditions can produce electricity at lower costs than new hard coal-fired plants and natural gas-fired combined-cycle gas turbines. However, the current market price for electricity cannot cover the LCOE of wind generators onshore and large ground-mounted photovoltaic plants. Due to the fact that especially the external costs of greenhouse gas emissions from fossil-fuel combustion are not completely internalized, a support scheme for electrical generation from renewable energy sources in addition to the EU ETS is still essential. The EEG should be retained for the planning certainty resulting from the remuneration system of the EEG. However, measures should be taken to increase the market risks and thus the influence of the carbon price on the investment in renewable energy sources. Hence the opportunity arises that the actors develop new marketing strategies and invest in the flexibility of electricity generation.

The following questions should be subject to further research: (1) Is the energy-only-market able to incentivize sufficient investment in measures, which are essential for the transformation of the electricity system while simultaneously granting the security of supply? (2) How will the electricity generation from renewable energy sources influence the price for electricity in the long term? (3) Will renewable energy sources with marginal cost close to zero such as wind and solar generators – because of their decreasing market value over time – ever be able to refinance on a marginal cost based electricity market?

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	XIII
Tabellenverzeichnis.....	XVII
Abkürzungsverzeichnis	XIX
1 Einleitung.....	1
2 Theoretische und rechtliche Hintergründe	5
2.1 Grundlagen der Klima- und Umweltpolitik	5
2.1.1 Marktversagen durch Externalitäten	5
2.1.2 Instrumente der Umweltpolitik zur Internalisierung externer Effekte.....	8
2.1.2.1 Emissionsgrenzwert.....	10
2.1.2.2 Emissionsabgabe.....	10
2.1.2.3 Handelbare Emissionszertifikate.....	11
2.1.2.4 Subventionen	13
2.1.3 Bewertung der Internalisierungsstrategien	15
2.1.3.1 Emissionsgrenzwert versus Emissionsabgabe	15
2.1.3.2 Handelbare Emissionszertifikate.....	18
2.1.3.3 Subventionen	20
2.2 Internationale Klimapolitik.....	20
2.3 Europäischer Emissionshandel	26
2.3.1 Europarechtlicher Rahmen	26
2.3.2 Umsetzung des europäischen Rechts in Deutschland	28
2.3.2.1 Grundprinzipien des Emissionshandels in Deutschland	28
2.3.2.2 Zuteilungsregeln	29
2.3.2.3 Handel mit Emissionsberechtigungen.....	35
2.3.2.4 Emissionsgutschriften	37
2.3.2.5 Abgabepflicht	39
2.3.2.6 Bilanzierung von Emissionsberechtigungen	40
2.4 Förderung erneuerbarer Energien.....	43
2.4.1 Nutzung von erneuerbaren Energien in Europa	43
2.4.2 Instrumente zur Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor	44
2.4.2.1 Quotenmodell.....	45
2.4.2.2 Einspeisevergütungsmodell	46
2.4.3 Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor in Deutschland	46
2.4.3.1 Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien	46

2.4.3.2	Grundlegendes Konzept und Funktionsweise des EEG	48
2.4.3.3	Einspeisevergütung im Sinne der §§ 16 ff. EEG	53
2.4.3.4	Direktvermarktung im Sinne der §§ 33a bis 33f EEG	69
2.5	Wechselwirkungen zwischen Emissionshandel und Förderung der erneuerbaren Energien	76
3	Experteninterviews	78
3.1	Untersuchungsdesign der Experteninterviews	78
3.1.1	Methodologische Einordnung des Experteninterviews	78
3.1.2	Vorbereitung der Experteninterviews	82
3.1.2.1	Auswahl der Interviewpartner	82
3.1.2.2	Erstellung des Leitfadens	83
3.1.2.3	Kontaktaufnahme und Beschreibung der interviewten Unternehmen	86
3.1.3	Datenerhebung und Datenaufbereitung	88
3.1.3.1	Durchführung der Experteninterviews	88
3.1.3.2	Aufbereitung des gewonnenen Materials	89
3.1.4	Auswertung der Experteninterviews	90
3.1.5	Weiteres Datenmaterial	93
3.2	Ergebnisse der Experteninterviews	95
3.2.1	Der Emissionshandel aus Sicht der befragten Energieversorgungsunternehmen	95
3.2.1.1	Auswirkungen des europäischen Emissionshandels	95
3.2.1.2	Handel mit Emissionszertifikaten	108
3.2.1.3	Entwicklung des Preises für Emissionszertifikate	118
3.2.1.4	Befürwortung, Defizite und Änderungsvorschläge	123
3.2.2	Investition in erneuerbare Energien	129
3.2.2.1	Determinanten für die Investition in erneuerbare Energien	129
3.2.2.2	Wind, Sonne, Biomasse oder Geothermie?	131
3.2.2.3	Fluktuierende Einspeisung der erneuerbaren Energien	140
3.2.3	Wechselwirkungen zwischen Emissionshandel und Förderung der erneuerbaren Energien	145
3.2.3.1	CO ₂ -Emissionsvermeidung durch erneuerbare Energien	145
3.2.3.2	Einfluss des CO ₂ -Preises auf die Investition in erneuerbare Energien	148
3.2.3.3	Merit-Order-Effekt	152
3.2.3.4	Bewertung der Förderung der erneuerbaren Energien und zukünftiges Strommarktdesign	159
3.3	Zwischenfazit	166

4	Kosten der Stromerzeugung	171
4.1	Material und Methoden der Kostenrechnung	171
4.1.1	Kostenrechnungssystem auf Teilkostenbasis	171
4.1.1.1	Methodisches Vorgehen	171
4.1.1.2	Eingangsparameter	172
4.1.2	Durchschnittliche Stromgestehungskosten	174
4.1.2.1	Methodisches Vorgehen	174
4.1.2.2	Eingangsparameter	176
4.1.2.3	Szenarien	186
4.2	Ergebnisse der Kostenrechnung	187
4.2.1	Maßgeblicher CO ₂ -Preis für einen Fuel-Switch	187
4.2.2	Einfluss des Preises für Emissionszertifikate auf den Merit-Order-Effekt ...	190
4.2.3	Deckungsbeiträge fossil befeuerter Kraftwerke	192
4.2.4	Durchschnittliche Stromgestehungskosten	197
4.2.4.1	Fossil befeuerte Kraftwerke	197
4.2.4.2	Erneuerbare Energien	201
5	Diskussion	208
5.1	Reform des Emissionshandels	208
5.1.1	Bewertung der aktuellen Situation	208
5.1.2	Lösungsansätze	210
5.1.2.1	Marktstabilitätsreserve	211
5.1.2.2	Preisregulierungsmechanismen	215
5.1.2.3	Langfristige Klimaschutzziele	221
5.2	Bewertung der Wechselwirkungen zwischen Emissionshandel und Förderung der erneuerbaren Energien	223
5.2.1	Kritische Würdigung der Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland	223
5.2.2	Merit-Order-Effekt	230
5.3	Kapazitätsmarkt versus Energy-Only-Markt	235
5.3.1	Ausgangssituation	235
5.3.2	Kapazitätsmechanismen	238
5.3.3	Energy-Only-Markt	241
5.3.4	Aktueller politischer Stand	243
6	Schlussfolgerungen	246
	Literaturverzeichnis	249

Quellenverzeichnis	275
Anhang I: Leitfaden für Experteninterview	285
Anhang II: Anschreiben zur ersten Kontaktaufnahme	289
Anhang III: Einverständniserklärung der Experten	290
Nachwort	291

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1.	Marktgleichgewicht.....	5
Abb. 2-2.	Ineffizienz durch negative externe Effekte.....	7
Abb. 2-3.	Grenzvermeidungskosten, Grenzscha- den und optimaler Grad der Schädigung.....	8
Abb. 2-4.	Ablauf des Emissionshandels.....	12
Abb. 2-5.	Internalisierung positiver externer Effekte durch eine Subvention.	14
Abb. 2-6.	Emissionsgrenzwert versus Emissionsabgabe.	16
Abb. 2-7.	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 1990.....	25
Abb. 2-8.	Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch des Jahres 2005, Durchschnittswert der Jahre 2011 und 2012 sowie der Jahre 2013 und 2014, erstes und zweites Zwischenziel des indikativen Zielpfades sowie nationaler Zielwert im Jahr 2020 ausgewählter EU- Mitgliedsstaaten.....	43
Abb. 2-9.	Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Jahren 1990 und 1999 bis 2015 in Deutschland.	47
Abb. 2-10.	Das gestufte und ausgleichende Abnahme- und Vergütungssystem des EEG.....	49
Abb. 2-11.	Vergütungssysteme zur Förderung des Stroms aus erneuerbaren Energien im Sinne des EEG 2012.....	72
Abb. 2-12.	Festvergütete und direktvermarktete EEG-Strommenge und Anteil der direktvermarkteten Strommenge an der gesamten EEG-Strommenge ausgewählter erneuerbarer Energieträger der Jahres 2011 bis 2014 in Deutschland.....	75
Abb. 3-1.	Schema zum Ablauf der Untersuchung.....	82
Abb. 3-2.	Schema zum Ablauf der inhaltlichen Strukturierung.....	92
Abb. 3-3.	Schematische Darstellung der Merit-Order in Deutschland ohne Berücksichtigung der erneuerbaren Energien.....	96
Abb. 3-4.	Preisbildung auf dem Strommarkt. Preiskurve vom 26.3.2014, 11-12 Uhr an der EPEX SPOT SE Day-Ahead-Auktion für die Preiszone Deutschland/Österreich.....	97
Abb. 3-5.	Entwicklung des Strommarktpreises (Phelix Day Base, Preiszone Deutschland/Österreich) am Spotmarkt der EPEX SPOT SE und des Preises für Emissionszertifikate (EU Emission Allowance - EUA) am Spotmarkt der EEX AG (Sekundärmarkt).....	98
Abb. 3-6.	Einfluss des Preises für Emissionszertifikate (Sekundärmarkt) am Terminmarkt auf den Strompreis am Terminmarkt für die Handelsjahre 2007 bis 2015.....	113
Abb. 3-7.	Einfluss des Preises für Emissionszertifikate (Sekundärmarkt) am Spotmarkt auf den Strompreis am Spotmarkt der EPEX SPOT SE (Preiszone Deutschland/Österreich) für den Zeitraum April 2008 bis Dezember 2015.....	114

Abb. 3-8.	Entwicklung des Preises für EUA- und CER-Futures-Kontrakte in den Jahren 2008 bis 2015 am Terminmarkt.....	117
Abb. 3-9.	Ausgegebene Emissionszertifikate, verifizierte Emissionen und kumulierter Überschuss aller emissionshandlungspflichtigen stationären Anlagen (ohne Flugverkehr) im Europäischen Wirtschaftsraum in den Jahren 2008 bis 2014.....	121
Abb. 3-10.	Mittelwert der täglichen Stromeinspeisung pro Monat sowie Streuung der täglichen Stromeinspeisung innerhalb eines Monats der in den Jahren 2012 bis 2014 in Deutschland erzeugten und im Rahmen des EEG verwerteten Stromeinspeisung aus Windenergieanlagen und aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie.....	141
Abb. 3-11.	Schematische Darstellung des Merit-Order-Effektes.	152
Abb. 3-12.	Einfluss der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (Windenergie und solare Strahlungsenergie) deutscher Standorte auf das Handelsvolumen und Darstellung des linearen Zusammenhangs zwischen Residuallast und Strompreis am Spotmarkt der EPEX Spot SE für die Preiszone Deutschland/Österreich in den Jahren 2012 bis 2014.....	154
Abb. 3-13.	Gewichteter Mittelwert und Minimum der negativen Strommarktpreise sowie Anzahl der Einzelstunden mit negativem Strommarktpreis am Spotmarkt der EPEX SPOT SE (Phelix Day Base, Preiszone Deutschland/Österreich) im Zeitraum 2009 bis 2015.	155
Abb. 3-14.	Strompreisentwicklung am Spotmarkt der EPEX SPOT SE für die Preiszone Deutschland/Österreich von Phelix Day Base und Phelix Day Peak in den Jahren 2005 bis 2015.....	156
Abb. 3-15.	Verhältnis der Stundenmittelwerte der Strompreise zum jährlichen Mittelwert der Strompreise am Spotmarkt der EPEX Spot SE für die Preiszone Deutschland/Österreich.....	157
Abb. 3-16.	Lastdauerkurve und residuale Lastdauerkurve des Jahres 2014 (stündliche Auflösung) für Deutschland.....	165
Abb. 4-1.	Ex-Post-Berechnung der für einen Fuel-Switch relevanten CO ₂ -Preise für den Zeitraum 2008 bis 2015 – hohes Preisniveau.....	188
Abb. 4-2.	Ex-Post-Berechnung der für einen Fuel-Switch relevanten CO ₂ -Preise für den Zeitraum 2008 bis 2015 – niedriges Preisniveau.	189
Abb. 4-3.	Merit-Order-Effekt bei unterschiedlichen CO ₂ -Preisniveaus.....	191
Abb. 4-4.	Entwicklung der sich auf Basis der Strompreise am Terminmarkt (Phelix Year) für Grundlast (Base) und Spitzenlast (Peak) ergebenden Deckungsbeiträge der fossil befeuerten Kraftwerke im Zeitraum 2008 bis 2015 in Deutschland.....	192
Abb. 4-5.	Entwicklung der variablen Kosten der Stromerzeugung aus Steinkohle je erzeugte MWh und des Strompreises am Terminmarkt für Grundlaststrom (Phelix Base Year) im Zeitraum 2008 bis 2015.	194
Abb. 4-6.	Entwicklung der variablen Kosten der Stromerzeugung aus Erdgas und Steinkohle je erzeugte MWh und des Strompreises am Terminmarkt für Spitzenlaststrom (Phelix Peak Year) im Zeitraum 2008 bis 2015.	195

Abb. 4-7.	Entwicklung der variablen Kosten der Stromerzeugung aus neuen Erdgaskraftwerken (GuD) je erzeugte MWh und des Strompreises am Terminmarkt im Zeitraum 2011 bis 2015.....	196
Abb. 4-8.	LCOE der modellierten fossil befeuerten Kraftwerke und der erneuerbaren Energien-Anlagen an Standorten in Deutschland mit Inbetriebnahme im Jahr 2015.....	197
Abb. 4-9.	LCOE sowie Sensitivitätsanalyse des Modell-Braunkohlekraftwerkes.....	198
Abb. 4-10.	LCOE sowie Sensitivitätsanalyse des Modell-Steinkohlekraftwerkes.	199
Abb. 4-11.	LCOE sowie Sensitivitätsanalyse des Modell-Erdgaskraftwerkes (Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk).	199
Abb. 4-12.	Entwicklung der LCOE der modellierten Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie des Erdgaskraftwerkes in Abhängigkeit verschiedener harmonisierter CO ₂ -Preise.....	201
Abb. 4-13.	LCOE der modellierten Windenergieanlagen Onshore sowie Sensitivitätsanalyse der Modell-Windenergieanlage mit einer jährlichen Stromerzeugung von 1.700 kWh/kW.....	202
Abb. 4-14.	LCOE der modellierten Windenergieanlagen Offshore sowie Sensitivitätsanalyse der küstennahen Modell-Windenergieanlage mit einer jährlichen Stromerzeugung von 4.000 kWh/kW.	203
Abb. 4-15.	LCOE der modellierten Biogasanlagen sowie Sensitivitätsanalyse der Modell-Biogasanlage mit 500 kW ohne Flexibilisierung und einer Stromerzeugung von 8.000 kWh/kW.....	204
Abb. 4-16.	LCOE der modellierten Photovoltaikanlagen sowie Sensitivitätsanalyse der Modell-Photovoltaik-Dachanlage mit einer installierten Leistung von 5 kWp mit Standort im Norden Deutschlands (Globalstrahlung: 1.000 kWh/m ² a).....	205
Abb. 4-17.	Entwicklung der Marktwerte für Strom aus steuerbaren und fluktuierenden erneuerbaren Energien im Zeitraum 2012 bis 2015.	206
Abb. 5-1.	Einfluss unterschiedlicher CO ₂ -Preisniveaus auf die CO ₂ -Einsparung bei geringer Stromnachfrage.....	233

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1.	Deutsches Emissionsinventar im Basisjahr.....	22
Tab. 3-1.	Gesamte Zuteilungsmenge und verifizierte CO ₂ -Emissionen der emissionshandelspflichtigen Anlagen der interviewten Unternehmen, der Energieanlagen und aller emissionshandelspflichtigen Anlagen in der zweiten Handelsperiode in Deutschland.	87
Tab. 3-2.	Klassifizierung der interviewten Unternehmen nach der in der zweiten Handelsperiode insgesamt kostenlos zugeteilten Menge an Emissionsberechtigungen.	88
Tab. 3-3.	Tätigkeitsbereiche der Experten.....	89
Tab. 3-4.	Vergleich der gesamten Zuteilungsmenge und der verifizierten Emissionen der interviewten Unternehmen in der zweiten Handelsperiode.	101
Tab. 3-5.	Handelsvolumen des Phelix Base Year Futures in der Handelsperiode 2005 bis 2014.....	112
Tab. 3-6.	Abgabe von Emissionsgutschriften im Zeitraum 2008 bis 2012 durch die emissionshandelspflichtigen Energieanlagen der interviewten Unternehmen.....	118
Tab. 4-1.	Elektrischer Nettowirkungsgrad der fossil befeuerten Kraftwerke und CO ₂ -Emissionsfaktoren bezogen auf den Brennstoffeinsatz (g/kWh).	173
Tab. 4-2.	Technische Parameter der modellierten Stromerzeugungstechnologien.....	177
Tab. 4-3.	Investitionskosten der modellierten Stromerzeugungstechnologien.	178
Tab. 4-4.	Entwicklung der Stromerzeugung der modellierten fossil befeuerten Kraftwerke.	180
Tab. 4-5.	Stromerzeugung der modellierten Windenergieanlagen an verschiedenen Standorten in Deutschland.....	180
Tab. 4-6.	Stromerzeugung der modellierten Biogasanlagen in Deutschland.....	181
Tab. 4-7.	Stromerzeugung der Modellanlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie an verschiedenen Standorten in Deutschland.....	182
Tab. 4-8.	Jährliche fixe und variable Betriebskosten der modellierten Stromerzeugungstechnologien.....	182
Tab. 4-9.	Substratpreise der modellierten Biogasanlagen.....	184
Tab. 4-10.	Entwicklung der Preise für Emissionszertifikate.	184
Tab. 4-11.	Ermittlung der realen kalkulatorischen Zinssätze.....	185
Tab. 4-12.	Szenarien zur Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten der modellierten Stromerzeugungstechnologien in Deutschland.....	186
Tab. 4-13.	Technische und ökonomische Parameter des modellierten Kraftwerksparks.....	190

Abkürzungsverzeichnis

AAU	Assigned Amount Unit
a. F.	alte Fassung
Anm.	Anmerkung
Art(t).	Artikel (Plural)
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BT-Drs.	Bundestagsdrucksache
Buchst.	Buchstabe
Carbix	Carbon Index
CCS	Carbon Capture and Storage
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reduction
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle im Umwelt- bundesamt
EB	Emissionsberechtigung
EE	erneuerbare Energien
EEA	European Environment Agency
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EGK	externe Grenzkostenkurve
EGN	externe Grenznutzenkurve
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERU	Emission Reduction Unit
ErwGr.	Erwägungsgrund
EUA	EU Emission Allowance
EV	anzulegender Wert
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
GGK	gesellschaftliche Grenzkostenkurve
GGN	gesellschaftliche Grenznutzenkurve
GK	Grenzkosten der Produktion

GT	Gasturbinenkraftwerk
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
GVK	Grenzvermeidungskosten
HFCs	teihalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
i. V. m.	in Verbindung mit
JI	Joint Implementation
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	levelized cost of electricity (durchschnittliche Stromgestehungskosten)
MP	Marktprämie
MSR	Marktstabilitätsreserve
MW	tatsächlicher Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwertes
Nawaro	nachwachsende Rohstoffe
NF ₃	Stickstofftrifluorid
NVwZ	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht
N ₂ O	Distickstoffoxid
OTC	Over-The-Counter
PFCs	perfluorierte Kohlenwasserstoffe
P _M	Managementprämie
PR	Performance Ratio
ppm	parts per million
RGBI.	Reichsgesetzblatt
RL	Richtlinie
Rn.	Randnummer
ROC	Renewable Obligation Certificate
RW	energeträgerspezifischer Referenzmarktwert
SD	Standardabweichung
SF ₆	Schwefelhexafluorid
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
UEBLL	Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VO	Verordnung
WACC	weighted average cost of capital
ZNER	Zeitschrift für Neues Energierecht
ZuG	Zuteilungsgesetz
ZUR	Zeitschrift für Umweltrecht
η	Wirkungsgrad

1 Einleitung

Der überwiegende Teil der wissenschaftlichen Erkenntnisse indiziert, dass das Klima der Erde sich rapide verändert, hauptsächlich infolge des anthropogen verursachten Anstiegs der Treibhausgase (STERN 2007b, S. 4).

Die solare Strahlung passiert die Atmosphäre, erwärmt die Oberfläche der Erde und wandelt sich so in infrarote Strahlung um. Die infrarote Strahlung wird von der Erde wieder in das Weltall abgestrahlt, womit ein Kühlungseffekt der Erde einhergeht. Im Wesentlichen zeigen die Erkenntnisse der Klimaforschung, dass Gase, die aus mindestens drei Atomen bestehen, bestimmte Wellenlängen aus dem Bereich der infraroten Strahlung absorbieren (STERN 2007b, S. 6; SINN 2009, S. 20-23). Diese Gase erwärmen sich und geben die Wärme sodann an andere Gase ab. Hierdurch verringert sich der Kühlungseffekt. Kohlendioxid (CO_2) geht mit Wasser eine lose Verbindung ein, wird durch Regen in die Meere ausgewaschen und durch den Wellengang wieder freigegeben. Zwar kann die Luft unbegrenzt CO_2 aufnehmen, jedoch ist die CO_2 -Aufnahmefähigkeit des Wassers begrenzt. Ein Anstieg der CO_2 -Konzentration kann nicht vollständig vom Wasser absorbiert werden, der Rest sammelt sich in der Luft an. Kommt es aufgrund äußerer Einflüsse zu einer Erwärmung der Erde, steigt auch die Meerestemperatur, wodurch das Meer eine höhere Menge an CO_2 abgibt und sich die Erde zusätzlich erwärmt. Die reduzierte CO_2 -Speicherfähigkeit des Meeres führt zu einer Destabilisierung des Klimas. CO_2 ist im Gegensatz zu anderen Treibhausgasen chemisch außerordentlich stabil, es reagiert nicht mit anderen Gasen in der Luft und zersetzt sich somit nicht. Hierdurch führt beispielsweise die Verbrennung von fossilen Brennstoffen zu einer Erhöhung des bereits vorhandenen Bestandes, sodass die CO_2 -Konzentration in der Luft im Zeitablauf zunimmt (SINN 2009, S. 21-27).

Im Jahr 2011 betrug die Konzentration von CO_2 in der Atmosphäre 390,5 ppm, gemeint ist hiermit 390,5 Moleküle des Treibhausgases pro Millionen Luftmoleküle. Die CO_2 -Konzentration lag im Jahr 2011 um 40% höher als im Jahr 1750 (IPCC 2013, S. 11, 166 f.). Auch die Konzentration anderer Treibhausgase, wie Methan (CH_4), Distickstoffoxid (N_2O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFCs), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFCs) und Schwefelhexafluorid (SF_6) stiegen im Vergleich zum Niveau des Jahres 1750 (IPCC 2013, S. 161). Der anthropogen verursachte Anstieg der CO_2 -Konzentration wird durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe, die Entwaldung und andere Veränderungen der Landnutzung verursacht (IPCC 2013, S. 467, 487), wobei die Verbrennung fossiler Brennstoffe die Hauptursache für den Anstieg der CO_2 -Konzentration durch menschliches Handeln ist (TANS 2009, S. 29).

Die globale mittlere Oberflächentemperatur stieg in der Periode 1880 bis 2012 um 0,85 °C und über die Periode 1951 bis 2012 um 0,72 °C (IPCC 2013, S. 161 f.). Um das Zwei-Grad-Ziel – die Erwärmung der globalen mittleren Oberflächentemperatur um nicht mehr als 2 °C gegenüber der vorindustriellen Zeit – zu erreichen, sind nach IPCC (2015, S. 20, 22) die globalen anthropogenen Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 2010 um 41 bis 72% bis 2050 und um 78 bis 118% bis 2100 zu reduzieren. Im Basisszenario, wenn die anthropogenen Treibhausgasemissionen nicht reduziert werden, steigt die globale mittlere Oberflächentemperatur bis 2100 zwischen 3,7 bis 4,8 °C über den Durchschnitt der Jahre 1850 bis 1900, bei Berücksichtigung der Unsicherheiten des Klimas rangiert der Temperaturanstieg zwischen 2,5 bis 7,8 °C (IPCC 2015, S. 20).

Die Dekarbonisierung der Stromerzeugung ist eine Schlüsselkomponente von kosteneffizienten Minderungsstrategien, um ein geringeres stabiles CO₂-Level zu erreichen. Die Reduzierung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung kann durch die Erhöhung der Energieeffizienz, den Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas, die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen, die Ausweitung der Nutzung der Kernenergie sowie der Nutzung fossiler Energien und der Bioenergie mit CO₂-Speicherung erreicht werden (IPCC 2015, S. 99-101).

Um das Klimasystem für heutige und künftige Generationen zu schützen, wurde 1992 in Rio de Janeiro das Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (Klimarahmenkonvention) geschlossen, welches die transnationale und die nationale Klimapolitik der Bundesrepublik Deutschland wesentlich beeinflusst (EKARDT 2013, Einleitung Rn. 6). Nach Art. 2 der Klimarahmenkonvention ist Ziel des Übereinkommens, „die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre auf einem Niveau zu erreichen, auf dem eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert wird. Ein solches Niveau sollte innerhalb eines Zeitraums erreicht werden, der ausreicht, damit sich die Ökosysteme auf natürliche Weise den Klimaänderungen anpassen können, die Nahrungsmittelerzeugung nicht bedroht wird und die wirtschaftliche Entwicklung auf nachhaltige Weise fortgeführt werden kann.“ Ergänzend zur Klimarahmenkonvention wurde 1997 das Kyoto-Protokoll unterzeichnet, welches erstmals rechtsverbindlich Emissionsbegrenzungs- und -reduktionsverpflichtungen für die Vertragsparteien der Industrieländer festlegt (BAIL 1998, S. 460).

Um die aus dem Kyoto-Protokoll resultierende Emissionsreduktionsverpflichtung zu erfüllen und darüber hinaus zu zeigen, dass die Europäische Union „bereit ist für eine weltweite Vorreiterrolle bei der Bewältigung des Klimawandels, dem Streben nach sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Energien und der Umwandlung der europäischen Wirtschaft zu

einem Vorbild für nachhaltige Entwicklung im 21. Jahrhundert“ (KOM(2008) 30 endgültig, S. 2), vereinbarte die Europäische Union folgende Ziele: (1) die Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 20% gegenüber 1990, (2) die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch der EU auf 20% bis 2020 und (3) die Senkung des Energieverbrauchs der EU bis 2020 um 20% (EUROPÄISCHER RAT 2007, S. 12, 20 f.; KOM(2008) 30 endgültig, S. 3, 9).

Diese Zieltrias nahm die Bundesregierung Deutschland in ihrem Energiekonzept, welches im Jahr 2010 erstellt wurde, auf. Hiernach sollen (1) die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40% und bis 2050 um mindestens 80% gegenüber 1990 reduziert werden. Dem für 2050 festgelegten Ziel liegt folgender Entwicklungspfad zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen zugrunde: bis 2030 um minus 55% und bis 2040 um minus 70%. (2) Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch soll 18% im Jahr 2020 und 60% im Jahr 2050 betragen. Weiter soll (3) der Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20% und bis 2050 um 50% gegenüber 2008 sinken. Bezogen auf den Stromverbrauch wird angestrebt, dass dieser um 10% bis 2020 und um 25% bis 2050 gegenüber 2008 vermindert wird (BMW UND BMU 2010, S. 4 f.).

Im Jahr 2005 wurde der europäische Emissionshandel eingeführt (Art. 4 RL 2003/87/EG), der „[z]usammen mit anderen Politiken und Maßnahmen ein integraler und wesentlicher Bestandteil der gemeinschaftlichen Strategie zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls sein [wird]“ (KOM(2000) 87 endgültig, S. 4). Die Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen soll als weiteres wesentliches Element dazu beitragen, die Treibhausgasemissionen der Gemeinschaft zu senken und die aus dem Kyoto-Protokoll resultierende Verpflichtung einzuhalten (RL 2009/28/EG, ErwGr. 1). Aufgrund dessen stellt sich die Frage, ob und wie der europäische Emissionshandel und die Förderung der erneuerbaren Energien sich wechselseitig beeinflussen und ob die aktuelle Ausgestaltung des europäischen Emissionshandels und der Instrumente zur Förderung der erneuerbaren Energien, insbesondere das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung und zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende beitragen.

Zunächst werden im nachfolgenden Kapitel 2 die Grundlagen der Klima- und Umweltpolitik und das Marktversagen durch Externalitäten erläutert. Im Anschluss folgt ein Überblick über die Ausgestaltung des europäischen Emissionshandels und der Förderung der erneuerbaren Energien, insbesondere in Deutschland. Abschließend werden der Stand des Wissens bezüglich der Wechselwirkungen zwischen dem europäischen Emissionshandel und der Förderung der erneuerbaren Energien durch das EEG aufgezeigt und hieraus die konkreten For-

schungsfragen abgeleitet. Diese werden mittels der Durchführung von Experteninterviews, einer Methode aus der empirischen Sozialforschung, beantwortet. Kapitel 3 stellt das methodische Vorgehen sowie die Ergebnisse der Experteninterviews dar. Zur Analyse und Verifizierung der Ergebnisse, die sich aus den Experteninterviews ableiten lassen, werden Modellrechnungen – basierend auf Methoden der Kostenrechnung und der Methode der durchschnittlichen Stromgestehungskosten (levelized cost of electricity - LCOE) – durchgeführt. Die Erläuterungen der Modelle sowie die hieraus gewonnenen Ergebnisse werden in Kapitel 4 dargestellt. In Kapitel 5 werden die eigenen Ergebnisse mit der Literatur diskutiert und hieraus Implikationen für Politik und Praxis abgeleitet. Die Arbeit endet mit den Schlussfolgerungen und einem Ausblick auf den zukünftigen Forschungsbedarf.

2 Theoretische und rechtliche Hintergründe

2.1 Grundlagen der Klima- und Umweltpolitik

2.1.1 Marktversagen durch Externalitäten

In einem kompetitiven Markt ist die Allokation ökonomisch effizient (PINDYCK UND RUBINFELD 2013, S. 814). Im Marktgleichgewicht, im Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve, stellen sich der Gleichgewichtspreis und die Gleichgewichtsmenge ein (Abb. 2-1). Die freiwillig angebotene Menge stimmt mit der freiwillig nachgefragten überein. Es besteht weder ein Überhang noch eine Fehlmenge (SAMUELSON UND NORDHAUS 2010, S. 99).

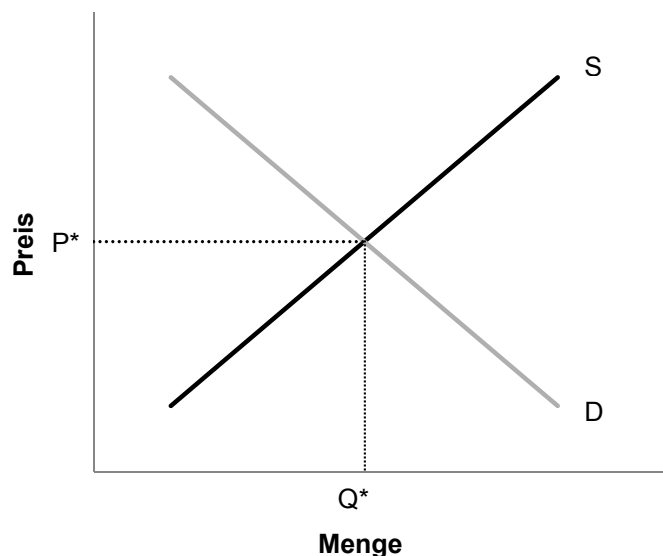


Abb. 2-1. Marktgleichgewicht.

D, Marktnachfragekurve; S, Marktangebotskurve [Quelle: In Anlehnung an SAMUELSON UND NORDHAUS 2010, S. 99].

Unter den Bedingungen vollkommenen Wettbewerbs wählt ein nach Gewinn strebendes Unternehmen eine Produktionsmenge, bei der die Grenzkosten der Produktion (GK) – alle zusätzlichen Kosten, die bei der Erzeugung einer zusätzlichen Produktionseinheit anfallen – dem Marktpreis P entsprechen (SAMUELSON UND NORDHAUS 2010, S. 201, 237). Durch die horizontale Addition, die Aggregation, der individuellen Angebotskurven aller Produzenten des Gutes ergibt sich die Marktangebotskurve S (SAMUELSON UND NORDHAUS 2010, S. 240). Die Nachfragekurve entspricht der Zahlungsbereitschaft der Konsumenten für den Erhalt einer zusätzlichen Einheit des Gutes und zeigt den Grenznutzen, die zusätzliche Befriedigung durch den Konsum einer zusätzlichen Einheit des Gutes (MÜSGENS UND PEEK 2011, S. 577; PINDYCK UND RUBINFELD 2013, S. 143). Die Marktnachfragekurve D ergibt sich durch die horizontale Addition der individuellen Nachfragekurven jedes Konsumenten (PINDYCK UND RUBINFELD 2013, S. 181 f.) und gibt somit den Grenznutzen der Konsumenten an (PIN-

DYCK UND RUBINFELD 2013, S. 886). Im Gleichgewicht liegt eine effiziente Bereitstellung privater Güter vor, da die Grenzkosten der Produktion dem Grenznutzen im Konsum entsprechen (FEESS UND SEELIGER 2013, S. 36).

Aufgrund des Marktmechanismus, der von Adam Smith als *unsichtbare Hand* beschrieben wird, kann eine Volkswirtschaft ihre Ressourcen effizient verteilen, ohne dass hierzu regulierend eingegriffen werden muss. Märkte können ökonomisch effizient funktionieren, da die Konsumenten und Produzenten als Preisnehmer unabhängig handeln (PINDYCK UND RUBINFELD 2013, S. 814). Beim idealtypischen Modell vollständiger Konkurrenz ist jegliche Nutzen- oder Kostenwirkung, die durch das Gut verursacht ist, über den Markt realisiert. Nur der Konsument kann den Nutzen aus dem Konsum des Gutes ziehen, der auf dem Markt dafür zahlt und die Kosten der Produktion fallen ausschließlich bei den Produzenten an, deren Aufwand über den Markterlös kompensiert wird. Mithin bestehen für das Gut, vereinfacht betrachtet, keine Beziehungen, die nicht Marktbeziehungen sind. In der Ökonomie werden diese, durch den Markt bedingten, wechselseitigen Abhängigkeiten zwischen Individuen als interne Effekte bezeichnet (ENDRES 2007, S. 17). Hingegen treten nach SAMUELSON UND NORDHAUS (2010, S. 72) externe Effekte (Externalitäten) auf, wenn die wirtschaftlichen Aktivitäten von Produzenten oder Konsumenten bei marktfernen Akteuren (unbeteiligte Dritte) zu Kosten (negative externe Effekte) oder Nutzen (positive externe Effekte) führen. Somit sind die Auswirkungen der Aktivität nicht vollständig in Preisen und Markttransaktionen internalisiert (SAMUELSON UND NORDHAUS 2010, S. 416). Ein Marktversagen liegt vor, wenn die Preise den Konsumenten und Produzenten nicht die richtigen Signale senden und somit der unregulierte Wettbewerbsmarkt ineffizient ist (PINDYCK UND RUBINFELD 2013, S. 443). Märkte entfernen sich insbesondere durch unvollständige Wettbewerbsbedingungen und Externalitäten vom vollständigen Wettbewerb. Das hierdurch bedingte Marktversagen führt zu Ineffizienzen in der Produktion oder des Konsums (SAMUELSON UND NORDHAUS 2010, S. 70 f.).

Öffentliche Güter stellen ein Extrembeispiel von Externalitäten dar (SAMUELSON UND NORDHAUS 2010, S. 416; FEESS UND SEELIGER 2013, S. 35), da vorhandene öffentliche Güter, wie beispielsweise saubere Luft oder ein intaktes Ökosystem, somit die Umweltqualität, für jeden zugänglich sind, ohne dass hierfür ein Preis auf dem Markt zu zahlen ist. Somit ordnet der Markt dem Gut Umweltqualität ein Preis von null zu – ein erhöhter Verbrauch ist die Folge, der zur Umweltzerstörung führt (BONUS 1972, S. 342). Dieses fehlerhafte Steuerungssignal des Marktes (BONUS 1972, S. 342) wird in Anlehnung an PINDYCK UND RUBINFELD (2013, S. 884 f.) nachfolgend dargestellt. Es wird angenommen, dass Unternehmen bei der Produktion eines Gutes Umweltschäden verursachen, wodurch externe Kosten entstehen. Die externe Grenzkostenkurve (EGK) misst diese zusätzlichen, mit jeder produzierten Einheit

des Gutes entstandenen, externen Kosten. Die Grenzkostenkurve entspricht der Marktangebotskurve S . Im Schnittpunkt der Marktangebots- und der Marktnachfragekurve D ergibt sich bei einem Preis P_1 die gewinnmaximierende Produktionsmenge Q_1 der Branche (Abb. 2-2). Die gesellschaftliche Grenzkostenkurve (GGK) ergibt sich aus der vertikalen Addition der Grenzkosten der Produktion und der externen Grenzkosten bei jedem beliebigen Produktionsniveau.

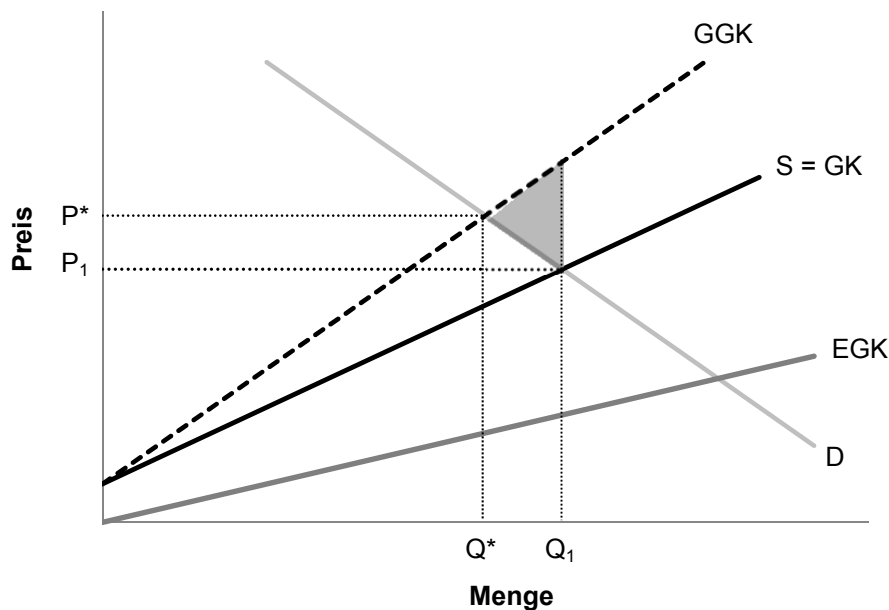


Abb. 2-2. Ineffizienz durch negative externe Effekte.

D , Marktnachfragekurve; EGK , externe Grenzkostenkurve; GGK , gesellschaftliche Grenzkostenkurve; GK , Grenzkosten der Produktion; S , Marktangebotskurve. Q_1 entspricht der gewinnmaximierenden Menge, Q^* der effizienten Produktionsmenge. Das Dreieck stellt den Schaden der Gesellschaft aufgrund der Ineffizienz dar [Quelle: In Anlehnung an PINDYCK UND RUBINFELD 2013, S. 885].

Aus gesellschaftlicher Sicht ist die gewinnmaximierende Produktionsmenge Q_1 zu hoch, da bei der Bildung des Marktpreises P_1 nur die privaten Grenzkosten der Produktion, jedoch nicht die externen Grenzkosten berücksichtigt werden. Die effiziente Produktionsmenge wird erreicht, wenn der Grenznutzen einer zusätzlichen Produktionseinheit gleich den gesellschaftlichen Grenzkosten ist. Da die Marktnachfrage D den Grenznutzen der Verbraucher angibt, liegt die effiziente Menge bei Q^* , im Schnittpunkt der Nachfragekurve und der gesellschaftlichen Grenzkostenkurve. Das in Abb. 2-2 dargestellte Dreieck stellt den gesellschaftlichen Wohlfahrtsverlust dar, der durch die Produktion der gewinnmaximierenden anstatt der gesellschaftlich effizienten Menge des Gutes entsteht. Durch die falsche Preisbildung für das Produkt entsteht eine ineffiziente Allokation – der Markt versagt (PINDYCK UND RUBINFELD 2013, S. 885 f.).

2.1.2 Instrumente der Umweltpolitik zur Internalisierung externer Effekte

Die durch Externalitäten entstehenden Ineffizienzen können korrigiert werden, indem die Unternehmen motiviert werden, die externen Effekte ihrer Aktivitäten bei ihren eigenen Entscheidungen zu berücksichtigen. Folglich müssen die externen Grenzkosten, die durch die externen Effekte entstehen, den Verursachern angelastet werden – die externen Effekte werden somit nach dem sogenannten Verursacherprinzip internalisiert (ENDRES 2007, S. 22, 24). Mit der Internalisierung externer Effekte durch umweltpolitische Maßnahmen wird das Ziel verfolgt, ein sozial optimales Umweltqualitätsniveau zu erreichen (ENDRES 2007, S. 30; SAMUELSON UND NORDHAUS 2010, S. 419). Auch PINDYCK (2007, S. 50) stellt diesbezüglich fest: „The point of environmental policy is to bring human exploitation of environmental assets closer to socially optimal levels, thereby creating social benefits.“

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist eine vollständige Schadensvermeidung nicht sinnvoll (FRITSCH 2014, S. 87). Die Emissionsmenge ist optimal, wenn die Grenzkosten der Emissionsvermeidung (Grenzvermeidungskosten - GVK) gleich dem Grenzschaten sind (ENDRES 2007, S. 28). Somit liegt das optimale Emissionsniveau bei E^* (Abb. 2-3). Als Grenzvermeidungskosten werden die Kosten bezeichnet, die einem Unternehmen bei der Reduzierung einer zusätzlichen Emissionseinheit, beispielsweise durch den Einbau von Filtern, entstehen (ENDRES 2007, S. 127; PINDYCK UND RUBINFELD 2013, S. 892). Die Grenzschatensfunktion gibt den durch eine zusätzliche emittierte Schadstoffeinheit entgangenen Nutzen an (FRITSCH 2014, S. 87 f.). Oder anders ausgedrückt: Sie misst die sozialen Kosten, also den gegenwärtigen Wert des zusätzlichen ökonomischen Schadens, der heute und in Zukunft durch die Emission einer zusätzlichen Schadstoffeinheit entsteht (NORDHAUS 2008, S. 11).

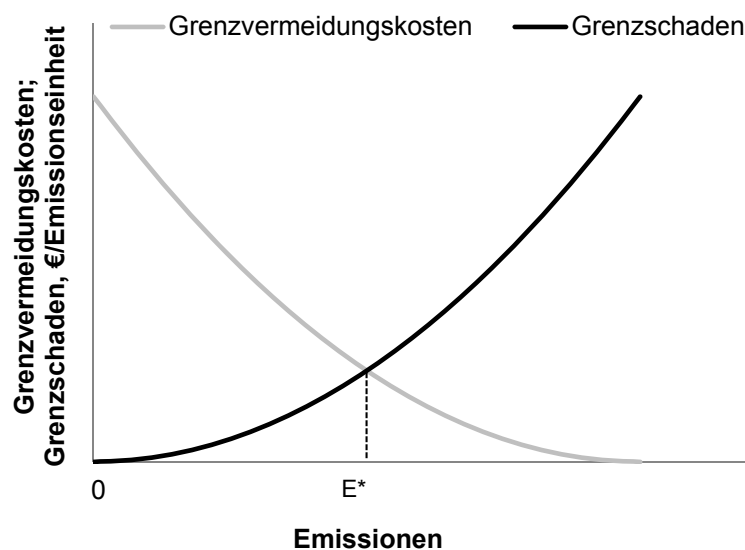


Abb. 2-3. Grenzvermeidungskosten, Grenzschaten und optimaler Grad der Schädigung. E^* , optimales Emissionsniveau [Quelle: In Anlehnung an FRITSCH 2014, S. 87].

Eine Reduzierung der Emissionen über E^* hinaus, wäre – gesamtwirtschaftlich betrachtet – nicht sinnvoll, da die Vermeidung einer zusätzlichen Emissionseinheit mehr kostet, als sie Schaden verursacht (CEZANNE 2005, S. 224).

In der Umweltökonomie gibt es zahlreiche Ansätze zur Ermittlung des Grenzschadens pro Tonne CO_2 (z. B. STERN 2007b; NORDHAUS 2008), um das erstrebenswerte Umweltqualitätsniveau zu bestimmen. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass bei der Schätzung des Grenzschadens hohe Unsicherheit besteht (LEHMANN UND GAWEL 2013, S. 600).

Die Einhaltung einer Mindestqualität der Umwelt kann durch eine direkte Verhaltenssteuerung der Emittenten, beispielsweise durch administrative Kontrollinstrumente, Gebote und Verbote sowie individuelle Umweltverpflichtungen herbeigeführt werden (KLOEPFER 2004, § 5 Rn. 36). Das Verhalten der Emittenten kann auch indirekt gesteuert werden, indem umweltpolitische Instrumente den Akteuren einen wirtschaftlichen Anreiz bieten, sich umweltpolitisch gewünscht zu verhalten. Diese Instrumente werden als ökonomische Instrumente bezeichnet (KLOEPFER 2004, § 5 Rn. 178). *Ökonomische Instrumente*, unter welche die Emissionsabgabe und handelbare Emissionszertifikate zu subsumieren sind, basieren auf marktwirtschaftlichen Mechanismen und werden somit auch als marktorientierte Instrumente bezeichnet (FEESS UND SEELIGER 2013, S. 46). Diese Instrumente ändern die ökonomischen Rahmenbedingungen, um das Verhalten der Wirtschaftssubjekte – im Gegensatz zur Festlegung von Emissionsgrenzwerten – indirekt zu beeinflussen. Den Betroffenen werden Entscheidungsspielräume eingeräumt: Sie können sich entscheiden, Maßnahmen zur Emissionsvermeidung zu ergreifen oder die monetäre Belastung der wirtschaftlichen Sanktionen des Staates zu tragen (KLOEPFER 2004, § 5 Rn. 178). Da eine effiziente Allokation aufgrund des öffentlichen Charakters des Gutes Umweltqualität auf einem unregulierten Markt nicht herbeigeführt werden kann, ist von vornherein klar, dass eine „Quasi-Marktlösung“ nur die „zweitbeste Lösung“ (BONUS 1990, S. 345) darstellt, die einer Lösung durch einen idealtypischen Markt vollständiger Konkurrenz immer unterlegen sein wird. Bei marktorientierten Instrumenten muss die Politik sich entscheiden, welchen Marktparameter, den Preis oder die Menge, sie durch ihr Eingreifen festlegt (BONUS 1990, S. 345).

Nachfolgend werden einerseits drei staatliche Maßnahmen vorgestellt, durch welche Unternehmen extrinsisch motiviert werden, ihre Emissionen auf das effiziente Emissionsniveau zu reduzieren. Auf der anderen Seite wird dargestellt, wie die Internalisierung positiver externer Effekte durch Subventionen zu einer Verringerung von Umweltschäden beitragen kann.

2.1.2.1 Emissionsgrenzwert

Die Umweltpolitik ist geprägt von ordnungsrechtlichen Instrumenten, wie der Festlegung von Emissionsgrenzwerten (FEESS UND SEELIGER 2013, S. 46). Als Emissionsgrenzwert wird eine gesetzlich festgeschriebene Höchstmenge eines Schadstoffes, welche ein Unternehmen emittieren darf, bezeichnet (PINDYCK UND RUBINFELD 2013, S. 892). Es wird im Weiteren davon ausgegangen, dass der Emissionsgrenzwert den Emittenten individuell zugewiesen und somit das Verhalten der Emittenten unmittelbar beschränkt wird (GAWEL 1994, S. 45; ENDRES 2007, S. 107). Die Verhaltensbeschränkung kann grundsätzlich mit Zwangsmitteln durchgesetzt und mit weiteren Sanktionen bei Nichterfüllung geahndet werden (KLOEPFER 2004, § 5 Rn. 37).

2.1.2.2 Emissionsabgabe

Bei Abgaben erfolgt die Änderung des Marktmechanismus durch eine Preislösung, da durch die Abgabe der Preis für die Nutzung von Umweltressourcen vorgegeben wird (BONUS 1990, S. 345). Wie viel das Unternehmen bei der vorgegebenen Abgabe von der Umweltressource nachfragt, bleibt ihm überlassen (FEESS UND SEELIGER 2013, S. 119). Durch die Einführung einer Abgabe auf die Menge eines produzierten Endproduktes, die eingesetzte Menge eines Produktionsfaktors oder die emittierte Menge eines Schadstoffes wird die umweltbelastende Aktivität für den Verursacher verteuert (ENDRES 2007, S. 108), wodurch eine Abgabe als Mittel umweltpolitischer Steuerung eine Lenkungswirkung aufweist (KLOEPFER 2004, § 5 Rn. 221).

Die Idee, externe Effekte durch die Erhebung einer Steuer zu beseitigen, geht auf PIGOU (1932, S. 224) zurück. Wird das Produkt von Verursachern negativer Effekte mit einer Steuer belastet, erhöhen sich die Kosten der Produktion – ceteris paribus – verschiebt sich die Angebotskurve, der Marktpreis steigt und die Nachfrage sinkt. Daraus folgt, dass nur noch die Menge des umweltschädlichen Gutes produziert wird, die sozial optimal ist (ENDRES 2007, S. 95-97). BAUMOL UND OATES (1971, S. 43) stellen fest: „The proper level of the Pigouvian tax (subsidy) upon the activities of the generator of an externality is equal to the marginal net damage (benefit) produced by that activity. The difficulty is that it is usually not easy to obtain a reasonable estimate of the money value of this marginal damage.“ Da die Informationen, die für die Festsetzung der Höhe des Steuersatzes benötigt werden, in praxi kaum eingeholt werden können, ist die Pigou-Steuer als Internalisierungsstrategie für negative externe Effekte aus Gründen der Praktikabilität nicht geeignet (ENDRES 2007, S. 98). Aufgrund dessen entwickelten BAUMOL UND OATES (1971) die Pigou-Steuer zum Preis-Standard-Ansatz weiter. Hierbei setzt die Umweltbehörde einen Standard, einen bestimmten Emissionszielwert, fest. Sodann wird ein Steuersatz festgelegt, der zur Erreichung des Standards führen soll. Die Umweltbehörde überprüft nach geraumer Zeit, ob durch die Erhebung der Steuer und die

damit verbundene Reaktion der Emittenten das exogen vorgegebene Emissionsziel erreicht wird. Im Bedarfsfall, der die Regel darstellt, ist der Steuersatz zu adjustieren (BAUMOL UND OATES 1971, S. 45 f.). Dieser Ansatz hat, im Gegensatz zur Pigou-Steuer, nicht das Ziel die effiziente Produktionsmenge zu erreichen, sondern den festgelegten Emissionszielwert mit den geringsten möglichen Kosten zu realisieren (BAUMOL UND OATES 1971, S. 51). Aufgrund dessen wird im Nachfolgenden davon ausgegangen, dass die Emissionen die Bemessungsgrundlage der Abgabe bilden.

2.1.2.3 Handelbare Emissionszertifikate

Im Gegensatz zur Abgabe als Preislösung wird durch das ökonomische Instrument der handelbaren Emissionszertifikate nicht der Preis, sondern die Menge fixiert. Der Staat kontingentierte die in einer Region insgesamt zulässigen Emissionen. Die Preisbildung erfolgt über den Markt. Demnach operiert diese Internalisierungsstrategie als Mengelösung (BONUS 1990, S. 346).

Das Konstrukt des Emissionshandels geht auf DALES (1968b, S. 93) zurück: „Let us try to set up a ‚market‘ in ‚pollution rights‘. The Board starts the process by creating a certain number of Pollution Rights, each Right giving whoever buys it the right to discharge one equivalent ton of wastes into natural waters during the current year.“ Bezüglich der Handelbarkeit der Emissionszertifikate und deren Preissetzung ist DALES (1968b, S. 94) zu entnehmen: „Firms that go out of business during the year, or that experience a slump in production, or that bring new waste disposal practices into operation, will have Rights to sell; new firms, or those that find that their production is exceeding their expectations, will appear as buyers in the market. [...] All of these buyers and sellers, through their bids and offers, will establish the price of the Rights. [...] Like all organized markets, our Rights market must be conducted according to certain rules.“ Demnach kann der Emissionshandel auch als „cap-and-trade“-System bezeichnet werden: Der politische Entscheidungsträger legt in einem ersten Schritt eine Emissionshöchstmenge (Cap) für einen bestimmten Schadstoff und einen abgegrenzten Raum fest (Abb. 2-4). Hieran anschließend wird die Emissionshöchstmenge in entsprechende Bruchteile zerlegt und in Form von Emissionszertifikaten verbrieft. Es darf nur derjenige den bestimmten Schadstoff emittieren, der im Besitz von Emissionszertifikaten ist. Die Emittenten haben sodann die Möglichkeit, die Emissionszertifikate zu halten, am Markt zu veräußern oder zu erwerben (Trade) (ENDRES 2007, S. 110). Damit ein transparenter und liquider Markt entstehen kann und Prozesse reibungslos funktionieren, müssen rechtliche und ordnungspolitische Regeln erlassen werden (SCHAFHAUSEN 2005, S. 65 f.).

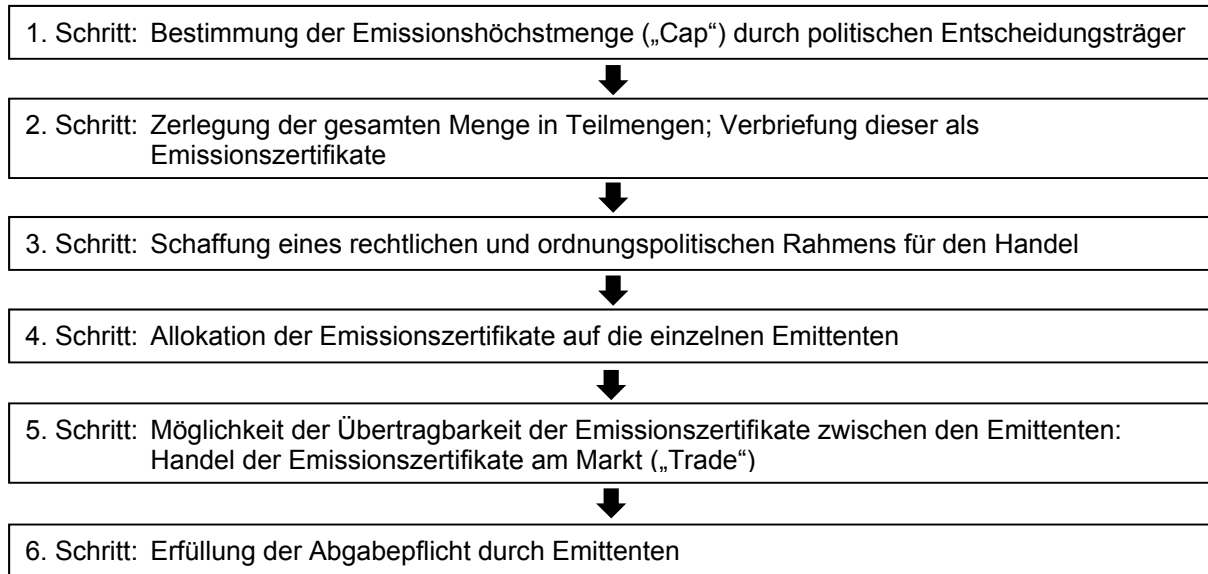


Abb. 2-4. Ablauf des Emissionshandels.

[Quelle: In Anlehnung an RUDOLPH ET AL. 2005, S. 563; SCHAFFHAUSEN 2005, S. 65 f.]

Damit der Handel zwischen den Emittenten am Markt stattfinden kann, müssen die Emissionszertifikate den betroffenen Unternehmen zugeteilt werden. Zwei theoretisch extreme Modi der Erstaussgabe sind die Versteigerung und das sogenannte Grandfathering (FEESS UND SEELIGER 2013, S. 120), welche nachfolgend erläutert werden.

Versteigerung

Die Vergabe der Emissionszertifikate kann durch eine Versteigerung erfolgen: Die Umweltbehörde versteigert die Emissionszertifikate meistbietend an die Verursacher der Emissionen. Demnach ergibt sich für die Emissionszertifikate ein Marktpreis. Die Unternehmen werden nach dem Gewinnmaximierungskalkül entscheiden und somit den Preis für die Emissionszertifikate und ihre Grenzvermeidungskosten vergleichen (ENDRES 2007, S. 110; FEESS UND SEELIGER 2013, S. 121 f.). Es werden nur die Emittenten Emissionszertifikate ersteigern, deren Grenzvermeidungskosten höher sind als der Marktpreis der Emissionszertifikate. Demzufolge werden durch die Versteigerung dem Emittenten die Emissionszertifikate zugeteilt, der den höchsten Preis bietet und das wird der Emittent sein, der die höchsten Grenzvermeidungskosten aufweist. Mithin erhält derjenige die Emissionszertifikate, bei dem sie den größten Nutzen stiften (ENDRES 2007, S. 110; FEESS UND SEELIGER 2013, S. 121 f.). Der Nachteil der Zertifikatsvergabe durch Versteigerung liegt darin, dass die betroffenen Wirtschaftsakteure hierdurch eine sehr hohe finanzielle Belastung zu verkraften haben und dieser Vergabemodus mit dem grundrechtlich geschützten Bestandsschutz konfligiert (ENDRES 2007, S. 112).

Grandfathering

Nach dem Grandfathering erhalten bereits aktive Emittenten Emissionszertifikate kostenlos zugeteilt. Die Zuteilung der Emissionszertifikate an die Emittenten erfolgt entsprechend der bisher erlaubten und in einem Referenzzeitraum tatsächlich ausgestoßenen Emissionen. Die betroffenen Betreiber können ihren Status quo somit vorerst beibehalten, wodurch Bestandsschutz gewährleistet wird (BONUS 1990, S. 350 f.). Die Emittenten werden aber auch hier nach dem Gewinnmaximierungskalkül entscheiden und somit die entgangenen Erträge aus der Veräußerung der Emissionszertifikate (Opportunitätskosten) den Grenzvermeidungskosten gegenüberstellen. Somit erfolgt auch bei der freien Vergabe der Emissionszertifikate aufgrund des Opportunitätskostenprinzips eine Belastung der Restemissionen (CANSIER 1996, S. 193). Der Vorteil dieses Erstausgabemechanismus liegt darin, dass die Unternehmen von ökonomischen Härten zu Beginn des Emissionshandels verschont werden (FEESS UND SEELIGER 2013, S. 120). Der Nachteil dieser Ausgabevariante besteht jedoch darin, dass bei der Zuteilung der Emissionszertifikate eine Orientierung an den Ist-Emissionen der Vorperiode stattfindet. Demnach werden die Emittenten darauf bedacht sein, dass die Emissionen in der maßgeblichen Bemessungsperiode einen möglichst hohen Wert aufweisen, um einen Zukauf von Zertifikaten auf dem Markt zu umgehen (ENDRES 2007, S. 113). BONUS (1990, S. 352) plädiert dafür, den Unternehmen eine „vernünftige“ Menge an Emissionszertifikaten zuzuteilen. Hierdurch würden Unternehmen mit überdurchschnittlichen Emissionen nicht für ihr Verhalten belohnt werden. Emittenten, die weniger als die „vernünftige“ Emissionsmenge emittieren, erhalten mehr Emissionszertifikate als ihre tatsächlichen Emissionen zugeteilt und können somit den Überschuss am Markt veräußern.

Aufgrund der fortschreitenden Erhöhung der globalen CO₂-Konzentration in der Atmosphäre und der hieraus resultierenden Notwendigkeit zur kontinuierlichen Senkung des Schadstoffausstoßes ist es wichtig, dass die Emissionshöchstgrenze kontinuierlich herabgesetzt wird. Um dies bei Emissionszertifikaten zu bewirken, die eine unbefristete Gültigkeit aufweisen, kann die Umweltbehörde im Zeitablauf die Emissionszertifikate abwerten. Um den Emittenten jedoch die nötige Planungssicherheit zu garantieren, ist es notwendig, das Abwertungs-niveau frühzeitig bekannt zu geben. Werden die Emissionszertifikate jedoch nur für einen befristeten Zeitraum ausgegeben, kann die ausgegebene Menge an Emissionszertifikaten der folgenden Periode im Vergleich zur Vorperiode reduziert werden (ENDRES 2007, S. 111 f.).

2.1.2.4 Subventionen

Durch eine Subvention können positive externe Effekte internalisiert werden, um beispielsweise die Produktion eines umweltschonenden Gutes zu fördern (SAMUELSON UND NORDHAUS 2010, S. 127) und somit das Ausmaß eines positiven externen Effektes zu erhöhen.

Die Produktionsmenge, die sich auf einem Wettbewerbsmarkt ohne Subvention einstellt, ist zu gering. Damit die effiziente Menge Q^* , die sich im Schnittpunkt der gesellschaftlichen Grenznutzenkurve (GGN) und der Angebotskurve S ergibt, produziert wird, erhalten die Produzenten eine Subvention pro Mengeneinheit. Der Subventionssatz entspricht bei dieser Pigouschen Subventionslösung im Optimum der Differenz zwischen dem gesellschaftlichen Grenznutzen und dem privaten Grenznutzen (Nachfrage) (FRITSCH 2014, S. 109). Durch die Subvention verschiebt sich die Angebotskurve nach unten (SAMUELSON UND NORDHAUS 2010, S. 127) von S auf S^* , da die Grenzkosten der Produktion um den Betrag der Subvention sinken und die Produzenten ihre Produkte somit zu einem geringeren Marktpreis P^* anbieten können. Die Produzenten erhalten den um die Subvention erhöhten Preis P_s (PINDYCK UND RUBINFELD 2013, S. 473). Hierdurch stellt sich – ceteris paribus – im neuen Marktgleichgewicht die effiziente Menge Q^* zum Preis P^* ein (Abb. 2-5).

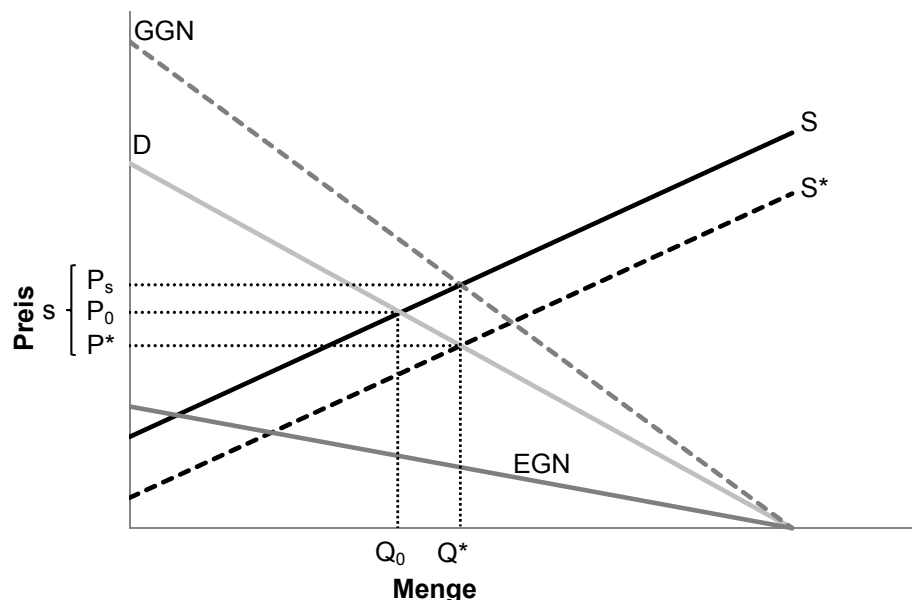


Abb. 2-5. Internalisierung positiver externer Effekte durch eine Subvention.

D, Marktnachfragekurve; EGN, externe Grenznutzenkurve; GGN, gesellschaftliche Grenznutzenkurve; P_s , von den Verkäufern erzielter Preis; P^* , von den Käufern bezahlter Preis; s , Subvention; Q_0 , Marktangebotsmenge ohne Subvention; Q^* , Marktangebotsmenge mit Subvention; S , Marktangebotskurve ohne Subvention; S^* , Marktangebotskurve mit Subvention [Quelle: In Anlehnung an FRITSCH 2014, S. 110].

Ferner besteht die Möglichkeit, positive externe Effekte durch eine Subvention entsprechend des Preis-Standard-Ansatzes zu implementieren. Damit die Nutzenstifter eines positiven externen Effektes ihren Output erhöhen und somit ein höheres Ausmaß des externen Effektes erzeugen, erhalten sie eine Subvention. Diese wird an eine geeignete Bezugsgröße gekoppelt, die ein möglichst guter Indikator für das Ausmaß des positiven externen Effektes darstellt. Der Produzent hat bei ansteigenden Grenzkosten aufgrund der Subvention, die er pro Einheit der positiven Externalität erhält, einen Anreiz ein bestimmtes Ausmaß dieser

bereitzustellen. Der Produzent wird solange das Ausmaß der positiven Externalität erhöhen, bis die Grenzkosten der Produktion der positiven Externalität dem Subventionssatz entsprechen. Der Unterschied zwischen der Subvention nach dem Preis-Standard-Ansatz und der Pigouschen Subventionslösung besteht in der Bestimmung des Subventionssatzes. Bei der Subvention nach dem Preis-Standard-Ansatz wird eine politische Vorgabe des angestrebten Ausmaßes der positiven Externalität angenommen und anhand dessen der Subventionssatz festgelegt. Bei der Pigouschen Subventionslösung wird hingegen der Subventionssatz unter Berücksichtigung des gesellschaftlichen Grenznutzens im Optimum bestimmt (FRITSCH 2014, S. 117 f.).

2.1.3 Bewertung der Internalisierungsstrategien

Im Nachfolgenden werden die vorgestellten Internalisierungsstrategien anhand der Kriterien der ökologischen Treffsicherheit, der Kosteneffizienz und der dynamischen Anreizwirkung bewertet.

Nach ENDRES (2007, S. 106) wird unter der *ökologischen Treffsicherheit* die Fähigkeit eines Instrumentes verstanden, den Emissionszielwert zu erreichen. Die *Kosteneffizienz* bezeichnet die Fähigkeit eines Instruments, den Emissionszielwert mit minimalen Kosten zu erreichen (ENDRES 2007, S. 106). Die *dynamische Anreizwirkung* zeigt auf, inwieweit Emittenten durch ein umweltpolitisches Instrument motiviert werden, umweltbezogenen technischen Fortschritt durchzuführen (FEESS UND SEELIGER 2013, S. 47).

2.1.3.1 Emissionsgrenzwert versus Emissionsabgabe

In einem ersten Schritt werden die Festsetzung von *Emissionsgrenzwerten* und die Einführung einer *Emissionsabgabe* in Anlehnung an PINDYCK UND RUBINFELD (2013, S. 894-897) gegenübergestellt. Hierbei wird von zwei in näherer Umgebung ansässigen Unternehmen ausgegangen, die Emissionen ausstoßen und somit die Luftqualität der Region negativ beeinflussen. Aufgrund der räumlichen Nähe verursachen die Emissionen die gleichen externen Grenzkosten. Demnach ist es gleichgültig, welches Unternehmen seine Emissionen reduziert. Da die Emissionsvermeidung bei den Unternehmen unterschiedliche Kosten verursacht, unterscheiden sich die GVK-Kurven der Unternehmen. Die GVK-Kurve misst die Kosten, welche einem Unternehmen bei der Vermeidung einer zusätzlichen Emissionseinheit entstehen. Sie verläuft fallend, da die Kosten mit zunehmender Verringerung des Emissionsniveaus steigen. Beide Unternehmen stoßen in der Ausgangslage jeweils 1.000 Emissionseinheiten aus (Abb. 2-6). Der Staat legt nun das Emissionsniveau für die Region auf 1.200 Einheiten fest, sodass die Emissionen um insgesamt 800 Einheiten zu verringern sind. Die Emissionsreduzierung könnte mit den minimalsten Kosten erreicht werden, wenn das Unternehmen 1 seine Emissionen um 500 Einheiten und das Unternehmen 2 seine Emissio-

nen um 300 Einheiten reduzieren würde. Denn bei dieser Reduzierung betragen die Grenzvermeidungskosten für beide Unternehmen jeweils 4 €. Durch die Einführung einer Emissionsabgabe in Höhe von 4 € pro Emissionseinheit könnte die Emissionsreduzierung auf insgesamt 1.200 Einheiten kosteneffizient erfolgen. Wird hingegen für beide Unternehmen ein Emissionsgrenzwert von 600 Emissionseinheiten festgelegt, ergeben sich für Unternehmen 2 Grenzvermeidungskosten in Höhe von 5,75 € für die zusätzliche Reduzierung einer Einheit. Bei Unternehmen 1 liegen hingegen die Grenzvermeidungskosten bei 2,75 €. Unternehmen 2 muss somit höhere Kosten zur Erreichung des Grenzwertes aufbringen als Unternehmen 1. Der Anstieg der Vermeidungskosten von Unternehmen 2 (hellgrau schattierte Fläche) ist höher als der Rückgang der Vermeidungskosten von Unternehmen 1 (dunkelgrau schattierte Fläche). Somit führt die Festlegung eines Emissionsgrenzwertes in diesem Fall nicht zu einer kosteneffizienten Erreichung des festgelegten Emissionsniveaus. Die kosteneffiziente Internalisierungsstrategie wäre in diesem Fall die Emissionsabgabe. In beiden Fällen wird jedoch das gewünschte Emissionsniveau von insgesamt 1.200 erreicht, sodass durch beide Instrumente die ökologische Treffsicherheit gewährleistet ist.

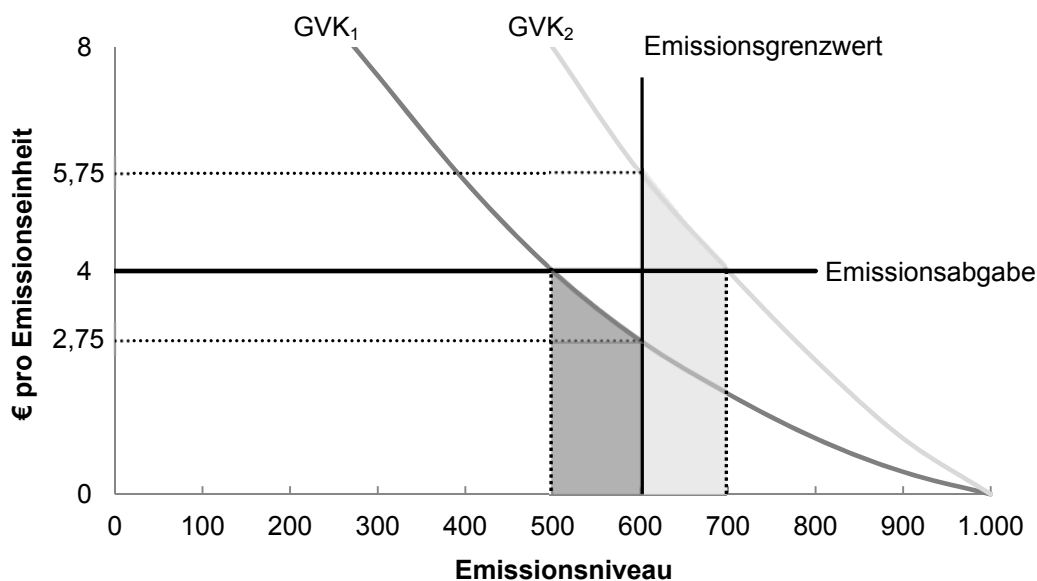


Abb. 2-6. Emissionsgrenzwert versus Emissionsabgabe.

GVK₁, Grenzvermeidungskosten-Kurve Unternehmen 1; GVK₂, Grenzvermeidungskosten-Kurve Unternehmen 2. Die Einführung einer Emissionsabgabe in Höhe von 4 €/Emissionseinheit wird durch die horizontale schwarze Linie symbolisiert. Durch die Festlegung eines Emissionsgrenzwertes auf 600 Emissionseinheiten ergeben sich ein Rückgang der Vermeidungskosten von Unternehmen 1 (dunkelgrau schraffierte Fläche) und ein Anstieg der Vermeidungskosten von Unternehmen 2 (hellgrau schraffierte Fläche) [Quelle: In Anlehnung an PINDYCK UND RUBINFELD 2013, S. 894-895].

Das Kriterium der Kosteneffizienz durch die Festlegung von Emissionsgrenzwerten zu erfüllen, ist nur möglich, wenn die Umweltbehörde Kenntnis über die individuellen Grenzvermeidungskosten der einzelnen Unternehmen hat. Denn nur so kann die Umweltbehörde den einzelnen Unternehmen individuelle Emissionsgrenzwerte vorgeben, um das Zielemissionsniveau kosteneffizient zu erreichen. Aus Gründen der Kosteneffizienz sollten Unternehmen

mit hohen Grenzvermeidungskosten weniger Emissionen vermeiden als Unternehmen mit niedrigeren Grenzvermeidungskosten, bis die Grenzvermeidungskosten aller Unternehmen identisch sind. Da es bei dem Schadstoff CO₂ nicht auf die räumliche Verteilung ankommt, ist es nicht ausschlaggebend, wo der Schadstoff ausgestoßen wird. Somit wäre es grundsätzlich möglich, den Unternehmen individuelle Emissionsgrenzwerte vorzugeben (FEESS UND SEELIGER 2013, S. 62-65). Die Festlegung individueller Emissionsgrenzwerte ist jedoch rechtlich schwer durchsetzbar, sodass in der Regel keine Differenzierung nach Unternehmen, Regionen oder Wirtschaftszweigen erfolgt und die Unternehmen trotz ihrer verschiedenen Eigenheiten in gleicher Weise von den Regelungen betroffen sind (SAMUELSON UND NORDHAUS 2010, S. 423). Die Erhebung von Abgaben ermöglicht hingegen eine kosteneffiziente Internalisierung externer Effekte. Die gewinnmaximierenden Unternehmen werden so lange Emissionsminderungsmaßnahmen durchführen, bis die Grenzvermeidungskosten der Abgabe entsprechen. Da die Abgabe pro Emissionseinheit für alle Unternehmen identisch ist, weisen alle Unternehmen im Optimum die identischen Grenzvermeidungskosten auf (BAUMOL UND OATES 1971, S. 46). Der Vorteil von Emissionsgrenzwerten besteht hingegen in der ökologischen Treffsicherheit. Bei hoher Kontrolldichte und hohen Strafzahlungen bei Nichteinhaltung haben die Wirtschaftssubjekte keinen Anreiz gegen die vorgegebenen Grenzwerte zu verstoßen. Emissionsgrenzwerte erfüllen das Kriterium der ökologischen Treffsicherheit per definitionem. Die Umweltbehörde benötigt keine Informationen, um das angestrebte Umweltziel zu erreichen (FEESS UND SEELIGER 2013, S. 61 f.). Eine Emissionsabgabe ist hingegen nur ökologisch treffsicher, wenn die Unternehmen durch diese motiviert werden, ihre Emissionen entsprechend der Menge zu reduzieren, die zur Erreichung des Emissionszielwertes erforderlich ist. Hierzu benötigt die Umweltbehörde Informationen über die aggregierte Grenzvermeidungskostenkurve. Diese kann durch repräsentative Stichproben geschätzt werden. Bei eventuellen Fehleinschätzungen bezüglich dieser Funktion entsteht eine Abweichung zwischen der wirklichen und der erwarteten Emissionsreduktion. Bei Schadstoffen, wie CO₂, bei welchen es nicht auf die räumliche Verteilung ankommt, ist es möglich, zur Erreichung des Emissionszielwertes nach dem Trial-and-Error-Verfahren vorzugehen. Hierbei wird zuerst die Abgabe in der Höhe festgelegt, die zur Erreichung des Emissionszielwertes als zutreffend erachtet wird. Nach einer gewissen Zeit wird überprüft, ob der Emissionszielwert erreicht wird. Weicht der Ist-Emissionswert vom Soll-Emissionswert ab, wird die Abgabenhöhe entsprechend korrigiert. Eine häufige Anpassung der Abgabenhöhe sollte jedoch vermieden werden, da bei unvorhersehbaren Schwankungen der Abgabe, als Preis für einen Produktionsfaktor, für die Unternehmen Planungsunsicherheit besteht und es somit zu falschen Investitionen kommen könnte (FEESS UND SEELIGER 2013, S. 76 f.).

Schreibt die Umweltbehörde den Emittenten einen *Emissionsgrenzwert* vor, kann es für die betroffenen Unternehmen zweckmäßig sein, Emissionsvermeidungstechniken zu entwickeln und einzusetzen. Emissionsgrenzwerte orientieren sich am Stand der Technik. Somit benötigt die Umweltbehörde Kenntnisse über das technisch Mögliche. Diese kann sie nur in Abstimmung mit den Emittenten erhalten (BLANKART 2008, S. 502). Die Unternehmen werden den technischen Status quo nur ungern offen legen, um eine Reduzierung der Grenzwerte zu vermeiden (ENDRES 2007, S. 134). Aufgrund dieser Informationsasymmetrie, die durch das „Schweigekartell der Oberingenieure“ (BLANKART 2008, S. 502) entsteht, muss die Umweltbehörde technische Neuerungen kontinuierlich beobachten. Ferner werden Unternehmen, deren tatsächliche Emissionen unter dem Emissionsgrenzwert liegen, nicht gewillt sein, die erlaubten Restemissionen durch umweltschonendere Produktionsverfahren zu reduzieren, da für diese kein Preis zu zahlen ist oder Opportunitätskosten ins Entscheidungskalkül einzubeziehen sind. Eine weitere Emissionsreduktion führt nicht zu einem wirtschaftlichen Vorteil. Aufgrund dessen ist der Innovationsanreiz bei direkter Verhaltenssteuerung zu gering (DOWNING UND WHITE 1986, S. 24, 26). Bei einer Emissionsabgabe sind hingegen die Restemissionen mit einem Preis belegt, da die Akteure pro emittierte Emissionseinheit eine Emissionsabgabe leisten müssen. Somit werden die Emittenten fortwährend bestrebt sein, ihre Emissionen zu vermindern, da sie einen wirtschaftlichen Vorteil realisieren können, wenn die Kosten für den Einsatz von emissionsmindernden Techniken pro Emissionseinheit unter der Abgabe für eine emittierte Emissionseinheit liegen. Demnach besteht bei dieser Internalisierungsstrategie ein dauernder und hoher Anreiz zum technologischen Fortschritt (MILLIMAN UND PRINCE 1989, S. 252; ENDRES 2007, S. 136). Durch die ständige Verbesserung der Techniken werden sich die Grenzvermeidungskosten pro reduzierte Emissionseinheit verringern, was sich in einer Verschiebung der aggregierten Grenzvermeidungskostenfunktion widerspiegelt. Würde der Steuersatz nun nicht an die neue Situation angepasst werden, würden die Unternehmen – aus ökonomischer Sicht – zu wenig emittieren. Demnach wäre bei Nichtanpassung des Steuersatzes der Innovationsdruck auf die Unternehmen zu hoch (MILLIMAN UND PRINCE 1989, S. 254; FEES UND SEELIGER 2013, S. 194).

2.1.3.2 Handelbare Emissionszertifikate

Durch den *Emissionshandel* können negative externe Effekte kosteneffizient internalisiert werden: Die Unternehmen werden so lange am Markt Transaktionen durchführen, bis ihre Grenzvermeidungskosten dem Preis der Emissionszertifikate entsprechen. Im Optimum entsprechen somit die Grenzvermeidungskosten dem Preis der Emissionszertifikate und da das optimale Emissionsniveau im Schnittpunkt der Grenzvermeidungskostenkurve und der Grenzschadenskurve liegt, entspricht der Preis für Emissionszertifikate im Optimum dem Grenzschaden einer Tonne CO₂ (LEHMANN UND GAWEL 2013, S. 600). Da der Zertifikatspreis für alle Unternehmen gleich ist, sind infolgedessen auch die Grenzvermeidungskosten aller

Emittenten identisch. Demzufolge wird der Emissionszielwert in einem wettbewerblichen Prozess aufgrund dezentraler Vermeidungsentscheidungen zu minimalen Kosten erreicht und das Kriterium der Kosteneffizienz erfüllt (ENDRES 2007, S. 130; FEESS UND SEELIGER 2013, S. 122). Darüber hinaus muss bei handelbaren Emissionszertifikaten der Umweltbehörde die aggregierte Grenzvermeidungskostenfunktion nicht bekannt sein, da sich der Preis der Emissionszertifikate am Markt ergibt (ENDRES 2007, S. 146). Der Vorteil dieser Internalisierungsstrategie sieht DALES (1968a, S. 801) darin: „The virtues of the market mechanism are that no person, or agency, has to set the price – it is set by the competition among buyers and sellers of rights – and that the price in the market automatically 'allows for' the regional growth (or decline) factor.“ Demnach muss die Umweltbehörde die Preise für Emissionszertifikate bei einer Änderung der wirtschaftlichen Lage nicht anpassen, da sich der Preis der Emissionszertifikate – bei vorgegebenem Cap – über den Markt an die neue Situation anpasst (ENDRES 2007, S. 146). Ferner erfüllt der Emissionshandel das Kriterium der ökologischen Treffsicherheit perfekt, wenn die räumliche Verteilung der Emissionen, wie bei CO₂, irrelevant ist. Dies liegt darin begründet, dass nur so viele Emissionen von den betroffenen Unternehmen emittiert werden dürfen, wie die Umweltbehörde Emissionszertifikate in Abhängigkeit des Emissionszielwertes ausgibt (FEESS UND SEELIGER 2013, S. 122). Somit wird das Kriterium der ökologischen Treffsicherheit wie bei einem Emissionsgrenzwert perfekt erfüllt. Aufgrund dessen vereint der *Emissionshandel* die Vorteile der Emissionsabgabe hinsichtlich des Kriteriums der Kosteneffizienz und den Vorteil des Emissionsgrenzwertes bezüglich des Kriteriums der ökologischen Treffsicherheit.

Beim Emissionshandel besteht ein dynamischer Anreiz zum technologischen Fortschritt, da die Emittenten nach dem Gewinnmaximierungskalkül den Preis der Emissionszertifikate und ihre Grenzvermeidungskosten vergleichen. Emissionsminderungstechniken werden eingeführt, wenn der Veräußerungspreis der durch die Emissionsvermeidungsmaßnahme überflüssig gewordenen Emissionszertifikate die Kosten für die Vermeidungsstrategie übersteigt. Durch die ständige Verbesserung der Vermeidungstechnik und die damit einhergehende Emissionsvermeidung der Emittenten verschiebt sich die aggregierte Grenzvermeidungskostenkurve nach unten. Die neue Situation hat jedoch im Vergleich zur Emissionsabgabe eine andere Wirkung auf den Innovationsanreiz: Aufgrund der durchgeführten Vermeidungsstrategien sinkt die Nachfrage nach Emissionszertifikaten, womit – ceteris paribus – ein Kursverfall und somit eine Minderung des dynamischen Anreizes einhergeht. Diese Auswirkungen sind durch die Festlegung einer starren Emissionshöchstmenge systemimmanent. Falls diese Situation unerwünscht ist, muss die Umweltbehörde die Menge an Emissionszertifikaten entweder durch eine Abwertung, den Ankauf oder eine Verminderung der Emissionshöchstmenge reduzieren. Mithin wird sich durch diese Reduzierung der sich am Markt be-

findlichen Emissionszertifikate ein neuer Preis einstellen (ENDRES 2007, S. 137; FEES UND SEELIGER 2013, S. 199). Weiterhin ist zu beachten, dass in der Regel ein Zielpfad der Emissionsreduktion bis zu einem bestimmten Emissionszielwert definiert wird. Dieser Zielpfad hängt unter anderem auch vom technischen Wandel ab. Führen die Emittenten nun vermehrt Emissionsvermeidungsmaßnahmen durch, könnte die Umweltbehörde davon ausgehen, dass der Emissionszielwert schneller erreicht werden kann und den Zielpfad anpassen. Demnach besteht das Dilemma der Umweltbehörde darin, den „angemessenen Zielpfad“ vorzugeben. Einerseits dürfen einzelne Innovationen nicht als Maßstab zur Bestimmung des Zielpfades verwendet werden, andererseits darf der technische Fortschritt aber auch nicht unberücksichtigt bleiben (ENDRES 2007, S. 137 f.).

2.1.3.3 Subventionen

Bei der Subvention umweltschonender Güter zur Internalisierung positiver externer Effekte durch die *Pigouische Subventionslösung* besteht das kaum überwindbare Hindernis, den gesellschaftlichen Grenznutzen, der aus einer Erhöhung des positiven externen Effektes resultiert, monetär zu bewerten. Ohne Kenntnisse über die gesellschaftliche Grenznutzenfunktion ist jedoch eine Festsetzung des angemessenen Subventionssatzes, der zur Erzeugung der effizienten Produktionsmenge führt, nicht möglich. Aufgrund der hohen Informationsanforderungen dieser Internalisierungsstrategie ist sie, wie auch die Pigou-Steuer, als Reinform in der Praxis nicht umsetzbar. Die Subvention nach dem Preis-Standard-Ansatz ist kosteneffizient, da die Produzenten das Ausmaß der positiven Externalität am stärksten ausweiten, für welche dies am kostengünstigsten möglich ist. Das Kriterium der ökologischen Treffsicherheit ist wie bei der Abgabenlösung nach dem Preis-Standard-Ansatz nur eingeschränkt erfüllt, da die Umweltbehörde Informationen über die aggregierte Grenzkostenkurve der Produktion benötigt, um den zutreffenden Subventionssatz festzulegen, der zu einer Erreichung des politisch vorgegebenen Ausmaßes der positiven externen Effekte führt (FRITSCH 2014, S. 110 f., 118, 132). Der Anreiz zur Entwicklung und des Einsatzes kostengünstigerer Produktionsverfahren besteht auch bei der Subventionslösung, da hierdurch der erzielbare Subventionsbetrag erhöht wird. Hierbei besteht jedoch die Gefahr, dass – aus ökonomischer Sicht – zu viel des umweltschonenden Produktes produziert wird und die Produzenten „überfördert“ werden, wenn der Subventionssatz nicht an die neue Situation, die Verringerung der Produktionskosten aufgrund von Innovationen, angepasst wird.

2.2 Internationale Klimapolitik

Nach Art. 3 Abs. 1 Kyoto-Protokoll sorgen die in Anlage I der Klimarahmenkonvention aufgeführten Vertragsparteien einzeln oder gemeinsam dafür, dass die quantifizierten Emissionsbegrenzungs- oder -reduktionsverpflichtungen nicht überschritten werden und das Ziel er-

reicht wird, innerhalb des Verpflichtungszeitraums 2008 bis 2012 die Gesamtemissionen der Vertragsparteien um mindestens 5% unter das Niveau von 1990 zu senken. Somit gehen die Industrieländer, die in Anlage I der Klimarahmenkonvention aufgelistet sind, eine Verpflichtung zur Begrenzung oder Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen ein (BAIL 1998, S. 460). Diese Staaten werden auch als Annex-I-Staaten, Entwicklungs- und Schwellenländer hingegen regelmäßig als Non-Annex-I-Staaten bezeichnet (ZENKE UND FUHR 2006, S. 8).

Anlage A des Kyoto-Protokolls nennt die sechs vom Protokoll erfassten Treibhausgase, CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs und SF₆ sowie die vom Protokoll erfassten Sektoren für Treibhausgasemissionen. Anlage B des Kyoto-Protokolls enthält die quantifizierte Emissionsbegrenzungs- oder -reduktionsverpflichtung der jeweiligen Vertragsparteien (BAIL 1998, S. 460).

Nach Art. 3 Abs. 1 i. V. m. Anlage B des Kyoto-Protokolls sind die Europäische Union und ihre Mitgliedsstaaten verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen innerhalb des Verpflichtungszeitraums 2008 bis 2012 um 8% unter das Niveau von 1990 zu senken. Art. 4 Abs. 1 Kyoto-Protokoll ermöglicht es den Vertragsparteien, ihre Emissionsreduktionsverpflichtungen gemeinsam zu erfüllen. Hierzu legen die Vertragsparteien in einer Vereinbarung das zugeteilte Emissionsniveau jeder Partei fest. Die Festlegung der Verpflichtungen der einzelnen Mitgliedstaaten der Europäischen Union nach dem sogenannten burden sharing (BAIL 1998, S. 461) erfolgte in den Schlussfolgerungen des Europäischen Rates (1998, Anhang 1). Diese Lastenausgleichsvereinbarung wurde sodann durch die Entscheidung des Rates vom 25. April 2002 rechtlich umgesetzt (Entscheidung 2002/358/EG, ErwGr. 12). Im Zuge dessen wird Deutschland verpflichtet, seine Emissionen um 21% im Vergleich zum Basisjahr 1990 zu reduzieren. Ferner wurde durch diese Entscheidung das Kyoto-Protokoll im Namen der Europäischen Union genehmigt.

Um den aggregierten zulässigen Emissionsgrenzwert für den Zeitraum von 2008 bis 2012 zu berechnen, wird vom Emissionsvolumen des Basisjahres 1990 ausgegangen (BAIL 1998, S. 461). Nach Art. 3 Abs. 8 Kyoto-Protokoll kann für HFCs, PFCs und SF₆ das Jahr 1995 als Basisjahr verwendet werden. Nach UNFCCC (2007, S. 31) beträgt das deutsche Emissionsvolumen der in Anlage A des Kyoto-Protokolls aufgeführten Treibhausgase des Basisjahres, ohne Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft, 1.232,43 Mio. t CO₂-Äquivalent (Tab. 2-1). Unter Berücksichtigung der für Deutschland festgelegten Emissionsreduktionsverpflichtung in Höhe von 21% ergibt sich eine Emissionsbegrenzung auf 79% des im Basisjahr emittierten Emissionsvolumens. Dies entspricht einer Emissionsbegrenzung auf 973,62 Mio. t CO₂-Äquivalent pro Jahr.

Tab. 2-1. Deutsches Emissionsinventar im Basisjahr.

[Quelle: UNFCCC 2007, S. 7]

Treibhausgasemissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent ¹		
	1990	1995	Basisjahr
Kohlendioxid (CO ₂)	1.032,78		1.032,78
Methan (CH ₄)	99,79		99,79
Distickstoffoxid (N ₂ O)	84,41		84,41
Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFCs)		6,48	6,48
Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFCs)		1,75	1,75
Schwefelhexafluorid (SF ₆)		7,22	7,22
Emissionsvolumen im Basisjahr			1.232,43

¹ Ohne Berücksichtigung von Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft.

Dieses Emissionsvolumen wird nach Art. 3 Abs. 7 Kyoto-Protokoll mit fünf multipliziert, um die quantifizierte Emissionsreduzierungsverpflichtung des Verpflichtungszeitraums 2008 bis 2012 für Deutschland zu ermitteln (BAIL 1998, S. 461). Das deutsche Emissionsbudget für den Verpflichtungszeitraum 2008 bis 2012 beträgt somit 4.868,10 Mio. t CO₂-Äquivalent (UNFCCC 2008, S. 9), sodass Deutschland im Verpflichtungszeitraum 2008 bis 2012 die Treibhausgase um insgesamt 1.294,05 Mio. t CO₂-Äquivalent, jährlich um rund 258,81 Mio. t CO₂-Äquivalent, reduzieren muss.

Damit die Vertragsstaaten ihre Emissionsziele kosteneffizient erreichen und gleichzeitig das nachhaltige Wirtschaften und die nachhaltige Entwicklung gefördert werden, sieht das Kyoto-Protokoll drei sogenannte flexible Mechanismen vor (ZENKE UND FUHR 2006, S. 10 f.):

- internationaler Emissionshandel (Art. 17 Kyoto-Protokoll) sowie
- projektbezogene Mechanismen
 - Joint Implementation (Art. 6 Kyoto-Protokoll) und
 - Clean Development Mechanism (Art. 12 Kyoto-Protokoll).

Durch den internationalen Emissionshandel haben die in Anlage B des Kyoto-Protokolls aufgelisteten Staaten, ergänzend zur Durchführung von Emissionsvermeidungsmaßnahmen, die Möglichkeit sich am Handel mit Emissionen zu beteiligen, um ihre Verpflichtung nach Art. 3 Kyoto-Protokoll zu erfüllen (Art. 17 Kyoto-Protokoll). Der internationale Emissionshandel ist als „cap-and-trade“-System ausgestaltet. Für jeden Staat wird unter Berücksichtigung der in Anlage B des Kyoto-Protokolls quantifizierten Emissionsbegrenzungs-der -reduktionsverpflichtung eine individuelle Emissionshöchstmenge ermittelt und ihm in Höhe dieser Emissionszertifikate, Assigned Amount Units (AAUs), zugeteilt. Durch ein Emissionszertifikat ist der Staat berechtigt, 1 t CO₂-Äquivalent in einem bestimmten Zeitraum zu emittieren. Unterschreitet ein Staat seine individuelle Emissionshöchstmenge durch Senkung

der Emissionen, kann er überschüssige Zertifikate an andere Staaten verkaufen, die ihre vorgegebene Emissionshöchstmenge nicht einhalten können (ZENKE UND FUHR 2006, S. 11). Deutschland wurden für den Verpflichtungszeitraum 2008 bis 2012 entsprechend seines Emissionsbudgets 4.868,10 Mio. AAUs zugeteilt (UNFCCC 2008, S. 9).

Für die Industriestaaten besteht ferner durch die projektbezogenen Mechanismen – Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM) – die Möglichkeit, Klimaschutzprojekte in anderen Vertragsstaaten (Gastgeberstaaten) durchzuführen (ZENKE UND FUHR 2006, S. 11). Grundbedingung der Klimaschutzprojekte, die im Rahmen der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls durchgeführt werden, ist die Erzielung einer effektiven und nachweisbaren Emissionsminderung (TELSCHOW UND HANDKE 2009, S. 200). Aufgrund dessen schreibt das Kyoto-Protokoll bezüglich der Durchführung von JI- und CDM-Maßnahmen vor, dass hierdurch zusätzliche Emissionsreduktionen generiert werden müssen, die sich nicht ohne das Projekt ergeben würden (Artt. 6 Abs. 1 Buchst. b, 12 Abs. 5 Buchst. c Kyoto-Protokoll). Mithin müssen die Projekte das Kriterium der „additionality“ (Zusätzlichkeit) erfüllen (WINTER 2009, S. 290). Daraus folgend gilt bei den projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls das Baseline-and-Credit-Prinzip. Hierbei werden die voraussichtlichen – ohne Projektstätigkeit – ausgestoßenen Emissionen, die sogenannten Referenzfallemissionen (Baseline-Emissionen) und die voraussichtlich – mit Projektstätigkeit – ausgestoßenen Emissionen verglichen. Es erfolgt nur für die tatsächlich durch das Projekt erreichte und im Nachhinein verifizierte und zertifizierte Emissionsminderung eine Ausgabe von Emissionsgutschriften (Credits) (TELSCHOW UND HANDKE 2009, S. 200).

JI und CDM unterscheiden sich insbesondere dadurch, ob es sich bei dem Gastgeberstaat um einen Annex-I-Staat oder Non-Annex-I-Staat handelt (ZENKE UND FUHR 2006, S. 11). Bei JI-Maßnahmen finanziert ein Investor aus einem Annex-I-Staat ein Projekt zur Reduktion von Treibhausgasemissionen in einem anderen Annex-I-Staat. Die durch das Projekt reduzierten Emissionen werden in Form von Emissionsreduktionseinheiten (Emission Reduction Units - ERUs) an den Investor übertragen (WINTER 2009, S. 290). Durch die Übertragung der Emissionsreduktionseinheiten auf den Staat, der das Projekt finanziert, wird im Gegenzug das Emissionsbudget des Gastgeberstaates belastet, indem AAUs in ERUs umgewandelt werden (ZENKE UND FUHR 2006, S. 11 f.; TELSCHOW UND HANDKE 2009, S. 204). Bei JI-Projekten ist zu beachten, dass der Erwerb von Emissionsreduktionseinheiten nur ergänzend zu Emissionsminderungsmaßnahmen im eigenen Land erfolgen darf (Art. 6 Abs. 1 Buchst. d Kyoto-Protokoll).

Bei CDM-Maßnahmen investiert der Investor aus einem Annex-I-Staat eine Projektmaßnahme zur umweltverträglichen Entwicklung in einem Non-Annex-I-Staat (Gastgeberstaat). Die aus dem Projekt resultierenden Emissionsreduktionen werden in Form von zertifizierten Emissionsreduktionen (Certified Emission Reductions - CERs) an den Investor übertragen, der diese zur Erfüllung seiner Emissionsbegrenzungs- oder -reduktionsverpflichtung verwenden kann (WINTER 2009, S. 291). Da CDM-Maßnahmen in Entwicklungs- und Schwellenländern durchgeführt werden, für die keine quantifizierte Emissionsbegrenzungs- oder -reduktionsverpflichtung gilt, werden die sich aus dem Projekt ergebenden Emissionsreduktionen auf den Investorstaat übertragen, ohne dass im Gegenzug eine Belastung des Emissionsbudgets des Gastgeberstaates erfolgt (ZENKE UND FUHR 2006, S. 12). Demnach kann keine Umwandlung von AAUs erfolgen, sodass CERs neu geschaffen werden (TELSCHOW UND HANDKE 2009, S. 201). Dies wird damit begründet, dass es Ziel der CDM-Maßnahmen ist, eine umweltverträgliche Entwicklung der Gastgeberländer durch Projekte, welche Industrieländer finanzieren, zu fördern (ZENKE UND FUHR 2006, S. 12). Art. 12 Abs. 5 Kyoto-Protokoll verlangt die Zertifizierung der sich aus der Projektmaßnahme ergebenden Emissionsreduktionen durch eine anerkannte Einrichtung und unter anderem reale, messbare und langfristige Vorteile in Bezug auf die Abschwächung der Klimaänderungen.

Nach Art. 25 Abs. 1 Kyoto-Protokoll tritt das Protokoll am neunzigsten Tag nach dem Zeitpunkt in Kraft, zu dem mindestens 55 Vertragsparteien der Klimarahmenkonvention dieses ratifizierten (erstes Quorum) und auf diese Staaten mindestens 55% der gesamten CO₂-Emissionen der Annex-I-Staaten im Jahr 1990 entfallen (zweites Quorum). Das erste Quorum war schnell erreicht. Hingegen war lange Zeit unklar, ob das zweite Quorum erfüllt wird. Denn beispielsweise ratifizierte die USA, welche für rund ein Viertel der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich ist, das Protokoll trotz Unterzeichnung nicht. Entscheidend war letztendlich die Ratifizierung des Protokolls durch Russland, wodurch das zweite Quorum erfüllt wurde. Aufgrund dessen ist die völkerrechtlich verbindliche Klimaschutzverpflichtung, das Kyoto-Protokoll, am 16.2.2005 rechtswirksam in Kraft getreten (ZENKE UND FUHR 2006, S. 13).

Im Jahr 2012 wurde auf der UN-Klimakonferenz in Doha beschlossen, das Kyoto-Protokoll bis 2020 fortzuführen. Durch die Doha-Änderung des Kyoto-Protokolls wurde insbesondere festgelegt, dass die Vertragsparteien dafür sorgen, die Gesamtemissionen der Vertragsparteien der vom Protokoll erfassten Treibhausgase im Verpflichtungszeitraum 2013 bis 2020 um mindestens 18% gegenüber 1990 zu senken. Im Rahmen dieser Änderungen von Doha wurde die Liste der Treibhausgase durch die Aufnahme von Stickstofftrifluorid (NF₃) erweitert (Doha Amendment 2012).

Der Europäische Rat billigt das Ziel der EU, die Treibhausgasemissionen bis 2020 gegenüber 1990 um 30% zu reduzieren, um somit einen Beitrag zu einer globalen und umfassenden Vereinbarung für die Zeit nach 2012 zu leisten. Dieses Ziel der EU wurde an die Bedingung geknüpft, dass „sich andere Industrieländer zu vergleichbaren Emissionsreduzierungen und die wirtschaftlich weiter fortgeschrittenen Entwicklungsländer zu einem ihren Verantwortlichkeiten und jeweiligen Fähigkeiten angemessenen Beitrag verpflichten“ (EUROPÄISCHER RAT 2007, S. 12). Im Rahmen der Doha-Änderung des Kyoto-Protokolls verpflichtet sich die EU, ihre Treibhausgasemissionen bis 2020 um 20% gegenüber dem Basisjahr zu senken und bestätigt das Angebot einer Reduzierung um 30% gegenüber 1990 unter der oben genannten Bedingung (COM(2013) 768 final). Die Ratifizierung der Doha-Änderung wurde erst von wenigen Staaten durchgeführt, auch die Europäische Union hat die Doha-Änderung des Kyoto-Protokolls derzeit noch nicht ratifiziert (UNFCCC 2015).

Darüber hinaus strebt die Europäische Union eine Verringerung ihrer Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80% gegenüber 1990 an. Um diese Reduzierung zu erreichen, sind Etappenziele für einzelne Sektoren vorgesehen. Hiernach werden beispielsweise bei der Stromerzeugung eine CO₂-Reduktion gegenüber 1990 um -54 bis -68% bis 2030 sowie um -93 bis -99% bis 2050 angestrebt (KOM(2011) 112 endgültig, S. 4-6).

Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung Deutschland sollen die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40% und bis 2050 um mindestens 80% gegenüber 1990 reduziert werden (BMW I UND BMU 2010, S. 4).

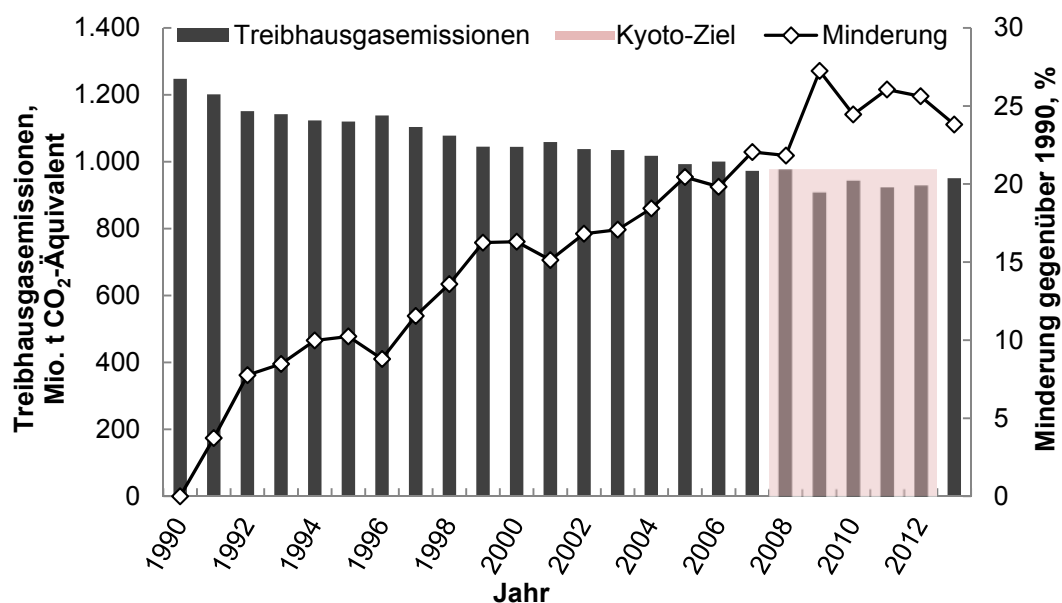


Abb. 2-7. Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 1990.

Ohne Berücksichtigung der Treibhausgasemission von Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft [Quelle: EEA 2015a].

Im Jahr 2013 lag die Minderung der Treibhausgasemissionen in Deutschland gegenüber 1990 bei rund 24% (Abb. 2-7). Bis zum Jahr 2020 sollen die Treibhausgasemissionen auf rund 750 Mio. t CO₂-Äquivalent reduziert werden.

2.3 Europäischer Emissionshandel

2.3.1 Europarechtlicher Rahmen

Bereits im Jahr 2000 trieb die Europäische Union die Einführung eines Emissionshandelsystems voran. Im Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union wird das Konzept des Emissionshandels vorgestellt (KOM(2000) 87 endgültig). Im Jahr 2003 trat sodann die Emissionshandelsrichtlinie (RL 2003/87/EG) in Kraft, welche den Rechtsrahmen für den europäischen Emissionshandel bildet. Nach Art. 1 RL 2003/87/EG wurde der europäische Emissionshandel eingeführt, „um auf kosteneffiziente und wirtschaftlich effiziente Weise auf eine Verringerung von Treibhausgasemissionen hinzuwirken.“ Im Gegensatz zum internationalen Emissionshandel gemäß Kyoto-Protokoll fungieren beim europäischen Emissionshandel nicht Staaten als Akteure, sondern Unternehmen. Jedoch nimmt nicht jeder Emittent, sondern nur bestimmte Sektoren am europäischen Emissionshandel teil. In den Geltungsbereich der RL 2003/87/EG fallen Anlagen der Energiewirtschaft und energieintensive Industrieanlagen. Hingegen sind private Haushalte und der Verkehr nicht vom europäischen Emissionshandel erfasst (SCHAFHAUSEN 2005, S. 71). Seit dem Jahr 2012 fällt grundsätzlich auch der Flugverkehr in den Geltungsbereich des Emissionshandels (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 35).

Da die RL 2003/87/EG für den Europäischen Wirtschaftsraum gilt, erfasst der europäische Emissionshandel neben den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union auch die Staaten Island, Norwegen und Liechtenstein.

Die erste Handelsperiode umfasst den Zeitraum von 2005 bis 2007, die zweite Handelsperiode den Zeitraum 2008 bis 2012, die dritte Handelsperiode beginnt ab dem Jahr 2013 und endet 2020 (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 33).

Bis 2012 wurde nur das Treibhausgas CO₂ vom europäischen Emissionshandel erfasst (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 36). Nunmehr unterliegen auch die Treibhausgase N₂O und PFCs bestimmter Tätigkeiten dem europäischen Emissionshandel (Anhang I RL 2003/87/EG).

Der europäische Emissionshandel funktioniert in der Weise, dass Anlagenbetreiber, welche eine in den Geltungsbereich der Richtlinie fallende Tätigkeit durchführen, über eine Genehmigung („Permit“) zur Emission von Treibhausgasen verfügen müssen (Art. 4 RL 2003/87/EG). Bis zu einem Stichtag müssen die Anlagenbetreiber eine Anzahl von Emissionszertifikaten („Allowance“), die den geprüften Gesamtemissionen der Anlage im vorhergehenden Kalenderjahr entspricht, abgeben (Art. 12 Abs. 3 RL 2003/87/EG). Ein Emissionszertifikat berechtigt den Anlagenbetreiber zur Emission von einer Tonne CO₂-Äquivalent in einem bestimmten Zeitraum (Art. 3 Buchst. a RL 2003/87/EG). Da die Zertifikate nach Art. 12 Abs. 1 RL 2003/87/EG zwischen Personen innerhalb der Gemeinschaft übertragbar sind, können die unter den Emissionshandel fallenden Anlagenbetreiber die Zertifikate veräußern, wodurch ein freier und liquider Markt für Emissionszertifikate entstehen soll (ZENKE UND FUHR 2006, S. 16). Der europäische Emissionshandel erfasste in der zweiten Handelsperiode mehr als 12.000 stationäre Anlagen (EUROPÄISCHE KOMMISSION 2012). Die vom Emissionshandel erfassten stationären Anlagen emittierten in den Jahren 2008 bis 2012 durchschnittlich jährlich 1.942 Mio. t CO₂ (EEA 2015b). Die emissionshandelspflichtigen, stationären Anlagen der 28 EU-Mitgliedsstaaten emittierten in diesem Zeitraum durchschnittlich jährlich 1.923 Mio. t CO₂ (EEA 2015b). Zum Vergleich emittierten die 28 Mitgliedsstaaten der EU in den Jahren 2008 bis 2012 durchschnittlich jährlich 4.744 Mio. t CO₂-Äquivalent an Treibhausgasen, die unter das Kyoto-Protokoll fallen (EEA 2015a). Somit erfasste der europäische Emissionshandel in der zweiten Handelsperiode 40,5% der gesamten Treibhausgasemissionen der Europäischen Union. In der dritten Handelsperiode nehmen mehr als 13.000 stationäre Anlagen aktiv am Emissionshandel teil (EUROPÄISCHE KOMMISSION 2014a).

Die gemeinschaftsweit verfügbare Zertifikatmenge soll bis 2020 um 21% unter dem Emissionsniveau der emissionshandelspflichtigen Anlagen von 2005 liegen, um das Ziel der Gemeinschaft zu erfüllen, die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um mindestens 20% kosteneffizient zu reduzieren (RL 2009/29/EG, ErwGr. 5).

Da die gemeinschaftsweite Zertifikatmenge sukzessiv, berechenbar und somit planbar reduziert werden soll (RL 2009/29/EG, ErwGr. 13), wird die gemeinschaftsweite Menge der Zertifikate, die ab 2013 jährlich vergeben werden, linear verringert. Der jährliche Faktor, um welchen die Obergrenze der maximal zulässigen Emissionen gesenkt wird, beträgt 1,74% verglichen mit der durchschnittlichen jährlichen Gesamtmenge der Zertifikate, die im Zeitraum 2008 bis 2012 zugeteilt wurde. Da die Berechnung der Reduktionsmenge für das Jahr 2013 ab der Mitte des Zeitraums von 2008 bis 2012, somit im Jahr 2010, beginnt, wurde die Menge der im Jahr 2013 zu vergebenden Zertifikate um 5,22% der durchschnittlichen jährlichen Gesamtmenge der Zertifikate des Zeitraums 2008 bis 2012 reduziert (Art. 9 RL 2003/87/EG).

Die Gesamtmenge der ab 2013 für ortsfeste Anlagen zu vergebenden Zertifikate beträgt 2.084.301.856 (Art. 1 Beschluss 2010/634/EU). Ab 2014 und in den nachfolgenden Jahren wird diese festgelegte Gesamtmenge um 38.264.246 Zertifikate gekürzt (Beschluss 2013/448/EU, ErwGr. 21). Somit ergibt sich eine gemeinschaftsweite Menge für stationäre Anlagen (ohne Flugverkehr) von 2.046.037.610 Zertifikaten für das Jahr 2014 und von 2.007.773.364 Zertifikaten für das Jahr 2015.

Neben der Emissionshandelsrichtlinie erließen das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union die sogenannte Linking Directive (RL 2004/101/EG), welche am 13.11.2004 in Kraft trat und die RL 2003/87/EG änderte. Die RL 2004/101/EG beinhaltet die Umsetzung der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls, JI und CDM. Hierdurch besteht für die vom Emissionshandel erfassten Anlagenbetreiber die Möglichkeit, Emissionsreduktionseinheiten aus JI- und CDM-Projekten zur Erfüllung ihrer Abgabepflicht einzureichen (ZENKE UND FUHR 2006, S. 17).

2.3.2 Umsetzung des europäischen Rechts in Deutschland

2.3.2.1 Grundprinzipien des Emissionshandels in Deutschland

Die RL 2003/87/EG wurde durch verschiedene Gesetze und Verordnungen in nationales Recht umgesetzt. Das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) bildet als Stammgesetz den Rahmen und regelt die Grundlagen des Emissionshandels (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 64).

Auch im TEHG findet sich das in RL 2003/87/EG vorgegebene duale Konzept von Permit und Allowance wieder: Nach § 4 Abs. 1 S. 1 TEHG bedürfen Anlagenbetreiber zur Freisetzung von Treibhausgasen durch eine in Anhang 1 Teil 2 TEHG aufgelisteten Tätigkeit einer Genehmigung (Permit). Gegenstand des Emissionshandels ist sodann die Berechtigung (auch Emissionszertifikat - Allowance), welche nach § 3 Nr. 3 TEHG als Befugnis zur Emission von 1 t CO₂-Äquivalent in einem bestimmten Zeitraum definiert ist.

Die erste Handelsperiode, die nicht mehr vom TEHG erwähnt wird, begann am 1.1.2005 und endete am 31.12.2007 (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 73). Die zweite Handelsperiode umfasste den Zeitraum 1.1.2008 bis 31.12.2012 (§ 7 Abs. 2 Nr. 1 TEHG). Die anschließende dritte Handelsperiode vom 1.1.2013 bis 31.12.2020 und die nachfolgenden Handelsperioden umfassen einen Zeitraum von jeweils acht Jahren (§ 7 Abs. 2 Nr. 3, 4 TEHG).

Nach § 2 Abs. 1 i. V. m Anhang 1 Teil 2 TEHG umfasst der Emissionshandel stationäre Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem

Abgas durch den Einsatz von Brennstoffen in einer Verbrennungseinrichtung mit einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW und mehr (Energieanlagen). Darüber hinaus werden Raffinerien und Kokereien sowie energieintensive Industrieanlagen der Eisen- und Stahl-, Zement-, Glas-, Keramik- Papier- und Zellstoffindustrie in den Emissionshandel einbezogen (Industrieanlagen). Ab der dritten Handelsperiode wird der Kreis der dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen aufgrund der Umsetzung der Änderung des Anhangs I RL 2003/87/EG erweitert. Hierdurch fallen beispielsweise weite Teile der chemischen Industrie, die Verarbeitung von Eisen- und Nichteisenmetall sowie die Gipsherstellung unter den Anwendungsbereich des TEHG. Ferner werden aufgrund von Änderungen der bisher bestehenden Tätigkeitsbeschreibungen weitere Anlagen emissionshandelspflichtig. Durch die breitere Definition der „Verbrennung“ werden zudem nicht mehr nur Energieanlagen, sondern sämtliche Verbrennungseinheiten mit einer Feuerungswärmeleistung ab 20 MW vom Emissionshandel erfasst (DEHST 2014b, S. 15 f.).

Ab dem Jahr 2012 werden auch Luftverkehrstätigkeiten in den Emissionshandel einbezogen (§ 2 Abs. 6 i. V. m § 7 Abs. 2 Nr. 2 TEHG). Da die Luftverkehrstätigkeiten erst ab diesem Zeitpunkt vom Emissionshandel erfasst werden und die Europäische Kommission den Emissionshandel für außereuropäische Fluglinien vorübergehend aussetzt (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 77), werden die Luftverkehrstätigkeiten nicht weiter betrachtet.

In den ersten zwei Handelsperioden beschränkte sich das TEHG auf das Treibhausgas CO₂. Aber der dritten Handelsperiode fallen nach § 2 Abs. 1 i. V. m Anhang 1 Teil 2 TEHG auch die Treibhausgase N₂O und PFCs unter den Anwendungsbereich des TEHG (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 84).

Das TEHG baut, wie es RL 2003/87/EG vorsieht, auf das Grundprinzip „cap-and-trade“ auf. Aufgrund dessen müssen in einem ersten Schritt den Anlagenbetreibern, die vom Emissionshandel betroffen sind, Emissionszertifikate zugeteilt werden.

2.3.2.2 Zuteilungsregeln

Die Zuteilung der Emissionszertifikate variiert in den einzelnen Handelsperioden. Nachfolgend werden die Grundzüge der Zuteilungsregelungen der einzelnen Perioden erläutert.

Erste Handelsperiode 2005 bis 2007

Grundlage für die vom Bundestag zu beschließenden Gesetze über die Zuteilung der Emissionsberechtigungen ist der Nationale Allokationsplan, welcher aus zwei Teilen besteht. Im sogenannten Makroplan wird das nationale Emissionsbudget und hieraus abgeleitet das zur Zuteilung der Emissionsberechtigungen zur Verfügung stehende Budget festgelegt. Der sogenannte Mikroplan enthält die konkreten Zuteilungsregeln, welche für die Zuteilung der

Emissionsberechtigungen auf die einzelnen emissionshandelspflichtigen Anlagen relevant sind (ZENKE UND TELSCHOW 2009, S. 17).

Die Verteilung der Zertifikate wurde in der ersten Handelsperiode durch das Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG 2007) geregelt. Nach § 4 Abs. 1 ZuG 2007 betrug das nationale Emissionsbudget in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007: 859 Mio. t CO₂/Jahr. Die Verteilung des Emissionsbudgets war in § 4 Abs. 2 ZuG 2007 geregelt. Auf die emissionshandelspflichtigen Sektoren Energie und Industrie entfielen 503 Mio. t CO₂/Jahr und auf die anderen Sektoren 356 t CO₂/Jahr (298 t CO₂/Jahr: Verkehr und Haushalte, 58 t CO₂/Jahr: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen). Nach § 6 Abs. 1 ZuG 2007 wurde eine Reserve von 9 Mio. t CO₂/Jahr für Neuanlagen bestimmt (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 132).

Bestandsanlagen, die bis zum 31.12.2002 in Betrieb genommen wurden, erhielten nach § 7 Abs. 1 ZuG 2007 die Anzahl von Emissionsberechtigungen zugeteilt, die dem rechnerischen Produkt aus den durchschnittlichen jährlichen CO₂-Emissionen der Anlage in einer Basisperiode, dem Erfüllungsfaktor nach § 5 ZuG 2007 in Höhe von 0,9709 und der Anzahl der Jahre der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 entsprach. Somit wurden den Bestandsanlagen die Emissionsberechtigungen grundsätzlich auf Basis ihrer historischen Emissionen zugeteilt, sodass bei der Erstaussgabe die Methode des Grandfathering angewendet wurde. Die Basisperiode der historischen Emissionen umfasste grundsätzlich einen Zeitraum von drei Jahren, welche in Abhängigkeit von der Inbetriebnahme der Anlage festgelegt wurde (§ 7 Abs. 2 bis 6 ZuG 2007). Ferner war bei der Zuteilung von Emissionsberechtigungen an Bestandsanlagen ein zweiter Erfüllungsfaktor nach § 4 Abs. 4 ZuG 2007 zur Einhaltung des deutschen Emissionsbudgets zu berücksichtigen. Diese weitere anteilige Kürzung der Zuteilungsmenge betraf alle Anlagen, die nicht ausdrücklich vom Erfüllungsfaktor nach § 5 ZuG 2007 befreit waren (ZENKE UND TELSCHOW 2009, S. 21). Da die Gesamtmenge der zuzuteilenden Berechtigungen über dem Emissionsbudget lag, kam der zweite Erfüllungsfaktor zur Anwendung und die Zuteilungsmenge wurde um weitere 4,62% gekürzt (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 135). Somit erhielten die nicht vom Erfüllungsfaktor befreiten Anlagen 92,47% ihrer historischen Emissionen als Emissionsberechtigungen zugeteilt (ZENKE UND TELSCHOW 2009, S. 21).

Bei Neuanlagen, deren Inbetriebnahme während der ersten Handelsperiode erfolgte, orientierte sich die Zuteilung der Emissionsberechtigungen an der Methode des Benchmarkings. Maßstab für die Zuteilung war ein produktionspezifischer Emissionswert (Benchmark). Dieser gibt wieder, welche CO₂-Menge je Produkteinheit emittiert wird, wenn die beste verfügbare Technik eingesetzt wird (ZENKE UND TELSCHOW 2009, S. 22). Nach § 11 ZuG 2007

erhielten Neuanlagen die Anzahl an Berechtigungen zugeteilt, die dem rechnerischen Produkt aus der zu erwartenden durchschnittlichen jährlichen Produktionsmenge, dem Emissionswert der Anlage je erzeugter Produkteinheit sowie der Anzahl der Kalenderjahre der Zuteilungsperiode seit Inbetriebnahme entsprach. Auf Antrag konnten auch Betreiber von Bestandsanlagen die Zuteilung nach der Methode des Benchmarkings für die Zuteilung der Emissionsberechtigungen in Anspruch nehmen (§ 7 Abs. 12 ZuG 2007). Der Vorteil bei der Wahl dieser Zuteilungsmethode für Bestandsanlagen bestand darin, dass hierbei kein Erfüllungsfaktor zur Anwendung kam und war für Anlagen lohnend, deren Technik auf oder nahe dem Stand von Neuanlagen war (ZENKE UND TELSCHOW 2009, S. 22).

Nach DEHST (2009, S. 26 f.) waren in der ersten Handelsperiode 1.853 Anlagen, hiervon 1.231 Energieanlagen (Tätigkeiten gemäß I bis V des Anhangs 1 TEHG a. F.) und 622 Industrieanlagen (Tätigkeiten gemäß VI bis XVIII des Anhangs 1 TEHG a. F.) in Deutschland emissionshandelspflichtig. Insgesamt 1.519 Mio. Emissionsberechtigungen wurden den emissionshandelspflichtigen Anlagen in den Jahren 2005 bis 2007 zugeteilt. Die Energieanlagen erhielten eine Zuteilung von 1.199 Mio. Emissionsberechtigungen und somit 79% der Gesamtmenge.

Zweite Handelsperiode 2008 bis 2012

Die Zuteilung der Emissionsberechtigungen der zweiten Handelsperiode 2008 bis 2012 regelte das ZuG 2012. Im Vergleich zu den Zuteilungsregelungen der ersten Handelsperiode ergaben sich nach ZENKE UND TELSCHOW (2009, S. 24) insbesondere folgende Änderungen: Die Zuteilungsregelungen wurden vereinfacht und Sondertatbestände reduziert, die Energiewirtschaft wurde belastet und das produzierende Gewerbe entlastet. Die Zuteilung nach dem Konzept der besten verfügbaren Technik wurde ausgebaut und zum Grundmodell der Zuteilung in der Energiewirtschaft. Ferner orientierte sich die Zuteilung stärker am Effizienzgrad der Anlage und es wurde eine teilweise kostenpflichtige Zuteilung eingeführt. Daneben wurden Kleinemittenten durch die neuen Regelungen entlastet.

Ab der zweiten Handelsperiode betrug das deutsche Emissionsbudget, im Einklang mit der aus dem Kyoto-Protokoll resultierenden Emissionsreduzierungsverpflichtung, 973,6 Mio. t CO₂-Äquivalent pro Jahr (§ 4 Abs. 1 ZuG 2012). Die Gesamtmenge der zuteilbaren Berechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 betrug 442,07 Mio. pro Jahr zuzüglich einer Menge von bis zu 11 Mio. Berechtigungen für Anlagen, die neu in den Emissionshandel aufgenommen wurden (§ 4 Abs. 2 ZuG 2012). Von dieser Gesamtmenge flossen 23 Mio. Berechtigungen pro Jahr in die Reserve (§ 5 Abs. 1 ZuG 2012), weitere 40 Mio. Berechtigungen wurden nicht kostenlos zugeteilt, sondern jährlich veräußert (§ 19 ZuG 2012).

Nach ZuG 2007 wurden alle emissionshandlungspflichtigen Anlagen in Bezug auf die Zuteilung gleichbehandelt, eine Differenzierung nach der Art der Tätigkeit und Sektoren erfolgte nicht. Dies änderte sich durch die Zuteilungsregelungen für die zweite Handelsperiode. Grund hierfür war, dass der Energiewirtschaft vorgeworfen wurde, sie preise den Wert der kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen in den Strompreis ein. Eine solche Einpreisung sei hingegen insbesondere den Industrieunternehmen nicht möglich, die im internationalen Wettbewerb stehen. Aufgrund dessen erfolgte ab 2008 eine Differenzierung der Zuteilung nach Art der Tätigkeit der Anlage, was zu einer erheblichen Belastung der Energieanlagen führte (ZENKE UND TELSCHOW 2009, S. 25). Die stärkere Belastung der Energieanlagen wurde realisiert, indem nach § 7 ZuG 2012 größeren Energieanlagen, die vor dem 1.1.2003 in Betrieb gingen, die Emissionsberechtigungen nur noch nach dem Benchmark-System zugeteilt wurden. Industrieanlagen hingegen, die vor dem 1.1.2003 in Betrieb genommen wurden, erhielten weiterhin eine Zuteilung auf Grundlage ihrer historischen Emissionen, vermindert um einen Erfüllungsfaktor in Höhe von 0,9875 (§ 6 Abs. 1 ZuG 2012). Jedoch wurden Industrie- und Energieanlagen, deren Inbetriebnahme in den Jahren 2003 bis 2007 und während der zweiten Handelsperiode erfolgte, die Emissionsberechtigungen nach Benchmarks zugeteilt (§§ 8, 9 ZuG 2012). Die Regelungen des Benchmarks wurden durch das neue Zuteilungsgesetz stärker schematisiert und vereinfacht (ZENKE UND TELSCHOW 2009, S. 27). So gab es beispielsweise für Anlagen zur Stromproduktion grundsätzlich nur noch zwei feste Benchmarks: Nach Anhang 3 Teil A I Nr. 1 ZuG 2012 betrug der Emissionswert je erzeugter Produktionseinheit 365 g CO₂/kWh_{el}, sofern gasförmige Brennstoffe verwendet werden konnten, andernfalls 750 g CO₂/kWh_{el}.

Damit die Zuteilung sich verstärkt an der Effizienz der Anlagen orientierte, wurde bei Energieanlagen neben der Zuteilung nach Benchmarks der Stand der Technik im Rahmen der anteiligen Kürzung nach § 4 Abs. 3 ZuG 2012 ein weiteres Mal relevant (ZENKE UND TELSCHOW 2009, S. 31). Die anteilige Kürzung wurde zur Sicherung der Einhaltung des Emissionsbudgets angewendet. Im Gegensatz zur ersten Handelsperiode, bei welcher die Zuteilung aller Bestandsanlagen, unabhängig von ihrer sektoralen Einordnung, linear gekürzt wurde, betraf die neue Regelung nur noch Energieanlagen. Die Kürzung, auch Effizienzstandardkürzung genannt, war derart ausgestaltet, dass hiervon nicht alle Energieanlagen gleichermaßen betroffen waren. Ob die Zuteilung einer Anlage anteilig gekürzt wurde und in welcher Höhe, war von deren Effizienzstandard abhängig (ZENKE UND TELSCHOW 2009, S. 32). Da die anteilige Kürzung mit sinkendem Wirkungsgrad der Anlage exponentiell stieg (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 159), wurden Anlagen mit niedrigerem Wirkungsgrad durch die anteilige Kürzung überproportional belastet, wodurch ein zusätzlicher Modernisierungsanreiz gesetzt werden sollte (ZENKE UND TELSCHOW 2009, S. 31).

Das Versteigerungsbudget in Höhe von 40 Mio. Emissionsberechtigungen wurde dadurch erbracht, dass nach § 20 ZuG 2012 die Zuteilung an Anlagen zur Produktion von Strom um einen linearen Faktor gekürzt wurde (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 161).

Im Jahr 2012 waren 1.629 Anlagen, hiervon 1.093 Energieanlagen und 536 Industrieanlagen in Deutschland emissionshandelspflichtig (DEHST 2013b, S. 10). Insgesamt wurden in der zweiten Handelsperiode 2008 bis 2012 den emissionshandelspflichtigen Anlagen in Deutschland eine Menge von 2.000 Mio. Emissionsberechtigungen zugeteilt (DEHST 2013a).

Dritte Handelsperiode 2013 bis 2020

Die Regelungen zur Zuteilung der Emissionsberechtigungen ab der dritten Handelsperiode wurden durch eine Novellierung der RL 2003/87/EG auf EU-Ebene harmonisiert. Die Kommission legte mit Beschluss 2011/278/EU die EU-weiten einheitlichen Regelungen zur Harmonisierung der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen gemäß Art. 10a RL 2003/87/EG fest. Die Umsetzung des Beschlusses erfolgte durch eine Änderung des § 9 Abs. 1 TEHG und dem Erlass der Zuteilungsverordnung 2020 (ZuV 2020), welche die Regelungen des TEHG konkretisiert (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 234 f.).

Demnach erfolgt die Allokation, welche die Mitgliedsstaaten vormals in Eigenverantwortung durchführten, ab der dritten Handelsperiode durch ein System mit gemeinschaftsweitem Budget und einheitlichen Zuteilungsregelungen. Die Versteigerung der Emissionsberechtigungen ab der dritten Handelsperiode wird zum Grundprinzip der Allokation (DEHST 2014c, S. 13). Aufgrund dessen versteigern die Mitgliedsstaaten ab dem Jahr 2013 sämtliche Emissionsberechtigungen, die nicht kostenlos zugeteilt werden (Art. 10 Abs. 1 RL 2003/87/EG). Die Gesamtmenge der von jedem Mitgliedsstaat zu versteigernden Emissionsberechtigungen setzt sich nach Art. 10 Abs. 2 RL 2003/87/EG wie folgt zusammen:

- 88% der Gesamtmenge wird in Abhängigkeit des Anteils des betreffenden Mitgliedsstaates an den geprüften Emissionen des Jahres 2005 unter den Mitgliedsstaaten aufgeteilt,
- 10% der Gesamtmenge wird im Interesse der Solidarität und des Wachstums der Gemeinschaft unter bestimmten Mitgliedsstaaten aufgeteilt und
- 2% der Gesamtmenge wird unter den Mitgliedsstaaten aufgeteilt, deren Treibhausgasemissionen im Jahr 2005 mindestens 20% unter dem im Kyoto-Protokoll vorgeschriebenen Werten des Bezugsjahrs lagen.

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) beauftragt nach § 8 Abs. 2 TEHG im Einvernehmen mit dem Bundesministerium der Finanzen (BMF) und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) eine geeignete Stelle

mit der Durchführung der Versteigerung. Die Versteigerung ist nach Art. 35 Abs. 1 VO (EU) 1031/2010 auf einer Auktionsplattform, die von der zuständigen Behörde des Mitgliedsstaates als geregelter Markt zugelassen ist, durchzuführen. Die Bundesrepublik Deutschland hat eine eigene Auktionsplattform, die European Energy Exchange AG (EEX) in Leipzig, für die Versteigerung der Emissionsberechtigungen ausgewählt. Hiervon ist der Anbieter der zu versteigernden Emissionsberechtigungen zu unterscheiden, welcher als Verkäufer an der Auktionsplattform auftritt. Anbieter der zu versteigernden Emissionsberechtigungen ist nach § 30 Abs. 1 ZuV 2020 das Umweltbundesamt oder ein von ihm beauftragter Dritter, derzeit die KfW Bankengruppe (HARDACH 2015, § 8 Rn. 29).

Die Einnahmen aus der Versteigerung der Emissionsberechtigungen stehen den Mitgliedsstaaten zu. Sie bestimmen auch ihre Verwendung (Art. 10 Abs. 3 RL 2003/87/EG). Die Einnahmen sollten jedoch mindestens zur Hälfte für die in Art. 10 Abs. 3 RL 2003/87/EG genannten Maßnahmen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen genutzt werden. In Deutschland fließen die Einnahmen aus der Versteigerung der Emissionsberechtigungen in den Energie- und Klimafonds, um eine klimaschutzspezifische Bindung der Einnahmen zu gewährleisten (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 232).

Um den Übergang zu einer vollständigen Versteigerung der Emissionsberechtigungen schrittweise zu gestalten, erhalten bestimmte Anlagen in der dritten Handelsperiode weiterhin eine kostenlose Zuteilung auf Basis von Benchmarks (DEHST 2014c, S. 7). Ausgenommen hiervon sind Stromerzeugungsanlagen, da nach Art. 10a Abs. 1 RL 2003/87/EG für die Stromerzeugung ab der dritten Handelsperiode grundsätzlich keine kostenlose Zuteilung mehr erfolgt, sodass diese Anlagen ihre Emissionsberechtigungen am Markt erwerben müssen (DEHST 2014c, S. 7). Energieanlagen erhalten nur noch eine kostenlose Zuteilung für erzeugte Wärme, insofern diese an nicht emissionshandlungspflichtige Abnehmer, beispielsweise Privathaushalte, geliefert wird (DEHST 2014c, S. 8).

Ausgangspunkt für die Festlegung der Grundsätze der gemeinschaftsweiten Ex-ante-Benchmarks für die einzelnen Sektoren ist nach Art. 10a Abs. 2 RL 2003/87/EG die Durchschnittsleistung der 10% effizientesten Anlagen eines Sektors in der Gemeinschaft in den Jahren 2007 und 2008. Die Menge der kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen wird ab der dritten Handelsperiode jährlich gekürzt. Im Jahr 2013 beträgt die kostenlose Zuteilung 80%. Anschließend wird sie jährlich in gleicher Höhe bis 2020 auf 30% reduziert. Ab dem Jahr 2027 soll keine kostenlose Zuteilung mehr erfolgen (Art. 10a Abs. 11 RL 2003/87/EG).

Ausgenommen von der kostenlosen Zuteilung auf Basis von Benchmarks sind nach Art. 10a Abs. 12 RL 2003/87/EG Sektoren, für welche ein erhebliches Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen (carbon leakage) besteht (Art. 10a Abs. 12 RL 2003/87/EG). Diese Sektoren erhalten auch in der dritten Handelsperiode bis zu 100% der benötigten Emissionsberechtigungen kostenlos zugeteilt (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 227).

Für neue Marktteilnehmer, die nicht Stromerzeugungsanlagen betreiben, werden 5% der gemeinschaftsweiten Zertifikatmenge der dritten Handelsperiode als Reserve zur Zuteilung bereitgehalten. Falls diese Reserve nicht benötigt wird, erfolgt eine Versteigerung dieser durch die Mitgliedsstaaten (Art. 10a Abs. 7 RL 2003/87/EG).

Wie in den vorherigen Handelsperioden erfolgt die Ausgabe der zugeteilten Berechtigungen nach § 14 Abs. 1 TEHG durch die zuständige Behörde nach Maßgabe der Zuteilungsentscheidung grundsätzlich bis zum 28. Februar eines Jahres, für das Berechtigungen abzugeben sind.

Im Jahr 2013 unterlagen in Deutschland 1.929 Anlagen (992 Energie- und 937 Industrieanlagen) dem europäischen Emissionshandel. Hiervon erhielten die Energieanlagen 34,1 Mio. Emissionsberechtigungen für die Wärmeerzeugung und die Industrieanlagen 135,3 Mio. Emissionsberechtigungen zugeteilt (DEHST 2014b, S. 64). Die Zuteilung von Emissionsberechtigungen an Energieanlagen für die Wärmeerzeugung lag im Jahr 2014 bei 31,1 Mio. Emissionsberechtigungen. Die Industrieanlagen erhielten eine Gesamtzuteilung in Höhe von 133,2 Mio. Emissionsberechtigungen (DEHST 2015, S. 55).

2.3.2.3 Handel mit Emissionsberechtigungen

Der Handel mit Emissionsberechtigungen ist das eigentliche Instrument des Emissionshandels. Hierdurch soll erreicht werden, dass die Emissionsreduzierung dort durchgeführt wird, wo sie am kosteneffizientesten erfolgen kann. Die emissionshandelspflichtigen Unternehmen können entscheiden, ob sie Emissionsminderungsmaßnahmen durchführen oder Emissionsberechtigungen am Markt zukaufen (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 321).

Im TEHG bleibt der Handel mit Emissionsberechtigungen weitgehend unregelt, sodass dieser dem Markt und den allgemeinen Vorschriften überlassen wird. § 7 Abs. 3 S. 1, 2 TEHG enthalten Aussagen zur allgemeinen Handelbarkeit und zur erfolgreichen Rechtsübertragung der Emissionsberechtigungen (WEINREICH 2015, § 7 Rn. 32, 35). Die Übertragung erfolgt durch Einigung und Eintragung auf dem Konto des Erwerbers. Hierzu weist der Veräußerer die kontoführende Stelle an, die Berechtigungen von seinem Konto auf das Konto des Erwerbers zu übertragen (§ 7 Abs. 3 TEHG).

Nach § 7 Abs. 5 TEHG handelt es sich bei Emissionsberechtigungen nicht um Finanzinstrumente im Sinne des Kreditwesengesetzes oder des Wertpapierhandelsgesetzes. Somit fällt der Handel mit Emissionsberechtigungen nicht in den Zuständigkeitsbereich der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht. Hierdurch soll es kleineren Unternehmen erleichtert werden, ihre Emissionsberechtigungen zur Minderung der Transaktionskosten von Dritten verwalten zu lassen und somit auch am Markt teilzunehmen. Hingegen unterliegt der Handel mit Derivaten von Berechtigungen aufgrund ihrer höheren Komplexität und Intransparenz der Aufsicht der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht. Infolgedessen wird im Kreditwesengesetz und Wertpapierhandelsgesetz ausdrücklich geregelt, dass es sich bei Termingeschäften, die sich von Berechtigungen ableiten lassen, um Derivate im Sinne dieser Gesetze handelt (BT-Drs. 15/2328, S. 14 f.; WEINREICH 2015, § 7 Rn. 43-45).

Der Erwerb und die Veräußerung der Emissionsberechtigungen können europaweit an verschiedenen Börsen und Handelsplattformen oder außerbörslich, Over-The-Counter (OTC), erfolgen. Beim OTC-Handel führen freie Makler die Handelspartner in Abstimmung von Angebot und Nachfrage zusammen. Der Abschluss erfolgt durch einen individuellen, nicht standardisierten Vertrag zwischen den Handelspartnern. Weiter besteht die Möglichkeit, standardisierte Produkte an der Börse zu handeln. Die Transaktionen werden unter festgelegten Regeln durchgeführt (ZENKE UND FUHR 2006, S. 51 f.). Ein Vorteil von Börsengeschäften ist das sogenannte Clearing. Im Rahmen dieses Clearing kommen Börsengeschäfte anonym zustande. Hierzu gibt die Börse die Geschäfte nach deren Abschluss an ein sogenanntes Clearing-Haus zur Abwicklung ab. Das Clearing-Haus übernimmt als zentraler Vertragspartner alle an der Börse initiierten Geschäfte und trägt das Kreditrisiko aller offenen Positionen (TEIS UND WRAGGE 2009, S. 139).

Beim Emissionshandel wird, wie auch bei anderen Commodities, zwischen Spot- und Termingeschäften unterschieden. Spotgeschäfte werden nach Vertragsabschluss erfüllt. Bei Termingeschäften fallen hingegen der Vertragsabschluss und seine Erfüllung zeitlich auseinander (PILGRAM 2014, S. 375). Wichtigste Aufgabe des Spotmarktes ist es, kurzfristig einen Handel mit Emissionsberechtigungen zu ermöglichen (ZENKE UND FUHR 2006, S. 54). Am Spotmarkt der EEX werden Emissionsberechtigungen (EU Emission Allowance - EUA) börsentäglich gehandelt. Die europaweit erste Auktion von EUA am Spotmarkt erfolgte am 9.3.2005 an der EEX (ZENKE UND FUHR 2006, S. 54). Spotkontrakte haben ein Kontraktvolumen von einem EUA und werden auf zwei Nachkommastellen in €/EUA gehandelt (EEX 2011, S. 3). EUA können am Spotmarkt der EEX im kontinuierlichen Handel gehandelt werden. Im Rahmen des kontinuierlichen Handels erhalten die Marktteilnehmer einen Einblick in das Orderbuch, sodass für sie die Preise und Mengen der eingestellten Aufträge ersichtlich

sind. Somit können sie ihre Kauf- oder Verkaufsaufträge entsprechend ihrer Bedürfnisse an die Marktsituation anpassen. Es kann regelmäßig ein Börsenpreis ermittelt werden, wenn zwei Aufträge sich ausführungsfähig gegenüberstehen (TEIS UND WRAGGE 2009, S. 142; PILGRAM 2014, S. 383). Börsentäglich wird ein Abrechnungspreis (Settlement Price) ermittelt, für dessen Feststellung die Auftragsbuchlage im Preisfeststellungszeitfenster maßgeblich ist. Kann der Abrechnungspreis nicht bestimmt werden, werden externe Preisquellen oder Einschätzungen der Chefhändler der Börsenteilnehmer zur Preisfeststellung herangezogen (EEX 2015f, S. 3, 34 f.). Am 4.10.2005 startete die EEX den Terminmarkt mit EUA, sodass Futures auf EUA mit physischer Erfüllung gehandelt werden können (PILGRAM 2014, S. 390). Hierdurch kommen Veräußerer und Erwerber bei Geschäftsabschluss überein, eine bestimmte Menge EUA zu einem bestimmten Zeitpunkt, der in der Zukunft liegt, zum vereinbarten Preis zu liefern oder zu bezahlen. Das Kontraktvolumen beträgt 1.000 EUA (EEX 2011, S. 7 f.). Auch am EEX-Terminmarkt wird börsentäglich der Settlement Price ermittelt (EEX 2015f, S. 34 f.). Die EEX bietet ihren Börsenteilnehmern die Möglichkeit, auch OTC-Geschäfte im Rahmen des sogenannten OTC-Clearings über die bestehende Clearing-Struktur abwickeln zu lassen (EEX 2011, S. 3). Neben dem Sekundärmarkt führt die EEX seit November 2010 auch die Primärallokation von Emissionsberechtigungen im Rahmen von Primärmarktaktionen am Spotmarkt durch (EEX 2011, S. 4).

2.3.2.4 Emissionsgutschriften

Die Umsetzung der RL 2004/101/EG in nationales Recht erfolgte durch das Projekt-Mechanismen-Gesetz (ProMechG). Dieses Gesetz enthält Vorschriften bezüglich der Teilnahme deutscher Unternehmen an JI- und CDM-Projekten und der Durchführung von JI-Projekten innerhalb der Bundesrepublik Deutschland (ZENKE UND FUHR 2006, S. 19). Projekt-tätigkeiten außerhalb und innerhalb des Bundesgebietes bedürfen der Zustimmung. Diese wird erteilt, wenn die Projektdokumentation und der fach- und sachgerecht erstellte Validierungsbericht ergeben, dass die Projekt-tätigkeit eine zusätzliche Emissionsminderung erwarten lässt und diese keine schwerwiegenden nachteiligen Umweltauswirkungen verursacht (§§ 3, 5, 8 ProMechG). Bei der Durchführung von JI-Projekten in den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union ist insbesondere zu beachten, dass keine Doppelzählung stattfindet. Somit regelt § 3 Abs. 2 Nr. 2 ProMechG im Fall von Projekt-tätigkeiten außerhalb des Bundesgebietes, dass eine Zustimmung zu versagen ist, wenn eine Projekt-tätigkeit zu einer unmittelbaren oder mittelbaren Emissionsminderung aus einer emissionshandelspflichtigen Anlage führt und im Gastgeberstaat keine Regelung zum Ausgleich der Doppelzählung einer Emissionsminderung vorgesehen ist. Bei Projekt-tätigkeiten innerhalb des Bundesgebietes regelt § 5 Abs. 1 S. 3 ProMechG, dass bei einer Projekt-tätigkeit, die zu einer unmittelbaren oder mittelbaren Emissionsminderung einer emissionshandelspflichtigen Anlage führt, die zu erwartende zusätzliche Emissionsminderung Bestandteil der Referenzfallemissionen wird

und somit schon bei Ermittlung der Baseline zu beachten ist (TELSCHOW UND HANDKE 2009, S. 207). Ferner ergeben sich Probleme bezüglich einer Doppelförderung. Um diese zu vermeiden, ist beispielsweise nach § 5 Abs. 1 S. 5 ProMechG die Zustimmung ausgeschlossen, wenn mit der Projektstätigkeit zugleich Strom erzeugt wird, welcher die Voraussetzungen für einen Förderungsanspruch nach dem EEG erfüllt (siehe hierzu auch BVerwG, Beschluss vom 17. März 2011). Korrespondierend wurde im EEG (§ 56 Abs. 3 EEG 2012; § 80 Abs. 3 EEG 2014) festgelegt, dass für Strom aus Anlagen keine Vergütung nach dem EEG in Anspruch genommen werden darf, solange im Rahmen einer gemeinsamen Projektumsetzung nach dem ProMechG für die Emissionsminderungen der Anlage Emissionsgutschriften erzeugt werden können.

Den Mitgliedsstaaten wurde die Möglichkeit gegeben, den emissionshandelspflichtigen Anlagenbetreibern ab 2005 die Nutzung von zertifizierten Emissionsreduktionen (Certified Emission Reductions - CERs) und ab 2008 zusätzlich die Nutzung von Emissionsreduktionseinheiten (Emission Reduction Units - ERUs) zur Erfüllung der Abgabepflicht zu gestatten. Die Nutzung von CERs und ERUs ab 2008 kann der jeweilige Mitgliedsstaat bis zu einem Prozentanteil der Zuteilung der einzelnen Anlagen zulassen, welcher im nationalen Zuteilungsplan des Mitgliedsstaates festgelegt wird (RL 2004/101/EG, ErwGr. 5). Zur Umsetzung dieser Vorgaben in nationales Recht wurden Regelungen bezüglich der Nutzung von Emissionsgutschriften im TEHG a. F. aufgenommen. Hiernach konnten emissionshandelspflichtige Anlagenbetreiber seit der ersten Handelsperiode ihre Abgabepflicht durch die Abgabe von CERs erfüllen (§ 6 Abs. 1a TEHG a. F.). Ab der zweiten Handelsperiode bestand die Möglichkeit, CERs sowie ERUs bis zu einer festgelegten Höchstgrenze zur Erfüllung der Abgabepflicht einzureichen (§ 6 Abs. 1b TEHG a. F.). Nach § 18 ZuG 2012 durfte die Anzahl der innerhalb der zweiten Handelsperiode für eine Anlage abgegebenen CERs oder ERUs insgesamt nicht höher sein als 22% der für diese Zuteilungsperiode dem Betreiber zugeteilten Menge an Berechtigungen.

Die emissionshandelspflichtigen Anlagenbetreiber haben die Möglichkeit, Emissionsgutschriften entweder am Markt, somit sekundär oder primär zu erwerben, indem sie durch eine unmittelbare Projektbeteiligung an den aus dem Projekt generierten Emissionsgutschriften partizipieren (TELSCHOW UND HANDKE 2009, S. 193).

Ab der dritten Handelsperiode können keine Emissionsgutschriften mehr zur Erfüllung der Abgabepflicht eingesetzt werden, es sei denn, die Betreiber schöpften die ihnen von den Mitgliedsstaaten für den Zeitraum von 2008 bis 2012 gestattete Nutzung von CERs und ERUs nicht aus und tauschen die Emissionsgutschriften gegen Emissionsberechtigungen

um, die ab 2013 gültig sind (Art. 11a Abs. 2 RL 2003/87/EG). Demnach ist die Nutzung von Emissionsgutschriften nur noch nach Umtausch in Emissionsberechtigungen möglich (WOLKE 2015, § 18 Rn. 8). Nach § 18 Abs. 1 TEHG erfolgt der Umtausch auf Antrag des Betreibers. § 18 Abs. 2 TEHG beschränkt den Umtausch auf bestimmte Höchstmengen. Für eine Anlage, die in der zweiten Handelsperiode emissionshandelspflichtig war, ist der Umtausch auf 22% der Zuteilung der zweiten Handelsperiode beschränkt, soweit diese Höchstmenge nicht bereits im Zeitraum von 2008 bis 2012 zur Erfüllung der Abgabepflicht ausgeschöpft wurde (§ 18 Abs. 2 Nr. 1 TEHG). Für Anlagen, die erst ab der dritten Handelsperiode emissionshandelspflichtig sind, ist der Umtausch auf 4,5% ihrer in der Handelsperiode 2013 bis 2020 verursachten Emissionen beschränkt (§ 18 Abs. 2 Nr. 2 TEHG). Durch die Beschränkung des Umtausches von Emissionsgutschriften in Berechtigungen wird auch deren Nutzbarkeit auf die in § 18 Abs. 2 TEHG genannten Höchstmengen begrenzt (WOLKE 2015, § 18 Rn. 9). Der Umtausch erfolgt nach § 18 Abs. 3 TEHG vorbehaltlich einer Einschränkung durch eine Rechtsverordnung nur, wenn es sich um CERs und ERUs für eine vor dem Jahr 2013 erbrachte Emissionsminderungen handelt und diese bisher schon im europäischen Emissionshandel genutzt werden durften. Neue CERs werden nur umgetauscht, soweit sie aus Projekten stammen, die vor dem Jahr 2013 registriert wurden (WOLKE 2015, § 18 Rn. 4-6). Weiter sind CERs aus Projekten, die ab 2013 registriert werden, umtauschbar, wenn diese Projekte in einem Staat durchgeführt werden, der zum Zeitpunkt der Registrierung zu den am wenigsten entwickelten Ländern zählt (§ 6 EHV 2020).

2.3.2.5 Abgabepflicht

Das zentrale Element des Emissionshandels ist die Pflicht der emissionshandelspflichtigen Anlagenbetreiber eine den tatsächlich verursachten Emissionen entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen abzugeben (WEINREICH 2015, § 7 Rn. 9). Hierzu reicht der Betreiber nach § 6 Abs. 1 TEHG für jede Handelsperiode einen Überwachungsplan für die Emissionsermittlung und Berichterstattung bei der zuständigen Behörde ein. Dieser Überwachungsplan bedarf der Genehmigung, welche zu erteilen ist, wenn der Überwachungsplan den Vorgaben, insbesondere der VO (EU) 601/2012, entspricht (§ 6 Abs. 2 S. 1, 2 TEHG). Sodann erstellt der Anlagenbetreiber nach den Vorgaben des genehmigten Überwachungsplans (ZENKE UND VOLLMER 2015, Rn. 98) einen durch eine Prüfstelle verifizierten Emissionsbericht über die durch seine Tätigkeit in einem Kalenderjahr verursachten Emissionen und reicht diesen bis zum 31. März des Folgejahres bei der zuständigen Stelle ein (§ 5 TEHG). Dieser Bericht stellt die Grundlage für die Einreichung der Emissionsberechtigungen dar (WEINREICH 2015, § 7 Rn. 13), die nach § 7 Abs. 1 TEHG jährlich bis zum 30. April für die im vorangegangenen Kalenderjahr verursachten Emissionen abzugeben sind. Kommt der Verantwortliche seiner Abgabepflicht nicht nach, wird für jede emittierte t CO₂ eine Strafzahlung festgesetzt. Diese betrug in der ersten Handelsperiode 40 € und in der zweiten Han-

delsperiode 100 € (§ 18 Abs. 1 S. 1 TEHG a. F.). Ab der dritten Handelsperiode wird eine Zahlungspflicht in Höhe von 100 € festgesetzt, die sich jedoch entsprechend dem Anstieg des europäischen Verbraucherindex für das Berichtsjahr gegenüber dem Bezugsjahr 2012 erhöht (§ 30 Abs. 1 S. 1, 2 TEHG). Gleichwohl bleibt der Betreiber verpflichtet, die fehlenden Berechtigungen bis zum 31. Januar des jeweiligen Folgejahres abzugeben (§ 30 Abs. 3 TEHG). Der Betreiber, der seiner Abgabepflicht nicht nachgekommen ist, wird im Bundesanzeiger veröffentlicht (§ 30 Abs. 4 TEHG). Berichtet ein Betreiber nicht ordnungsgemäß über die verursachten Emissionen, schätzt die zuständige Behörde diese. Die Schätzung ist sodann Basis für die Abgabepflicht (§ 30 Abs. 2 TEHG).

In der ersten Handelsperiode war eine periodenübergreifende Übertragung von Emissionsberechtigungen, das sogenannte Banking (ZENKE UND TELSCHOW 2009, S. 37), noch ausgeschlossen (§ 20 ZuG 2007). Seit der zweiten Handelsperiode verfallen die Emissionsberechtigungen einer abgelaufenen Handelsperiode nicht, sondern werden vier Monate nach Ablauf der Handelsperiode gelöscht und von der zuständigen Behörde durch Emissionsberechtigungen der laufenden Handelsperiode ersetzt (§ 7 Abs. 2 S. 2 TEHG). Im Gegensatz hierzu ist das sogenannte Borrowing, das Nutzen von Emissionsberechtigungen aus einer zukünftigen Handelsperiode zur Erfüllung der Abgabepflicht aus einer früheren Handelsperiode, ausgeschlossen. Nur innerhalb der Handelsperiode können Emissionsberechtigungen „ausgeliehen“ werden. Dies ist aufgrund des Zeitplans der Zuteilung und Abgabe von Emissionsberechtigungen möglich, da die Emissionsberechtigungen für das laufende Jahr zu einem früheren Zeitpunkt zugeteilt werden, als die Emissionsberechtigungen für die im Vorjahr verursachten Emissionen abzugeben sind (SPANGARDT UND MEYER 2005, S. 222 f.).

2.3.2.6 Bilanzierung von Emissionsberechtigungen

Nach § 3 Nr. 3 TEHG erhält ein Emittent durch eine Emissionsberechtigung die Befugnis, eine Tonne CO₂ in die Atmosphäre zu emittieren. Emissionsberechtigungen erfüllen die Voraussetzungen für das Vorliegen eines Vermögensgegenstandes im Sinne des § 246 Abs. 1 HGB und sind als Recht unter die immateriellen Vermögensbestandteile zu subsumieren (IDW 2010, Rn. 4). Nach § 247 Abs. 2 HGB sind Vermögensgegenstände des Anlagevermögens dazu bestimmt, dauernd dem Geschäftsbetrieb zu dienen. Hingegen ist die Anzahl von Emissionsberechtigungen, welche der Menge der durch die Produktion verursachten CO₂-Emissionen eines Kalenderjahres entspricht, jährlich abzugeben (§ 7 Abs. 1 TEHG). Aufgrund dessen handelt es sich grundsätzlich um Betriebsstoffe (IDW 2010, Rn. 5), welche für die Produktion benötigt werden. Betriebsstoffe werden den Vorräten zugeordnet, sodass Emissionsberechtigungen nach § 266 Abs. 2 HGB als Vermögensgegenstände des Umlaufvermögens zu erfassen sind (BMF-Schreiben v. 6.12.2005, Rn. 8). Werden Emissionsberechtigungen zu Handelszwecken gehalten, um beispielsweise Marktpreisänderungen

gezielt zu nutzen, sind diese als sonstige Vermögensgegenstände des Umlaufvermögens auszuweisen (IDW 2010, Rn. 5, 8).

Bei der Bewertung des Zugangs der Emissionsberechtigungen ist zu unterscheiden, ob die Emissionsberechtigungen entgeltlich erworben oder unentgeltlich zugeteilt werden. Werden die Emissionsberechtigungen entgeltlich erworben, sind sie mit den Anschaffungskosten nach § 255 Abs. 1 HGB anzusetzen (KLEIN UND VÖLKER-LEHMKUHL 2004, S. 335).

Bei der Bilanzierung der unentgeltlich zugeteilten Emissionsberechtigungen gibt es zwei unterschiedliche Vorgehensweisen. Die unentgeltlich erworbenen Emissionsberechtigungen können

1. mit den Anschaffungskosten angesetzt werden. Dies führt aufgrund der unentgeltlichen Zuteilung dazu, dass diese Emissionsberechtigungen in der Bilanz nicht oder nur mit einem Erinnerungswert aktiviert werden (KLEIN UND VÖLKER-LEHMKUHL 2004, S. 335).
2. mit dem vorsichtig geschätzten Zeitwert zum Zugangszeitpunkt, dessen Bestimmung aufgrund der Handelbarkeit der Emissionsberechtigungen problemlos möglich ist, angesetzt werden (IDW 2010, Rn. 11). KLEIN UND VÖLKER-LEHMKUHL (2004, S. 335) stellen fest, dass durch die Zugangsbewertung der unentgeltlich erworbenen Emissionsberechtigungen mit dem Zeitwert die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Emittenten im Sinne des § 264 Abs. 2 S. 1 HGB besser dargestellt wird. Der Zugang der unentgeltlich erworbenen Emissionsberechtigungen mit dem Zeitwert darf jedoch nicht zu einer Realisierung eines Ertrages führen, da dies gegen das Realisationsprinzip verstößt und ein entsprechender Umsatzakt fehlt. Weiter würde eine Ertragsrealisierung im Zeitpunkt der Zuteilung das Periodenergebnis innerhalb des laufenden Jahres verzerren (LÖW UND PIETSCH 2010, S. 105). Ferner werden die Emissionsberechtigungen kostenlos zugeteilt, um zukünftige Aufwendungen für die Emittenten, die durch die Abgabepflicht entstehen, zu vermeiden. Um die Erfolgsneutralität herzustellen, wird auf der Passivseite ein Sonderposten nach § 265 Abs. 5 S. 2 HGB in Höhe des aktivierten Zeitwertes gebildet (IDW 2010, Rn. 12 f.).

Aufgrund der Zugehörigkeit der Emissionsberechtigungen zum Umlaufvermögen gilt bei der Folgebewertung das strenge Niederstwertprinzip gemäß § 253 Abs. 4 HGB: Ist der Marktpreis am Abschlussstichtag geringer als der Wertansatz in der Bilanz, so ist eine Abschreibung auf den niedrigeren Wert vorzunehmen (IDW 2010, Rn. 20). Nach § 253 Abs. 5 HGB darf der niedrigere Wertansatz nicht beibehalten werden, wenn die Gründe hierfür nicht mehr bestehen. Somit besteht eine Wertaufholungspflicht, wenn der Marktpreis für Emissionsbe-

rechtigungen wieder steigt. Die Höchstgrenze der Wertaufholung ist der bei Zugang der Emissionsberechtigungen gewählte Wertansatz (VÖLKER-LEHMKUHL 2006, S. 44). Werden die unentgeltlich zugeteilten Emissionsberechtigungen mit dem Zeitwert aktiviert, ist der passivierte Sonderposten korrespondierend zu führen. Somit ist er bei einer Wertminderung der Emissionsberechtigungen nach Maßgabe der Abschreibung aufzulösen und bei einer Wertaufholung im Umfang der Zuschreibung zu erhöhen (VÖLKER-LEHMKUHL 2006, S. 44; IDW 2010, Rn. 20).

Die Abgabepflicht der Emissionsberechtigungen ist als sonstige Rückstellung nach § 266 Abs. 3 HGB zu passivieren. Die Bewertung der Rückstellung erfolgt gemäß § 253 Abs. 1 S. 2 HGB (KLEIN UND VÖLKER-LEHMKUHL 2004, S. 335). Die Höhe der Rückstellung ergibt sich aus dem Buchwert der aktivierten Emissionsberechtigungen (IDW 2010, Rn. 18). Stehen am Bilanzstichtag zur Erfüllung der Abgabepflicht sowohl unentgeltlich als auch entgeltlich erworbene Emissionsberechtigungen zur Verfügung, ergibt sich die Verbrauchsfolge zur Bestimmung des Endbestands anhand ihrer ID-Nummer. Ist die Verbrauchsfolge nicht feststellbar, wird davon ausgegangen, dass zuerst die unentgeltlich erworbenen Emissionsberechtigungen zur Erfüllung der Abgabepflicht verwendet werden (BMF-Schreiben v. 6.12.2005, Rn. 16 f.). Reichen die im Bestand befindlichen Berechtigungen nicht aus, um die Abgabepflicht zu erfüllen, ist beim Wertansatz der Rückstellung der Zeitwert der noch zu erwerbenden Berechtigungen zum Abschlussstichtag zu berücksichtigen (IDW 2010, Rn. 17 f.). Werden die Emissionsberechtigungen am 30.4 des Folgejahres bei der zuständigen Behörde abgeben, ist die Rückstellung aufzulösen und der Abgang der Emissionsberechtigungen zu erfassen. Wurden die unentgeltlich erworbenen Emissionsberechtigungen mit dem Zeitwert aktiviert und ein korrespondierender Sonderposten gebildet, ist dieser erfolgswirksam aufzulösen. Somit stehen dem Rückstellungsaufwand Erträge aus der Auflösung des Sonderpostens gegenüber (IDW 2010, Rn. 21).

Die Strafzahlung nach § 30 Abs. 1 S. 1 TEHG stellt Aufwand der Folgeperiode dar, da sie erst in der Folgeperiode festgesetzt und zu entrichten ist und somit auch erst zu diesem Zeitpunkt wirtschaftlich verursacht wird (IDW 2010, Rn. 19). Gewinne oder Verluste aus der Veräußerung von Emissionsberechtigungen sind erfolgswirksam zu erfassen (IDW 2010, Rn. 14 f.).

Aus der Darstellung der Bilanzierung von Emissionsberechtigungen zeigt sich, dass sich die unentgeltliche Zuteilung der Emissionsberechtigungen, unabhängig davon, ob die Bewertung im Zugangszeitpunkt zu Anschaffungskosten oder zum Zeitwert erfolgt, nicht auf den Gewinn auswirkt. Die unentgeltliche Zuteilung der Emissionsberechtigungen ist erfolgsneutral. Erträ-

ge oder Aufwendungen werden nur realisiert, wenn unentgeltlich erworbenen Emissionsberechtigungen nicht zur Erfüllung der Abgabepflicht benötigt werden und stattdessen veräußert werden.

2.4 Förderung erneuerbarer Energien

2.4.1 Nutzung von erneuerbaren Energien in Europa

Die vermehrte Nutzung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen soll dazu beitragen, die Treibhausgasemissionen der Gemeinschaft zu senken und die aus dem Kyoto-Protokoll resultierende Verpflichtung einzuhalten (RL 2009/28/EG, ErwGr. 1). Aufgrund dessen hat sich die Europäische Union das Ziel gesetzt, bis 2020 mindestens 20% des Bruttoendenergieverbrauchs der Gemeinschaft durch erneuerbare Energiequellen zu decken. Um dieses Ziel zu erreichen, wurde – im Zuge des sogenannten effort sharing – den einzelnen Mitgliedsstaaten unterschiedliche verbindliche Vorgaben für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 vorgegeben (EHRICKE 2013, Rn. 25). Nach Art. 3 Abs. 1 i. V. m. Anhang I Teil A RL 2009/28/EG hat Deutschland dafür zu sorgen, dass im Jahr 2020 der Anteil der Energie aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttoendenergieverbrauch 18% beträgt (Abb. 2-8).

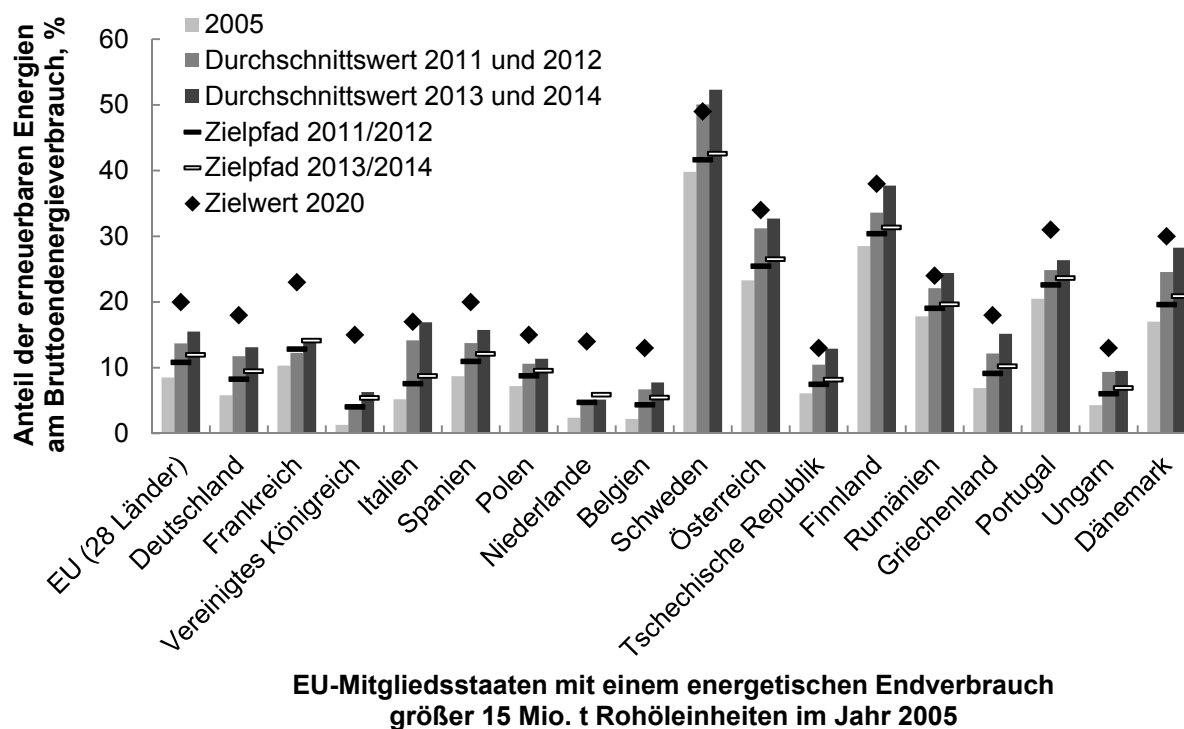


Abb. 2-8. Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch des Jahres 2005, Durchschnittswert der Jahre 2011 und 2012 sowie der Jahre 2013 und 2014, erstes und zweites Zwischenziel des indikativen Zielpfades sowie nationaler Zielwert im Jahr 2020 ausgewählter EU-Mitgliedsstaaten.

[Quelle: RL 2009/28/EG; EUROSTAT 2016a; EUROSTAT 2016b]

Um das nationale Gesamtziel zu erreichen, sollen sich die Mitgliedsstaaten an einem indikativen Zielpfad orientieren, „der den Weg zur Erreichung ihrer endgültigen verbindlichen Ziele vorzeichnet“ (RL 2009/28/EG, ErwGr. 19). Im Jahr 2005 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Bruttoendenergieverbrauch 5,8% (Anhang I Teil A RL 2009/28/EG). Nach dem indikativen Zielpfad, der nach Anhang I Teil B RL 2009/28/EG berechnet wird, soll der deutsche Durchschnittswert der Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch der Jahre 2011 und 2012: 8,2% und der Durchschnittswert der Jahre 2013 und 2014: 9,5% betragen. Deutschland hat das erste sowie das zweite Zwischenziel übererfüllt (Abb. 2-8). Neben den verbindlichen Zielvorgaben fordert Art. 3 Abs. 2 RL 2009/28/EG, dass die Mitgliedstaaten Maßnahmen treffen, um die nationalen Zielvorgaben zu erreichen. Insbesondere diese Maßnahmen sowie die erwartete nationale Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien bis 2020 sind in einem nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energiequellen aufzuzeigen (Art. 4 Abs. 1 RL 2009/28/EG).

2.4.2 Instrumente zur Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor

Nach Art. 1 RL 2009/28/EG ist Gegenstand der Richtlinie, einen gemeinsamen Rahmen für die Förderung der Energie aus erneuerbaren Energiequellen zu setzen. Da eine Richtlinie nach Art. 288 AEUV hinsichtlich des zu erreichenden Ziels verbindlich, jedoch diese den innerstaatlichen Stellen die Wahl der Form und Mittel überlässt, wird durch sie kein gemeinschaftsweites, einheitliches Fördersystem zum Ausbau der erneuerbaren Energien geschaffen. Somit steht es den Mitgliedstaaten überwiegend frei, welche Maßnahmen sie durchführen, um ihre verbindlichen nationalen Ziele bezüglich des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch zu erreichen (LEHNERT UND VOLLPRECHT 2009, S. 308).

Art. 2 S. 2 Buchst. k RL 2009/28/EG definiert eine Förderregelung als „ein Instrument, eine Regelung oder einen Mechanismus, das bzw. die bzw. der von einem Mitgliedstaat oder einer Gruppe von Mitgliedsstaaten angewendet wird und die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen dadurch fördert, dass die Kosten dieser Energie gesenkt werden, ihr Verkaufspreis erhöht wird oder ihre Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie oder auf andere Weise gesteigert wird. Dazu zählen unter anderem Investitionsbeihilfen, Steuerbefreiungen oder -erleichterungen, Steuererstattungen, Förderregelungen, die zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen verpflichten, einschließlich solcher, bei denen grüne Zertifikate verwendet werden, sowie direkte Preisstützungssysteme einschließlich Einspeisetarife und Prämienzahlungen.“

Bei den Fördersystemen zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor wird insbesondere zwischen dem Quotenmodell und dem Einspeisevergütungssystem unterschieden (LEHNERT UND VOLLPRECHT 2009, S. 311).

2.4.2.1 Quotenmodell

Art. 2 S. 2 Buchst. I RL 2009/28/EG definiert das Quotenmodell als „eine nationale Förderregelung, durch die Energieproduzenten dazu verpflichtet werden, ihre Erzeugung zu einem bestimmten Anteil durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken, durch die Energieversorger dazu verpflichtet werden, ihre Versorgung zu einem bestimmten Anteil durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken, oder durch die Energieverbraucher dazu verpflichtet werden, ihren Verbrauch zu einem bestimmten Anteil durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken. Dazu zählen auch Regelungen, bei denen derartige Verpflichtungen durch Verwendung grüner Zertifikate erfüllt werden können.“ Aufgrund der Verpflichtungen, einen bestimmten Anteil der Energie aus erneuerbaren Energien zu decken und somit eine Quote zu erfüllen, erfolgt hierbei die Förderung der erneuerbaren Energien durch eine Mengensteuerung.

Da Strom ein homogenes Gut ist, können nur die Netzbetreiber bei der Einspeisung erkennen, welche Technologie zu dessen Erzeugung verwendet wurde (SVR 2011, S. 256). Infolgedessen sind Quotenmodelle in der Regel mit Zertifikatsystemen kombiniert (LEHNERT UND VOLLPRECHT 2009, S. 311). Hierbei erhalten die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien für jede erzeugte und eingespeiste Einheit vom Übertragungsnetzbetreiber ein Grünstromzertifikat. Gleichzeitig sind die Energieversorger verpflichtet, am Ende eines jeden Abrechnungszeitraums eine bestimmte Menge an Grünstromzertifikaten, die sich aus der festgelegten Grünstromquote und der insgesamt an die Endverbraucher gelieferten Strommenge ergibt, vorzuweisen. Kommen die Energieversorger dieser Abgabepflicht nicht nach, sind Strafzahlungen zu leisten. Die Grünstromzertifikate können an der Börse gehandelt werden, wodurch sich für sie ein einheitlicher Marktpreis ergibt. Die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien bieten ihre Grünstromzertifikate an der Börse an. Die Energieversorger treten als Käufer auf, um die gesetzliche Mindestquote zu erfüllen, wodurch eine Mindestnachfrage nach Grünstromzertifikaten entsteht. Da die Energieversorger auch eine höhere Quote erfüllen können, um sich beispielsweise im Wettbewerb von anderen Energieversorgern zu unterscheiden, wird die Nachfrage nicht durch die Mindestquote beschränkt. Die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien erhalten einerseits den Strompreis für die Lieferung des grünen Stroms und erzielen andererseits Einnahmen aus dem Verkauf der Grünstromzertifikate (SVR 2011, S. 256-258).

Das Quotenmodell ähnelt somit dem „cap-and-trade“-System des europäischen Emissionshandels (EKARDT 2013, Einleitung Rn. 33). Beispielsweise nutzen Großbritannien, Belgien, Polen, Rumänien und Schweden Quotenmodelle zur Förderung der erneuerbaren Energien (RES LEGAL 2012).

Eine Unterkategorie des Mengenmodells stellt nach EKARDT (2013, Rn. 33) das Ausschreibungsmodell dar. Hierbei erfolgt die Ausschreibung durch den Staat entweder für eine aus erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge (Arbeit) oder für installierte Leistung (Kapazität) (BT-Drs. 18/1304, S. 169). Im Rahmen einer Versteigerung wird der günstige Anbieter ermittelt und ihm der Zuschlag erteilt (EKARDT 2013, Rn. 33).

2.4.2.2 Einspeisevergütungsmodell

In der überwiegenden Anzahl von EU-Staaten, wie auch in Deutschland, werden Einspeise- oder Preismodelle zur Förderung der erneuerbaren Energien in unterschiedlicher Ausgestaltung eingesetzt (RES LEGAL 2012). Hierbei wird dem Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien ein bestimmter Preis für seinen Strom garantiert (Einspeisetarif), der entweder als eine feste Prämie auf den Strommarktpreis oder als technologie- und/oder standortabhängige Festvergütung gezahlt wird. Diese Vergütungspflicht wird mit einer Anschluss- und Abnahmepflicht des Netzbetreibers gegenüber dem Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien verknüpft. Die Differenz zwischen dem Einspeisetarif für den „grünen Strom“ und dem Strommarktpreis wird entweder über einen Fonds erstattet oder – wie in Deutschland – durch die Übertragungsnetzbetreiber an die Elektrizitätsversorgungsunternehmen weitergeben und von diesen letztendlich auf die Verbraucher umgelegt (EKARDT 2013, Einleitung Rn. 30).

Das in Deutschland zur Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor angewendete Einspeisevergütungssystem wird nachfolgend näher beschrieben.

2.4.3 Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor in Deutschland

2.4.3.1 Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien

Insbesondere das EEG, durch welches die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas in Deutschland gefördert wird, soll zur Erreichung der europäischen Zielvorgaben beitragen (BUNDESREGIERUNG 2010, S. 2). Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 35% bis 2020 betragen. Anschließend wird folgender Entwicklungspfad angestrebt: 50% bis 2030, 65% bis 2040 und 80% bis 2050 (BMW I UND BMU 2010, S. 4 f.). Dieser im Energiekonzept angestrebte Entwicklungspfad zum Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch wurde im Zuge einer Novellierung des

EEG, welche zum 1.1.2012 in Kraft trat, in das EEG aufgenommen (§ 1 Abs. 2 EEG 2012). Mithin sind die im Energiekonzept angestrebten quantitativen Zielvorgaben zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor auch im EEG verankert (BT-Drs. 17/6071, S. 43 f.). Zusätzlich wurde § 1 Abs. 3 EEG 2012 eingefügt, in welchem klargestellt wird, dass der festgelegte Zielwert bis 2020 auch dazu dient, die europarechtliche Zielvorgabe, den Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 18% zu erhöhen, zu erreichen (OSCHMANN 2015, § 1 Rn. 6d).

Im Jahr 1990 wurden 19,7 TWh und im Jahr 2015: 194,1 TWh Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland erzeugt (AGEB 2015). Der Anteil der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch stieg in diesem Zeitraum von 3,6% auf 32,5% (Abb. 2-9). Nach dem Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie der Bundesregierung Deutschland wird erwartet, dass im Jahr 2015 insgesamt 157,6 TWh und im Jahr 2020 insgesamt 216,9 TWh aus erneuerbaren Energien im Elektrizitätssektor bereitgestellt werden (BUNDESREGIERUNG 2010, S. 117). Der Zielwert des Nationalen Aktionsplans für das Jahr 2015 wurde demnach übererfüllt.

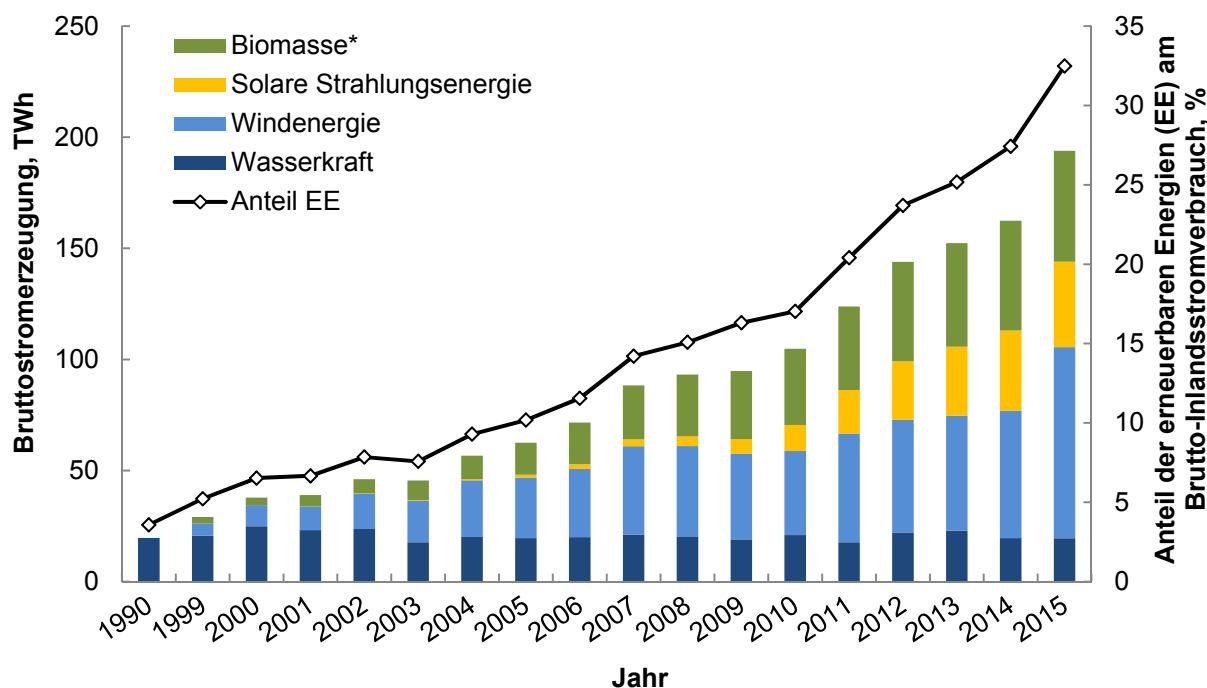


Abb. 2-9. Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Jahren 1990 und 1999 bis 2015 in Deutschland.

* Biomasse inkl. Deponiegas, Klärgas und Geothermie sowie biogener Anteil des Abfalls. Bei den Werten des Jahres 2015 handelt es sich um vorläufige Angaben [Quelle: AGEB 2015].

Die Bruttostromerzeugung aus Wasserkraft bleibt über den Zeitraum 1999 bis 2015 nahezu konstant. Der Anteil dieser am Brutto-Inlandsstromverbrauch beträgt im Durchschnitt dieser Jahre 3,5%. Dagegen erhöhte sich die Stromerzeugung aus Windenergie, Biomasse und solarer Strahlungsenergie deutlich. Im Jahr 2015 betrug der Anteil der Bruttostromerzeugung

aus Windenergie am Brutto-Inlandsstromverbrauch: 14,4%, aus Biomasse 8,4% und aus solarer Strahlungsenergie 6,4% (AGEB 2015).

2.4.3.2 Grundlegendes Konzept und Funktionsweise des EEG

Vorläufer des heutigen EEG war das Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz), welches zum 1.1.1991 in Kraft trat (§ 5 StromEinspG). Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) wurden hierdurch verpflichtet, den erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen (§ 2 StromEinspG) und zu vergüten (§ 3 StromEinspG). Mithin wurde in Deutschland ein Einspeisemodell mit einer Abnahme- und Vergütungsverpflichtung für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geschaffen. Das Stromeinspeisungsgesetz legte erstmals bundeseinheitlich die Vergütung für den aus erneuerbaren Energien-Anlagen erzeugten Strom fest. Die Vergütung richtete sich mindestens nach einem festgelegten Prozentsatz der Durchschnittserlöse je Kilowattstunde, welche die EVU aus der Stromabgabe an alle Letztverbraucher erzielten (§ 3 StromEinspG). Somit war die Vergütung an den Strompreis gekoppelt (OSCHMANN 2015, Einführung Rn. 4). Der festgelegte Prozentsatz variierte in Abhängigkeit der Technologie. So betrug beispielsweise die Vergütung für Strom aus Wasserkraft, Deponie- und Klärgas sowie Biomasse mindestens 80% des Durchschnittserlöses (§ 3 Abs. 1 S. 1 StromEinspG), für Strom aus solarer Strahlungsenergie und Windenergie mindestens 90% des Durchschnittserlöses (§ 3 Abs. 2 StromEinspG).

Das Stromeinspeisungsgesetz wurde durch das EEG, welches am 1.4.2000 in Kraft trat (EEG 2000), ersetzt. Zum 1.8.2004 trat durch eine Novellierung das EEG 2004 in Kraft, welches mit Wirkung vom 1.1.2009 durch das EEG 2009 vom 25.10.2008 ersetzt wurde. Dieses unterlag, wie die Vorgängerregelungen, verschiedenen Änderungen und wurde mit Wirkung vom 1.1.2012 (EEG 2012) erneut novelliert (EKARDT 2013, Einleitung Rn. 34). Zwei Jahre später, im Jahr 2014, beschloss der Bundestag mit Wirkung zum 1.8.2014 eine Neufassung des EEG, das EEG 2014 (OSCHMANN 2015, Einführung). Nachfolgend wird auf die Fassungen des EEG bis 2012 Bezug genommen, da sich die in dieser Arbeit erhobenen und analysierten Daten auf diese Fassungen beziehen. Die kritische Auseinandersetzung mit der derzeit neuesten Reform des EEG in Bezug auf die Ergebnisse dieser Arbeit erfolgt in Kapitel 5.2.1.

Nach § 1 Abs. 1 EEG 2012 dient das EEG dem Zweck, „insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die

Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.“

Nach der Legaldefinition des § 3 Nr. 3 EEG 2012 zählen zu den erneuerbaren Energien Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie.

Die Förderung des Stroms aus erneuerbaren Energien basiert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz i. V. m. der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) auf einem vierstufigen ausgleichenden Abnahme- und Vergütungssystem (BT-Drs. 14/2776, S. 24), welches in Abb. 2-10 schematisch dargestellt wird.

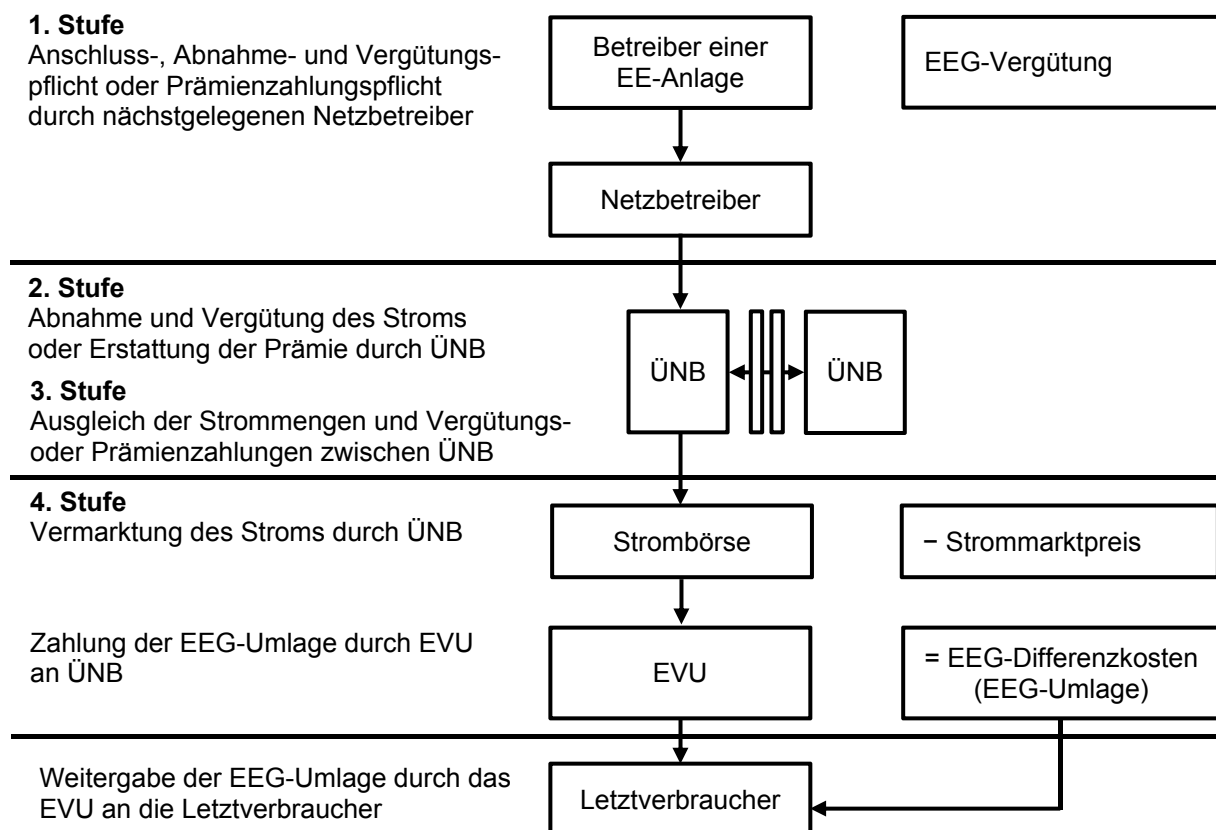


Abb. 2-10. Das gestufte und ausgleichende Abnahme- und Vergütungssystem des EEG.

EE, erneuerbare Energien; EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz; ÜNB, Übertragungsnetzbetreiber; EVU, Elektrizitätsversorgungsunternehmen [Quelle: In Anlehnung an COSACK 2013, Einführung §§ 34-39 Rn. 14; OSCHMANN 2015, Einführung Rn. 49].

Die **erste Stufe** regelt den Anschluss der EEG-Stromerzeugungsanlage an das nächstgelegene Netz und die Vergütungspflicht des hieraus erzeugten und abgenommenen Stroms

(§§ 2 Nr. 1, Nr. 2, 5, 8, 16 EEG 2012). Der Netzbetreiber ist zur Abnahme und Vergütung verpflichtet. Vermarktet der Anlagenbetreiber den EEG-Strom an Dritte im Rahmen der durch die EEG-Novelle 2012 eingeführten Direktvermarktung, ist der Netzbetreiber zur Zahlung einer Prämie verpflichtet. Die erste Stufe entfällt ausnahmsweise, wenn beispielsweise ein großer Windpark aus technischen Gründen direkt in das Übertragungsnetz einspeist (COSACK 2013, Einführung §§ 34-39 Rn. 5). Der Europäische Gerichtshof entschied für das Stromeinspeisungsgesetz mit seinem Urteil vom 13.3.2001, dass es sich hierbei nicht um eine staatliche Beihilfe handelt. Die Verpflichtung zur Zahlung von festgelegten Mindestpreisen für Strom aus erneuerbaren Energiequellen durch die privaten EVU, verbunden mit einer Abnahmeverpflichtung, führe nicht zu einer unmittelbaren oder mittelbaren Übertragung staatlicher Mittel auf die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EuGH, Urteil vom 13. März 2001, Rn. 59). Da auch beim EEG die Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energie, wie dargestellt, vom Netzbetreiber und somit nicht von einer staatlichen Institution zu leisten ist, liegt hier keine Übertragung staatlicher Mittel und somit keine staatliche Beihilfe vor (SALJE 2012, Einführung Rn. 75).

Die **zweite Stufe** regelt die Weitergabe des Stroms an den vorgelagerten Übertragungsbetreiber (ÜNB) (§ 34 EEG 2012) und den Ausgleich der geleisteten Vergütung oder Prämie zwischen dem Netzbetreiber und dem ÜNB (§ 35 EEG 2012). Ist die EEG-Stromerzeugungsanlage bereits an das Übertragungsnetz angeschlossen, besteht kein weiteres vorgelagertes Übertragungsnetz, sodass diese Stufe in diesem Fall gegenstandslos ist.

Die **dritte Stufe** sorgt für einen bundesweit gleichmäßigen Ausgleich des EEG-Stroms und der geleisteten Vergütungen oder Prämien zwischen den ÜNB, den sogenannten horizontalen Ausgleich (§ 36 EEG 2012). Demnach knüpft das Gesetz für den Ausgleich an die vier in Deutschland tätigen ÜNB (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH) an. Grund hierfür ist, dass es sich um eine überschaubare Anzahl von Akteuren handelt, welche in der Lage sind, die mit dem Ausgleich verbundenen Transaktionen durchzuführen und sich gegenseitig zu kontrollieren. Bei einer ordnungsmäßigen Abwicklung des Ausgleichs besitzen alle ÜNB – zumindest bilanziell – einen prozentual gleichen Anteil von EEG-Strom bezogen auf die insgesamt durch ihr Netz geleiteten Strommengen. Um regionale Ungleichgewichte zu vermeiden, haben ÜNB mit überdurchschnittlich abgenommenen EEG-Strommengen einen Anspruch gegenüber unterdurchschnittlich betroffenen ÜNB auf Abnahme und Vergütung von EEG-Strommengen bis auch diese den Durchschnittswert erreichen (BT-Drs. 14/2776, S. 24; COSACK 2013, Einführung §§ 34-39 Rn. 7 f.).

Die **vierte Stufe** sah vor, dass die ÜNB die bei ihnen angelangten Strommengen gleichmäßig auf die EVU physikalisch weiterverteilen und diese einen bundesweit einheitlichen Durchschnittsvergütungssatz bezahlen (BT-Drs. 14/2776, S. 24). Dieser sogenannte vertikale Ausgleich wurde mit Inkrafttreten der Ausgleichsmechanismusverordnung zum 1.1.2010 dahingehend verändert, dass die ÜNB nun verpflichtet sind, den EEG-Strom am vortägigen oder untertägigen Spotmarkt einer Strombörse zu vermarkten (§ 37 Abs. 1 EEG 2012 i. V. m § 2 S. 1 AusglMechV). Aus der Differenz zwischen den geleisteten Vergütungen oder Prämien im Sinne des EEG und den erzielten Einnahmen an der Strombörse ergeben sich die EEG-Differenzkosten, die EEG-Umlage (§ 3 AusglMechV). Nach § 37 Abs. 2 EEG 2012 können die ÜNB von den EVU die EEG-Umlage anteilig, bezogen auf die vom EVU an die Letztverbraucher gelieferte Strommenge, verlangen.

Durch die Änderung des Ausgleichsmechanismus von einer physikalischen zu einer reinen finanziellen Wälzung der EEG-Kosten geht die „grüne“ Eigenschaft des EEG-Stroms verloren (BT-Drs. 17/6071, S. 87) und der Strom wird aufgrund des Verkaufs an der Strombörse „grau“ (ALTROCK 2013, § 34 Rn. 9). Da der EEG-Strom den Letztverbrauchern nicht mehr physikalisch geliefert wird, kann dieser nicht mehr im Rahmen der Stromkennzeichnung ausgewiesen werden. Nach § 54 EEG 2012 besteht die Möglichkeit in der Rechnung des EVU an die Letztverbraucher den EEG-Stromanteil in Abhängigkeit der EEG-Umlage, die das EVU für die an ihre Letztverbraucher gelieferte Strommenge in einem Jahr gezahlt hat, auszuweisen (BT-Drs. 17/6071, S. 87).

Die Abwälzung der EEG-Differenzkosten durch das EVU an die Letztverbraucher ist gesetzlich nicht geregelt. Da sich die Strombeschaffungskosten der EVU durch die Zahlung der EEG-Umlage erhöhen, ist es aus betriebswirtschaftlichen Gründen naheliegend, dass die EVU diese in voller Höhe den Letztverbrauchern in Rechnung stellen und die Letztverbraucher somit die EEG-Umlage wirtschaftlich tragen (ALTROCK 2013, § 34 Rn. 10).

Das EEG 2012 sieht drei Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage nach § 37 Abs. 2 EEG 2012 vor: das Eigenstromprivileg (§ 37 Abs. 3 EEG 2012), das Grünstromprivileg (§ 39 EEG 2012) und die besonderen Ausgleichsregelungen der §§ 40 ff. EEG 2012.

Nach § 37 Abs. 3 S. 1 EEG 2012 werden Letztverbraucher einem EVU gleichgestellt, wenn sie Strom verbrauchen, der nicht von einem EVU geliefert wird. Somit besteht für diese Letztverbraucher aufgrund der Gleichstellung mit einem EVU die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage. Hierbei handelt es sich um eine Einschränkung des Eigenstromprivilegs, das nach dem bis zum 31.12.2011 geltenden EEG uneingeschränkt galt (COSACK 2013, § 37

Rn. 88). Bei Erfüllung bestimmter Ausnahmetatbestände besteht allerdings nach § 37 Abs. 3 S. 2 EEG 2012 eine Befreiung des Letztverbrauchers von der EEG-Umlagepflicht. Betreiben Letztverbraucher eine Stromerzeugungsanlage und verbrauchen sie den erzeugten Strom selbst, so entfällt für diesen Strom der Anspruch des ÜNB auf Zahlung der EEG-Umlage, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet oder der Strom im räumlichen Zusammenhang zur Stromerzeugungsanlage verbraucht wird. Unter den Begriff „Stromerzeugungsanlagen“ werden nicht nur Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbare Energien, sondern jedwede, somit auch konventionelle Stromerzeugungsanlagen subsumiert (BT-Drs. 17/6363, S. 42 f.).

Nach dem sogenannten allgemeinen Grünstromprivileg verringert sich für EVU die EEG-Umlage um 2 Cent/kWh, wenn sie mindestens 50% EEG-Strom und 20% Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern, Windenergie und solare Strahlungsenergie, an die Letztverbraucher liefern (§ 39 Abs. 1 EEG 2012) und der Strom nach § 33b Nr. 2 EEG 2012 direkt vermarktet wird (§ 39 Abs. 2 EEG 2012). Hierdurch soll die Marktintegration insbesondere auch der fluktuierenden erneuerbaren Energien gefördert werden (WUSTLICH 2013, § 39 Rn. 12 f.). Einen anderen Zweck verfolgt das besondere Grünstromprivileg nach § 39 Abs. 3 EEG 2012. Hier verringert sich die EEG-Umlage für EVU um 2 Cent/kWh, wenn der gelieferte Strom ausschließlich aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie stammt und vor Ort von einem Dritten verbraucht wird. Somit soll der dezentrale Verbrauch von Strom aus solarer Strahlungsenergie gefördert werden (WUSTLICH 2013, § 39 Rn. 14).

Um die stromintensiven Industrien zu entlasten, enthalten die §§ 40 ff. EEG 2012 besondere Ausgleichsregelungen. Nach § 40 S. 1 EEG 2012 haben stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch oder Schienenbahnen auf Antrag Anspruch auf Begrenzung der EEG-Umlage für Strom, der von EVU an eine Abnahmestelle weitergegeben wird. Die Regelung wird damit begründet, dass die Stromkosten dieser Unternehmen zu senken sind, um ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten. Dies gilt insoweit die Ziele des Gesetzes nicht gefährdet und dies mit dem Interesse der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar ist (§ 40 S. 2 EEG 2012). Durch die Begrenzung soll eine Verlagerung der Produktion stromintensiver Industrien in andere Länder und der damit verbundene Carbon-Leakage-Effekt, i. e. die Verlagerung von CO₂-Emissionen, vermieden werden (LÖSCHEL ET AL. 2012, S. 517 f.). Der Begrenzungsanspruch des produzierenden Gewerbes besteht, wenn der von einem EVU bezogene und selbst verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle mindestens 1 GW beträgt, das Verhältnis der von dem Unternehmen zu tragenden Stromkosten zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens mindestens 14% be-

trägt und die EEG-Umlage an das Unternehmen weitergereicht wurde sowie eine Zertifizierung des Energieverbrauchs und der Minderungspotentiale des Energieverbrauchs erfolgt ist (§ 41 Abs. 1 EEG 2012). Rechtsfolge der besonderen Ausgleichsregelungen ist nach § 41 Abs. 3 EEG 2012 eine gestufte Reduzierung der EEG-Umlage in Abhängigkeit des Stromverbrauchs und der Stromintensität (KACHEL 2012, S. 36).

Die Reduzierung der EEG-Umlage aufgrund der oben dargestellten Ausnahmen führt dazu, dass sich die EEG-Umlage für alle nicht privilegierten Stromverbraucher erhöht (KACHEL 2012, S. 32, 38; WUSTLICH 2013, § 39 Rn. 1), da die aufgrund der Privilegierungen nicht vereinnahmte EEG-Umlage auf alle nicht begünstigten Letztverbraucher umverteilt wird (GAWEL UND KLASSERT 2013, S. 467).

Die EEG-Differenzkosten hängen einerseits von der Vergütung des Stroms aus erneuerbaren Energien-Anlagen im Sinne des EEG und andererseits von den an der Strombörse erzielten Einnahmen für die Vermarktung des EEG-Stroms ab. Ferner beeinflusst die EEG-Vergütung die Rentabilität einer erneuerbaren Energien-Anlage maßgeblich. Aufgrund dessen werden nachfolgend das System der Einspeisevergütung sowie das prämiensbasierte Direktvermarktungssystem des EEG dargestellt.

2.4.3.3 Einspeisevergütung im Sinne der §§ 16 ff. EEG

Neben dem Anschluss-, Abnahme-, Übertragungs- und Verteilungsvorrang für Strom aus erneuerbaren Energien ist die sich aus § 16 EEG 2012 ergebende Vergütungspflicht ein Hauptbestandteil des EEG (EKARDT UND HENNIG 2013, § 16 Rn. 1). Durch das EEG 2000 wurde ein Einspeisesystem eingeführt, welches Vergütungssätze in Form von differenziert und degressiv ausgestalteten Festpreisen vorsieht. Die Vergütung soll so bemessen sein, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der verschiedenen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien bei rationeller Betriebsführung möglich ist. Die üblichen unternehmerischen Risiken sind hingegen von den Anlagenbetreibern selbst zu tragen (BT-Drs. 14/2776, S. 11). Für die Ermittlung der Vergütung sind insbesondere die Investitions-, Betriebs-, Mess- und Kapitalkosten eines bestimmten Anlagentyps bezogen auf die durchschnittliche Lebensdauer sowie eine marktübliche Verzinsung des eingesetzten Kapitals zugrunde zu legen (BT-Drs. 15/2864, S. 36). Da die Stromgestehungskosten der verschiedenen erneuerbaren Energien variieren, erfolgt eine technologiespezifische Vergütung des Stroms (SCHUMACHER 2008, S. 122). Die §§ 23-33 EEG 2012, teilweise durch Anlagen zum EEG ergänzt, regeln die besonderen Vergütungssätze und Zusatzvergütungen für Strom, der aus den verschiedenen vom EEG erfassten Energieträgern erzeugt wird (EKARDT UND HENNIG 2013, § 16 Rn. 3).

Aus § 16 EEG 2012 ergibt sich der Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers. Der Netzbetreiber muss demnach Anlagenbetreibern für Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, eine Mindestvergütung zahlen (§ 16 Abs. 1 EEG 2012). Nach diesem Ausschließlichkeitsgrundsatz gilt, dass der Vergütungsanspruch grundsätzlich insgesamt entfällt, auch wenn nur ein geringfügiger Anteil eines anderen Energieträgers eingesetzt wird. Demnach gilt das „Alles-oder-Nichts-Prinzip“ (EKARDT UND HENNIG 2013, § 16 Rn. 13). Mithin ist die Stromerzeugung durch den Einsatz von fossilen und erneuerbaren Energieträgern, wie es beispielsweise bei der Mitverbrennung von Altholz in Kohlekraftwerken (sog. Co-firing) der Fall ist, grundsätzlich vergütungsschädlich und regelmäßig ist hier auch keine anteilige Vergütung zu gewähren (SALJE 2012, § 16 Rn. 6-8; EKARDT UND HENNIG 2013, § 16 Rn. 13; LEHNERT UND THOMAS 2013, § 16 Rn. 20).

Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, grundsätzlich den gesamten in der Anlage erzeugten Strom, für den ein Vergütungsanspruch besteht, der nicht vom Anlagenbetreiber selbst oder einem Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird und der durch ein Netz durchgeleitet wird, dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen (§ 16 Abs. 3 EEG 2012). Der Vergütungsanspruch nach § 16 Abs. 1 EEG 2012 bleibt während des gesamten Förderzeitraumes, grundsätzlich 20 Kalenderjahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres (§ 21 Abs. 2 S. 1 EEG 2012), bestehen. Für die gesamte Vergütungsdauer gelten gemäß § 20 Abs. 1 S. 3 EEG 2012 die zum jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt errechneten Vergütungen und Boni. Jedoch führt die in den §§ 20, 20a, 20b EEG 2012 geregelte Degression dazu, dass die Höhe der Mindestvergütung für Neuanlagen schrittweise sinkt. Somit erhalten Anlagen, die zu einem späteren Zeitpunkt in Betrieb genommen werden, eine geringere Vergütung als zu einem früheren Zeitpunkt in Betrieb genommene Anlagen (EKARDT UND HENNIG 2013, § 16 Rn. 3). § 20 Abs. 2 EEG 2012 nennt die erneuerbaren Energieträger und den Prozentsatz, um welchen sich die Vergütung für Strom aus diesen jeweils zum 1.1. jeden Kalenderjahres im Verhältnis zur Vergütung des Vorjahres verringert. Der in den speziellen Vergütungsvorschriften angegebene Vergütungssatz dient somit als Ausgangswert zur Berechnung der Degression. Der für den erzeugten Strom tatsächlich maßgebliche Vergütungssatz ergibt sich aus dem Vorjahreswert abzüglich des Degressionsanteils (EKARDT UND HENNIG 2013, § 20 Rn. 4). Durch diese degressiv ausgestaltete jährliche Absenkung der Vergütung wird die Kostensenkung aufgrund technologischer Innovationen berücksichtigt und ist somit aus Effizienzsicht zu befürworten (GAWEL UND LEHMANN 2014, S. 653).

§ 18 Abs. 1 EEG 2012 regelt die Berechnung der Vergütung, wenn unterschiedliche Vergütungssätze in Abhängigkeit der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung der Anlage festgelegt sind. Die Vergütungsberechnung folgt dem Prinzip der gleitenden Vergütung

(EKARDT UND HENNIG 2013, § 18 Rn. 4; BT-Drs. 17/6071, S. 67). Hierdurch sollen Vergütungssprünge beim Überschreiten der jeweiligen Schwellenwerte der Anlage vermieden werden. Nur diese stufenlose Regelung führt dazu, Ungerechtigkeiten bei der Vergütung des Stroms aus unterschiedlich großen Anlagen zu vermeiden und Über- oder Unterförderung auszuschließen (BT-Drs. 15/2327, S. 21). Überschreitet die Leistung einer Anlage einen Schwellenwert, wird ein Durchschnittswert zur Vergütung des Stroms aus dieser Anlage berechnet. Dieser ergibt sich jeweils anteilig aus dem höheren Vergütungssatz der niedrigeren Stufe und dem niedrigeren Vergütungssatz der höheren Stufe (EKARDT UND HENNIG 2013, § 18 Rn. 4).

In § 12 EEG 2012 ist eine Härtefallregelung normiert. Wurde die Stromeinspeisung aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und KWK-Anlagen wegen eines Netzengpasses reduziert, erhalten die Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber einen verschuldensunabhängigen Anspruch auf Entschädigung der Einnahmeausfälle (HOPPENBROCK 2013, § 12 Rn. 1). Die Entschädigung beträgt nach § 12 Abs. 1 EEG 2012 grundsätzlich 95% der entgangenen Einnahmen zuzüglich der Differenz aus zusätzlichen und ersparten Aufwendungen. Diese Härtefallregelung soll einen Anreiz in Neuinvestitionen in erneuerbare Energien unterstützen, damit die Ausbauziele nicht gefährdet werden (SALJE 2012, § 12 Rn. 4).

Da die Stromerzeugung aus Windenergie, Biomasse und solarer Strahlungsenergie seit Inkrafttreten des EEG 2000 stark zunahm und Windenergie-, Biomasse- und Photovoltaikanlagen derzeit die wichtigsten erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien darstellen, werden nachfolgend die besonderen Vergütungssätze dieser näher erläutert. Die Betrachtung erfolgt teilweise aus der Historie heraus, um die Entwicklung der einzelnen erneuerbaren Energieträger und die Aussagen der Experten besser nachvollziehen zu können.

Windenergie

Das EEG unterscheidet drei Formen der Windenergie: Die Windenergie an Land (Onshore), das Repowering, den Ersatz älterer Windenergieanlagen an Land durch leistungsstärkere Anlagen und die Windenergie auf See (Offshore). Aufgrund dessen werden die Vergütungsregelungen des EEG für die verschiedenen Formen der Windenergie nachfolgend differenziert dargestellt.

Windenergie an Land (Onshore)

§ 7 Abs. 1 EEG 2000 regelte die Vergütung von Strom aus Windenergie. Für die Dauer von fünf Jahren (60 Monate; SALJE 2000, § 7 Rn. 23) wurde eine höhere Anfangsvergütung, danach die Grundvergütung gezahlt. Ferner wurde durch das EEG 2000 die Besonderheit

des Referenzertragsmodells für die Vergütung von Strom aus Windenergie eingeführt. Hierdurch werden die unterschiedlich hohen Windaufkommen in den verschiedenen Gebieten der Bundesrepublik Deutschland durch eine technikneutrale Differenzierung der Vergütungshöhe je nach Ertragskraft des Standorts berücksichtigt (SCHOMERUS 2013, § 29 Rn. 3). Bei Windenergieanlagen an ertragsschwachen Standorten verlängert sich die Zeitdauer, in welcher die höhere Anfangsvergütung gezahlt wird. Die Bestimmung der Dauer der verlängerten Anfangsvergütung erfolgt durch eine Vergleichsbetrachtung mit einer Referenzanlage (BT-Drs. 14/2776, S. 23). Durch den Vergleich des tatsächlichen Ertrags der Anlage und des für den jeweiligen Anlagentyp maßgeblichen Referenzertrags wird bestimmt, ob nach Ablauf der ersten fünf Betriebsjahre die Anfangsvergütung weiter gezahlt wird und wenn ja, wie lange (SCHOMERUS 2013, § 29 Rn. 55). Je weiter der tatsächliche Anlagenertrag den Referenzertrag unterschreitet, umso länger wird die Anfangsvergütung weitergezahlt (SCHOMERUS 2013, § 29 Rn. 52). Durch diese differenzierte Vergütungshöhe wird einerseits vermieden, dass an windgünstigen Standorten eine höhere als für den wirtschaftlichen Betrieb notwendige Vergütung gezahlt wird. Andererseits schafft diese einen Anreiz, auch im Binnenland Windenergieanlagen zu errichten (BT-Drs. 14/2776, S. 23). Nach überschlägigen Abschätzungen ergibt sich aufgrund des Referenzertragsmodells eine durchschnittliche Vergütungsdauer der höheren Anfangsvergütung von rund 16 Jahren (BT-Drs. 16/7119, S. 16).

In § 10 Abs. 4 EEG 2004 wurde festgelegt, dass die Vergütungspflicht des Netzbetreibers nur besteht, wenn vor Inbetriebnahme der Windenergieanlage nachgewiesen wird, dass diese auf dem geplanten Standort mindestens 60 Prozent des Referenzertrags erzielen kann. Diese Regelung wurde eingeführt, damit kein durch das EEG hervorgerufener Anreiz zur Errichtung von Windenergieanlagen an schlechten Standorten im Binnenland besteht (BT-Drs. 15/2327, S. 32).

Im EEG 2009 wurden die Regelungen zur Windenergie Onshore (§ 29 EEG 2009), Repowering-Anlagen (§ 30 EEG 2009) und Windenergie Offshore (§ 31 EEG 2009) in drei eigenen Bestimmungen aufgegliedert. Um auf die gestiegenen Investitionskosten aufgrund des Anstiegs der Rohstoffpreise sowie der gestiegenen weltweiten Nachfrage nach Windenergieanlagen zu reagieren (BT-Drs. 16/7119, S. 79), wurde die Anfangsvergütung angehoben. Bei der Regelung zum Vergütungsausschluss für Anlagen, deren Stromertrag am geplanten Standort nicht mindestens 60 Prozent des Referenzertrages erzielten, wurde eine Untergrenze eingeführt, sodass diese Regelung nur für Anlagen mit einer installierten Leistung über 50 Kilowatt galt (§ 29 Abs. 3 EEG 2009). Durch die Einführung dieser 50-Kilowatt-Grenze sollte der Ausbau von Kleinwindenergieanlagen gefördert werden (BT-Drs. 16/8148, S. 57). Ferner wurde mit § 29 Abs. 2 S. 4 EEG 2009 ein sogenannter Systemdienstleistungs-

Bonus eingeführt. Dieser Bonus wurde zusätzlich zur Anfangsvergütung gezahlt, wenn die Windenergieanlage Anforderungen zur Verbesserung der Netzintegration und zur Befehung nachweislich einhielt (BT-Drs. 16/8148, S. 57).

Im EEG 2012 ist die Regelung zum Vergütungsausschluss für Anlagen, deren Stromertrag weniger als 60 Prozent des Referenzertrags erzielen sowie die dazugehörige Nachweisvorschrift weggefallen (SCHOMERUS 2013, § 29 Rn. 10), da diese Regelung zu einem erheblichen administrativen Aufwand führte, jedoch Schwachwindstandorte schon aus wirtschaftlichen Gründen nicht in Betracht kamen (BT-Drs. 17/6071, S. 75). Das seit dem EEG 2000 eingeführte Referenzmodell blieb auch im EEG 2012 bestehen.

Im Jahr 1990 betrug die installierte Leistung aller im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland errichteten Windkraftanlagen an Land 55 MW. 10 Jahre später war bereits eine Leistung von 6.097 MW installiert (BMW UND AGEE-STAT 2015, Tab. 4). Hieran wird ersichtlich, dass die Erzeugung von Strom aus Windenergie während des Förderregimes des Stromeinspeisungsgesetzes stark anstieg (BT-Drs. 14/2776, S. 18 f.). Im Jahr 2006 überschritt die installierte Leistung mit 20.568 MW die 20-MW-Schwelle und im Jahr 2012 mit 30.996 MW die 30-MW-Schwelle. Im Jahr 2014 waren Windenergieanlagen an Land mit einer Leistung von 38.156 MW installiert (BMW UND AGEE-STAT 2015, Tab. 4). Der Nationale Aktionsplan für erneuerbare Energie der Bundesregierung Deutschland sieht folgenden Zielpfad zur installierten Leistung der Windenergie an Land vor: Jahr 2014: 32.763 MW, Jahr 2015: 33.647 MW und im Jahr 2020: 35.750 MW (BUNDESREGIERUNG 2010, S. 116 f.). Es zeigt sich, dass bereits im Jahr 2014 der für 2020 erwartete Wert überschritten wurde. Der Stromertrag aus Windenergie ist insbesondere vom jährlichen Winddargebot abhängig. Da in den Jahren 2009 und 2010 das Winddargebot geringer als im jeweiligen Vorjahr war (FALKENBERG 2014, S. 11), sank die Strombereitstellung in diesen Jahren, obwohl ein weiterer Ausbau von Windenergieanlagen an Land erfolgte. Im Jahr 2014 betrug die Stromerzeugung aus Windenergie an Land 55.908 GWh (BMW UND AGEE-STAT 2015, Tab. 3). Nach den Schätzungen der BUNDESREGIERUNG (2010, S. 117) sollten im Jahr 2014: 58.420 GWh Strom aus Windenergie an Land erzeugt werden. Somit wurde der Zielpfad im Jahr 2014 bezüglich der installierten Leistung, jedoch nicht bezüglich der Stromerzeugung erfüllt. Die BUNDESREGIERUNG (2010, S. 116 f.) ging bei ihrer Berechnung von Volllaststunden in Höhe von 1.783 h für das Jahr 2014 aus. Tatsächlich wurden im Jahr 2014 Volllaststunden in Höhe von 1.465 h erreicht. Für die Jahre 2015 und 2020 schätzt die BUNDESREGIERUNG (2010, S. 111, 116 f.) den Stromertrag aus Windenergieanlagen an Land auf 61.990 GWh (1.842 Volllaststunden/Jahr) und 72.664 GWh (2.033 Volllaststunden/Jahr).

Am 31.12.2014 war in den nördlichen Bundesländern Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen 77% der gesamten installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land in Deutschland errichtet. Die Leistung der Windenergieanlagen, welche in den südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg installiert war, betrug 5% (ENDER 2015, S. 29). Diese regional unterschiedliche Verteilung lässt sich insbesondere damit erklären, dass die windgünstigen Standorte an der Küste liegen (FALKENBERG 2014, S. 12).

Da der Ausbau der Onshore-Windenergie im Einklang mit dem Landschaftsbild und dem Naturschutz stehen muss, soll laut dem Energiekonzept der Bundesregierung ein besonderes Augenmerk auf das Repowering, die Leistungsausweitung an bestehenden Standorten, gelegt werden (BMW I UND BMU 2010, S. 10).

Windenergie Repowering

Der Modernisierung und Erneuerung von Altanlagen ist zukünftig eine höhere Bedeutung beizumessen, da hierdurch die Effizienz der Windenergienutzung steigt (BT-Drs. 16/7119, S. 10) und die für Windenergie zur Verfügung stehende Fläche besser ausgenutzt werden kann (BURGWINKEL 2013, Vor §§ 29-31 Rn. 37). Mit der Einführung des § 10 Abs. 2 EEG 2004 wurde erstmals eine Regelung für Repowering-Anlagen festgelegt. Hiernach erhielten Anlagen in Abhängigkeit des Referenzertrages die höhere Anfangsvergütung für eine längere Laufzeit, wenn die neuen Anlagen bestehende Anlagen im selben Landkreis, die bis zum 31.12.1995 in Betrieb genommen wurden, ersetzt oder erneuerten und somit die installierte Leistung mindestens um das Dreifache erhöht wurde (SCHOMERUS 2013, § 30 Rn. 19).

Um den nur schleppend anlaufenden Leistungsausbau durch das Repowering zu verbessern, wurden die Regelungen für Repowering-Anlagen durch § 30 EEG 2009 dahingehend verändert, dass die erforderliche Leistungserhöhung auf das Zweifache gesenkt und auf das Fünffache beschränkt wurde, da die Erhöhung der installierten Leistung um das Dreifache aufgrund baurechtlicher Bedingungen in der Praxis kaum erfüllbar war. Zudem wurde die Förderung des Repowering durch die Einführung eines Repowering-Bonus verbessert, um einen wirksamen Anreiz für den Ersatz von Altanlagen zu schaffen (BT-Drs. 16/7119, S. 10, 80).

Trotz der Einführung des Repowering-Bonus blieb der Ersatz älterer Anlagen durch moderne, leistungsstärkere Windenergieanlagen hinter den Erwartungen zurück (BMU 2011, S. 107). Da die Regelungen zum Repowering-Bonus im Sinne des EEG 2009 zu einer generellen Erhöhung der Vergütung führten, die auch in Anspruch genommen werden konnte, wenn moderne Anlagen ersetzt wurden, wurde der Repowering-Bonus durch § 30 Abs. 1 EEG 2012 auf zu ersetzende Anlagen begrenzt, die vor dem 1.1.2002 in Betrieb genommen wur-

den. Hierdurch soll gewährleistet werden, dass nur solche Anlagen ersetzt werden, bei welchen ein Repowering wünschenswert ist. Ferner soll die Neuinvestition deutlich vor Auslaufen des Vergütungsanspruchs der Altanlagen erfolgen (BMU 2011, S. 115), da ältere Anlagen, die schon lange in Betrieb sind, ohnehin in wenigen Jahren zu ersetzen sind (BT-Drs. 17/6071, S. 75).

Windenergie Offshore

§ 7 EEG 2000, welcher die Vergütung von Strom aus Windenergie regelte, enthielt eine Sonderregel für Windenergie auf See (SCHOMERUS 2013, § 31 Rn. 30). Gemäß § 7 Abs. 1 S. 4 EEG 2000 verlängerte sich für Windenergieanlagen auf See der Zeitraum, in welchem die höhere Anfangsvergütung gezahlt wurde, auf neun Jahre, wenn diese Anlagen in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen, gemessen von den zur Begrenzung der Hoheitsgewässer dienenden Basislinien aus seewärts, errichtet und bis zum 31.12.2006 in Betrieb genommen wurden. Hierdurch wollte der Gesetzgeber einen Anreiz zur Investition in Offshore-Windenergieanlagen schaffen und die höheren Investitionskosten für Offshore-Anlagen im Vergleich zu Onshore-Anlagen kompensieren (BT-Drs. 14/2776, S. 23). Im Anschluss an die Anfangsvergütung wurde, wie bei der Windenergie an Land, für den restlichen Vergütungszeitraum eine Grundvergütung gezahlt (§ 7 Abs. 1 EEG 2000).

Durch die Änderungen des EEG, welche zum 1.8.2004 in Kraft traten, wurde § 10 Abs. 3 EEG 2004 eingeführt, welcher Sonderregelungen für Offshore-Windenergieanlagen enthielt. Der Zeitraum, in welchem die Anfangsvergütung gezahlt wurde, verlängerte sich grundsätzlich auf die Dauer von zwölf Jahren. Hierdurch sollte ein Anreiz zur Investition in Offshore-Anlagen geschaffen werden (BT-Drs. 15/2864, S. 42). Diese Frist verlängerte sich in Abhängigkeit der Entfernung von der Küste und der Wassertiefe (§ 10 Abs. 3 S. 4 EEG 2004), wodurch die hierdurch bedingten höheren Kosten gedeckt werden sollten (BT-Drs. 15/2864, S. 42).

Durch das Inkrafttreten des Infrastrukturplanungsbescheinigungsgesetzes im Jahr 2006 wurde § 17 Abs. 2a EnWG a. F. dahingehend geändert, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen, in deren Regelzonen die Netzanbindung von Offshore-Anlagen erfolgen sollte, verpflichtet wurden, die Kosten für die Leitung vom Umspannwerk der Offshore-Anlagen bis zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes zu tragen. Aber auch diese Förderung trieb den Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen nicht voran (SCHOMERUS 2013, § 31 Rn. 32).

Durch das EEG 2009 wurde die Anfangsvergütung für Offshore-Windenergieanlagen weiter erhöht. Die Erhöhung der Vergütung wurde damit begründet, dass die in Deutschland gel-

tenden Rahmenbedingungen hinsichtlich Küstenentfernung und Wassertiefe eine innovative Anlagentechnik fordern und neuartige Risiken bergen, die zu einer Kostensteigerung der Offshore-Windenergienutzung führen. Ferner zeigte sich, dass die Vergütungssätze für Offshore-Anlagen in den benachbarten europäischen Ländern über den Vergütungssätzen des EEG 2004 und der Schwerpunkt der Förderung auf den ersten 10 Jahren der Inbetriebnahme lagen (BT-Drs. 16/7119, S. 77). Um einen frühen Inbetriebnahmezeitpunkt zu belohnen und die mit den Anfangsschwierigkeiten verbundenen Kosten zu kompensieren (BT-Drs. 16/8148, S. 59), erhöhte sich die Anfangsvergütung für vor dem 1.1.2016 in Betrieb genommene Offshore-Anlagen noch einmal (§ 31 Abs. 2 S. 2 EEG 2009). Die Verlängerung des Zeitraums der Anfangsvergütung in Abhängigkeit der Küstenentfernung und der Wassertiefe wurde auch im EEG 2009 beibehalten (§ 31 Abs. 2 S. 3 EEG 2009). Die Grundvergütung wurde aufgrund der gestiegenen Anfangsvergütung gegenüber dem EEG 2004 gesenkt.

Auch im EEG 2012 wurden weitere Anreize zur Investition in Offshore-Windenergieanlagen geschaffen (SCHOMERUS 2013, § 31 Rn. 36). Die Anfangsvergütung für die ersten zwölf Jahre ab der Inbetriebnahme der Offshore-Anlage stieg (§ 31 Abs. 1 EEG 2012), da der Bonus für eine frühe Inbetriebnahme in die Anfangsvergütung integriert wurde. Weiter wurde die standortbedingte Verlängerung der Anfangsvergütung beibehalten (BT-Drs. 17/6071, S. 75). Das von der Windenergie-Branche vorgeschlagene optionale Stauchungsmodell wurde für Anlagen, die vor dem 1.1.2018 in Betrieb genommen werden, eingeführt (BMU 2011, S. 119). Hiernach verringert sich die Dauer, in welcher die Anfangsvergütung gezahlt wird, auf acht Jahre ab der Inbetriebnahme. Im Gegensatz erhöht sich der Vergütungssatz der Anfangsvergütung (§ 31 Abs. 3 EEG 2012). Der Anspruch auf standortbedingte Verlängerung der Anfangsvergütung besteht weiterhin und setzt nach Ablauf der acht Jahre ein, wobei der geringere Anfangsvergütungssatz gewährt wird. Nach Ablauf des Zeitraums der Anfangsvergütung erfolgt der Übergang zur Grundvergütung nach § 31 Abs. 1 EEG 2012 (BT-Drs. 17/6071, S. 76). Erfolgt die Inbetriebnahme der Anschlussleitung verspätet oder besteht eine Einspeisestörung, können erhebliche Einnahmeverluste entstehen und die Wirtschaftlichkeit eines Offshore-Projektes ist gefährdet (BT-Drs. 17/6071, S. 76). Um die wirtschaftliche Belastung des Anlagenbetreibers bei einer Einspeisestörung zu begrenzen, wurde § 31 Abs. 4 EEG 2012 eingeführt (SCHOMERUS 2013, § 31 Rn. 36). Ist die Einspeisung aus einer Offshore-Anlage länger als sieben aufeinanderfolgende Tage nicht möglich, da die Leitung nach § 17d Abs. 1 S. 1 EnWG nicht rechtzeitig fertiggestellt oder gestört ist und dies nicht vom Netzbetreiber zu vertreten ist, verlängert sich der Zeitraum, in welchem die Anfangsvergütung gezahlt wird, um den Zeitraum der Störung.

Im Rahmen der Strategien zur Windenergienutzung auf See legte die Bundesregierung im Jahr 2002 die Ziele zum Ausbau der Offshore-Windenergienutzung fest. Hiernach sollte in

der ersten Ausbauphase 2007 bis 2010 eine Leistung von 2.000 bis 3.000 MW installiert werden, welche einen Stromertrag von 7.000 bis 10.000 GWh pro Jahr liefert. In der weiteren Ausbauphase, welche den Zeitraum vom 2011 bis 2030 umfasst, soll die Leistung der Offshore-Windenergieanlagen 20.000 bis 25.000 MW betragen und einen Stromertrag von 70.000 bis 85.000 GWh pro Jahr erzeugen (BUNDESREGIERUNG 2002, S. 8). Die Bundesregierung bekräftigte in ihrem Energiekonzept das Ziel, die Offshore-Windleistung bis 2030 auf 25.000 MW auszubauen (BMW UND BMU 2010, S. 9). Laut dem Nationalen Aktionsplan wird erwartet, dass die installierte Leistung der Windenergie auf See bis zum Jahr 2020 auf 10.000 MW steigt und einen Stromertrag von 31.711 GWh liefert (BUNDESREGIERUNG 2010, S. 117). Die Windenergieanlagen auf See mit einer installierten elektrischen Leistung von 1.037 MW speisten 1.449 GWh im Jahr 2014 in das Netz ein (BMW UND AGEE-STAT 2015, Tab. 3, 4). Nach BUNDESREGIERUNG (2010, S. 116) liegt das Ausbauziel der installierten Leistung für Offshore-Windenergieanlagen im Jahr 2014 bei 2.040 MW und einem Stromertrag von 5.237 GWh. Demnach bleibt die Entwicklung der Windenergie auf See hinter den Erwartungen zurück. Aufgrund dessen wurde das Ziel, bis 2020 eine installierte Leistung von 10.000 MW zu realisieren, nach BMW (2014a, S. 7) auf 6.500 MW gesenkt.

Biomasse

§ 5 EEG 2000 regelte die Vergütung von Strom aus Biomasse. Nicht erfasst wurde Strom aus Biomasse, der aus Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung über 20 MW erzeugt wurde (§ 2 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2000). Im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zeigte sich, dass eine nähere Bestimmung des Biomassebegriffes notwendig war (ROSTANKOWSKI UND VOLLPRECHT 2013, § 27 Rn. 17). Aufgrund dessen wurde eine Rechtsverordnung erlassen, die regelt, welche Stoffe und technische Verfahren bei Biomasse in den Anwendungsbereich des EEG fallen und welche Umweltauflagen einzuhalten sind. Der Biomassebegriff wurde somit nicht im EEG selbst, sondern durch die BiomasseV determiniert (SALJE 2012, § 27 Rn. 12). Nach deren Inkrafttreten im Jahr 2001 war ein deutlicher Zubau von Biomasse(heiz)kraftwerken im höheren Leistungsbereich bis 20 MW_{el} festzustellen, welche überwiegend Altholz einsetzten. Die Biomasse(heiz)kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung ab 10 MW werden überwiegend von überregional tätigen Energieversorgungsunternehmen betrieben (BT-Drs. 14/9807, S. 16).

Unter den im EEG 2000 festgelegten Vergütungssätzen war ein wirtschaftlicher Betrieb in der Regel nur für Anlagen, die Altholz einsetzten und über eine installierte elektrische Leistung ab 5 MW verfügten, möglich. Bei kleineren Anlagen sowie bei Anlagen, die nachwachsende Rohstoffe einsetzten, reichten die Vergütungssätze in der Regel nicht für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen aus (BT-Drs. 14/9807, S. 17-19). Somit wurde durch das EEG 2004 eine neue Vergütungsstufe für kleinere Anlagen, bis einschließlich einer Leistung

von 150 kW, eingeführt, damit ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen möglich wurde (BT-Drs. 15/2864, S. 39). Die Vergütung für Anlagen, die auch nur anteilig Altholz der Altholzkategorie A III und A IV einsetzen, wurde gesenkt. Dies wurde damit begründet, dass eine energetische Verwertung von Althölzern erheblich kostengünstiger ist als die Verwertung anderer Biomasse. Darüber hinaus sollte hierdurch dem Import von kontaminierten Althölzern entgegengewirkt werden (BT-Drs. 15/2864, S. 39). Um einen Anreiz zur Nutzung von Biomasse land- und forstwirtschaftlicher Herkunft und nachwachsender Rohstoffe zu schaffen, wurden zusätzlich zur Grundvergütung Boni für den Einsatz bestimmter Biomassearten eingeführt (BT-Drs. 15/2864, S. 39). Nach § 8 Abs. 2 Nr. 1 Buchst. a EEG 2004 erhielten Anlagen, die Strom ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen und/oder Gülle erzeugten, in Abhängigkeit der Leistung einen Bonus, den sogenannten Nawaro-Bonus. Für Strom, der in Anlagen gewonnen wurde, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugten, wurde ein Bonus (KWK-Bonus) zusätzlich zur Grundvergütung gewährt (§ 8 Abs. 3 EEG 2004). Ferner erhielten Anlagen bei dem Einsatz innovativer Technologien einen Technologie-Bonus (§ 8 Abs. 4 EEG 2004), um einen Anreiz zum Einsatz innovativer, besonders energieeffizienter und somit umwelt- und klimaschonender Anlagentechniken zu schaffen (BT-Drs. 15/2864, S. 40).

Infolge der Einführung der Bonusregelungen im EEG 2004 konnte ein verstärkter Zubau von Biomasseanlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich bis 500 kW_{el} beobachtet werden. Diese Entwicklung war insbesondere auf den Nawaro-Bonus zurückzuführen (BT-Drs. 16/7119, S. 52, 54).

Durch die Änderung des EEG zum 1.1.2009 wurde die Vergütung durch die weiterentwickelten Bestimmungen an die Marktbedingungen angepasst (BT-Drs. 16/8148, S. 55). Änderungen zu den bisherigen Regelungen waren die Aufhebung der bislang bestehenden 20-MW-Grenze, die Verpflichtung von Anlagen mit einer Leistung über 5 MW zur Erzeugung des Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung, die Lockerung des Ausschließlichkeitsprinzips und die teilweise Erhöhung der Boni. Im Rahmen des Nawaro-Bonus wurde der Landschaftspflege-Bonus und der Gülle-Bonus eingeführt (ROSTANKOWSKI UND VOLLPRECHT 2013, § 27 Rn. 24 f.). Der Gülle-Bonus sollte dazu beitragen, das ungenutzte Güllepotential zur Biogas-erzeugung zu verwenden (BT-Drs. 16/8148, S. 81).

Durch die Änderungen des EEG 2009 erhöhte sich der Zubau von Biogasanlagen insbesondere von kleinen und mittleren Anlagen bis 500 kW (WITT ET AL. 2012, S. 85). Hierzu trugen maßgeblich der Nawaro-Bonus, der KWK-Bonus und der Gülle-Bonus bei. Es konnte festgestellt werden, dass die Einführung des Gülle-Bonus in bestimmten Regionen zu Fehlanreizen

führte: In der Regel wurde nur der Mindestgülleeintrag von 30 Masseprozent eingesetzt, da bei Erfüllung dieses Grenzwertes für den gesamten erzeugten Strom der Gülle-Bonus gewährt wurde und somit kein Anreiz bestand, mehr Gülle einzusetzen. Dies führte zu einer Überförderung der gülleeinsetzenden Biogasanlagen. In Folge dieser Überförderung konnten hohe Preise für Energiemais gezahlt werden, was insbesondere in Regionen mit intensiver Viehhaltung und hierdurch hohem Gülleanfall und hohem Futtermittelbedarf zu einer Ausweitung des Maisanbaus führte (BMU 2011, S. 74).

Aufgrund der Erfahrungen zur EEG-Periode 2009 bis 2011 erfuhr die Vergütung für Strom aus Biomasse durch die Novellierung des EEG mit Wirkung zum 1.1.2012 eine umfassende Änderung. Die Novelle änderte die bislang für die Biomasseverstromung geltende Vergütungsstruktur fast vollständig, welche durch eine Grundvergütung und verschiedener, kombinierbarer Boni gekennzeichnet war (MÜLLER 2012, S. 22). Insbesondere der Nawaro-Bonus inklusive Gülle- und Landschaftspflege-Bonus, der Technologie-Bonus und der KWK-Bonus wurden in ihrer bisherigen Form gestrichen, jedoch wurden sie teilweise in andere Regelungen integriert (EKARDT UND HENNIG 2013, § 27 Rn. 2).

§ 27 EEG 2012 stellt die Grundnorm zur Vergütung von Strom aus Biomasse dar. Daneben gelten spezielle Regelungen und Sondervergütungen bei der Vergärung von Bioabfällen (§ 27a EEG 2012) und der Vergärung von Gülle in Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 75 kW (§ 27b EEG 2012). Gemeinsame Vorschriften für gasförmige Energieträger enthält § 27c EEG 2012.

Die früheren Regelungen zum Nawaro- und KWK-Bonus wurden durch § 27 Abs. 2 EEG 2012 ersetzt, durch welchen zusätzlich zur Grundvergütung eine besondere einsatzstoffbezogene Vergütung bis zu einer Bemessungsleistung von 5 MW eingeführt wurde. Dieses Bonussystem nutzt zwei Einsatzstoffvergütungsklassen, sodass die Boni in Abhängigkeit der Bemessungsleistung und der verwendeten Einsatzstoffe gezahlt werden (SALJE 2012, § 27 Rn. 6). Hierdurch sollen die Mehrkosten, welche durch die Verwendung bestimmter Einsatzstoffe entstehen, abgedeckt werden (BT-Drs. 17/6071, S. 70). Mit der Einführung dieses neuen Bonussystems wurde auch die BiomasseV geändert. Beispielsweise wird Altholz nicht mehr als Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung anerkannt (§ 3 Nr. 4 BiomasseV). Somit werden die Empfehlungen des EEG-Erfahrungsberichtes umgesetzt und die Förderung von Strom aus Altholz in Neuanlagen beendet (BT-Drs. 17/6071, S. 99).

Ferner wurde mit § 27 Abs. 3 EEG 2012 ein leistungsbezogener Ausschlussbestand von der festen Einspeisevergütung eingeführt (EKARDT UND HENNIG 2013, § 27 Rn. 44). Hiernach

erhalten Anlagen, die nach dem 31.12.2013 in Betrieb genommen werden und deren installierte Leistung 750 kW übersteigt, keine feste Einspeisevergütung mehr (SALJE 2012, § 27 Rn. 7). Diese Anlagen können die geförderte Direktvermarktung nach §§ 33a ff. EEG 2012 in Anspruch nehmen (EKARDT UND HENNIG 2013, § 27 Rn. 45). Nach LEHNERT (2012, S. 10) ist davon auszugehen, dass ein Großteil der Anlagenbetreiber von Biogasanlagen, die unter diese Regelung fallen, den Strom im Rahmen der geförderten Direktvermarktung veräußern und die Marktprämie nach §§ 33b Nr. 1, 33g, 33h EEG 2012 in Anspruch nehmen werden, da ohne diese ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen nicht möglich ist. Somit besteht für diese Anlagen eine faktische Pflicht zur Wahrnehmung der Marktprämie.

Im Jahr 2014 waren in Deutschland unter Berücksichtigung der Abfallverbrennungsanlagen, welche den biogenen Anteil des Abfalls zur Stromerzeugung nutzen, Biomasseanlagen mit einer elektrischen Leistung von 8.401 MW installiert (BMW UND AGEE-STAT 2015, Tab. 4), wodurch der Zielwert des Nationalen Aktionsplans von 7.475 MW übererfüllt wurde (BUNDESREGIERUNG 2010, S. 116). Der Anteil der Anlagen, die Biogas und Biomethan einsetzen, lag mit einer installierten elektrischen Leistung von 4.244 MW im Jahr 2014 (BMW UND AGEE-STAT 2015, Tab. 4) deutlich über dem erwarteten Zielwert von 2.985 MW (BUNDESREGIERUNG 2010, S. 116). Für das Jahr 2020 wird eine installierte Leistung von Biomasseanlagen in Höhe von 8.825 MW erwartet (BUNDESREGIERUNG 2010, S. 117). Ausgehend von der installierten Leistung der Biomasseanlagen im Jahr 2014 kann der Zielwert des Jahres 2020 mit einem jährlichen Zubau von 71 MW erreicht werden.

Solare Strahlungsenergie

Vor der Einführung des EEG im Jahr 2000 startete am 1.1.1999 das 100.000-Dächer-Solarstrom-Programm zur Förderung der Errichtung von Photovoltaikanlagen zur Stromerzeugung. Ziel des Programms war es, durch Förderdarlehen bis zum Ende des Jahres 2003 insgesamt zusätzlich eine installierte Leistung an Photovoltaikanlagen von 300 MW aufzubauen (BT-Drs. 14/9807, S. 32).

§ 8 Abs. 2 EEG 2000 a. F. regelte die Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie. Die Vergütung betrug mindestens 50,62 Cent/kWh. Sie sank beginnend mit dem 1.1.2002 jährlich um 5% (§ 8 Abs. 1 S. 2 EEG 2000 a. F.). Nach § 2 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2000 a. F. wurde Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten elektrischen Leistung über 5 MW nicht vom EEG erfasst. Ferner fielen Freiflächenanlagen bei Überschreiten einer Leistungsgrenze nicht in den Geltungsbereich des EEG, um eine Versiegelung von Freiflächen zu verhindern (BT-Drs. 14/2776, S. 21). Aufgrund des Auslaufens des 100.000-Dächer-Solarstrom-Programms wurde das EEG 2000 in Bezug auf die Vergütung des Stroms aus solarer Strahlungsenergie geändert (Art. 1 ÄndG

v. 22.12.2003). Die Änderungen traten mit Wirkung vom 1.1.2004 in Kraft (SCHOMERUS 2013, § 32 Rn. 23). Hiernach gab es eine Basisvergütung, die sich für Anlagen, die ausschließlich an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht waren, in Abhängigkeit der installierten Leistung erhöhte. Gebäudeintegrierte Fassadenanlagen erhielten einen weiteren Bonus (§ 8 Abs. 2 S. 2 EEG 2000), um die höheren Stromgestehungskosten auszugleichen und einen Anreiz zur Nutzung dieser zu schaffen (BT-Drs. 15/1974, S. 4). Im Zusammenhang mit der Änderung wurde die Begrenzung des Geltungsbereichs des Gesetzes auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung bis 5 MW und für Freiflächenanlagen abgeschafft. Die in § 8 EEG 2000 neu eingeführten Absätze 3 und 4 beschränkten jedoch weiterhin die Vergütung für Freiflächenanlagen (SCHOMERUS 2013, § 32 Rn. 21), um einen Vorrang der Nutzung von Dachflächen gegenüber Freiflächen zu erreichen (BT-Drs. 15/1974, S. 5).

Die Regelungen des § 8 EEG 2000 wurden im Wesentlichen unverändert in § 11 EEG 2004 übernommen (SCHOMERUS 2013, § 32 Rn. 24).

Durch die Novellierung des EEG, welche zum 1.1.2009 in Kraft trat, wurde die Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie gesenkt (OSCHMANN 2013, § 32 Rn. 17). Die Kosten für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Sonnenenergie sanken aufgrund des technischen Fortschritts und einer Optimierung der Anlagenproduktion kontinuierlich. Um die Vergütungssätze an die künftig erwartete Preis- und Kostenentwicklung anzupassen, wurde ein sogenannter „atmender Deckel“ (BT-Drs. 16/9477, S. 18, 24) eingeführt. Hierzu wurde eine nach installierter Leistung, Inbetriebnahmejahr und Fördertatbestand differenzierte Basisdegression festgelegt und diese mit einem Zielkorridor, der das zu einem bestimmten Zeitpunkt gewünschte Marktvolumen des Zubaus definiert, verknüpft (EKARDT UND HENNIG 2013, § 20a Rn. 2). Bewegte sich der Zubau der installierten Leistung der bei der Bundesnetzagentur im Vorjahr registrierten Anlagen innerhalb des Zielkorridors, veränderte sich die Basisdegression nicht. Überstieg der Leistungszubau den Zielkorridor, erhöhte sich die Basisdegression, bei einem Unterschreiten des Zielkorridors sank die Basisdegression (BT-Drs. 16/9477, S. 24; OSCHMANN 2013, § 32 Rn. 17). Ferner wurden Regelungen zum Eigenverbrauch eingeführt (§ 33 Abs. 2 EEG 2009). Hiernach verringerte sich die Vergütung für Anlagen an oder auf Gebäuden, soweit der Anlagenbetreiber oder Dritte den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst verbrauchte und dies nachwies. Somit sollten übermäßige Gewinne des Anlagenbetreibers vermieden werden. Durch die Eigenverbrauchsregelung wurden die Kosten, die der Kunde aufwenden müsste, um den Strom einzukaufen, bei der Vergütung des selbst erzeugten Stroms abgezogen. Da sich die Vergütung jedoch nicht

vollständig um die angenommenen Strombezugskosten verminderte, sollte die Nutzung von Eigenstrom verstärkt werden (BT-Drs. 16/8148, S. 61).

Die sogenannte Photovoltaik-Novelle 2010 führte mit Wirkung vom 1.7.2010 insbesondere zu einer Überarbeitung und weiteren Differenzierung der Degressionsregelungen für die Vergütung des Stroms aus solarer Strahlungsenergie (ÄndG v. 11.8.2010). Um einen dynamischen, aber nachhaltigen Ausbau der solaren Strahlungsenergie zu ermöglichen, wurde der Zielkorridor erhöht (BT-Drs. 17/1147, S. 9) und die Basisdegression stieg. Ferner wurde Strom aus Anlagen, die auf früheren Ackerflächen errichtet werden, ab dem 1.1.2011 nicht mehr vergütet (SCHOMERUS 2013, § 32 Rn. 26). Begründet wurde dies damit, dass Ackerböden nicht mehr der landwirtschaftlichen Nutzung entzogen werden sollen, um die in den vergangenen Jahren zunehmend auftretende Konkurrenz zwischen Nahrungs- und Futtermittelproduktion und der Stromerzeugung zu vermeiden (BT-Drs. 17/1147, S. 10). Die Eigenverbrauchsregelung wurde erweitert, um die Anreizwirkung zur Eigennutzung des Stroms zu verstärken (BT-Drs. 17/1147, S. 10).

Doch auch nach Inkrafttreten der Photovoltaik-Novelle 2010 wurden die Vergütungsregelungen für Strom aus solarer Strahlungsenergie scharf kritisiert. Eine erneute Änderung (EAG EE), die zum 1.5.2011 wirksam wurde, führte insbesondere zu einer weiteren Anpassung der Degressionsregelungen und zu einem Vorziehen der variablen Degression sowie zu einer Verringerung der Vergütungssätze (BT-Drs. 17/4895, S. 21).

Die EEG-Novelle, welche am 1.1.2012 in Kraft trat, führte dazu, dass das Vorziehen des variablen Teils der Degression in die zweite Jahreshälfte zur Regel wurde. Die Basisdegression, die Gesamtleistungsschwelle sowie die Degressionssätze blieben unverändert (EKARDT UND HENNIG 2013, § 20a Rn. 4). Die Vergütungsregelungen nach §§ 32, 33 EEG 2012 a. F. wurden durch einige Klarstellungen modifiziert und die Voraussetzungen für die Förderung von Freiflächen weiter begrenzt (SCHOMERUS 2013, § 32 Rn. 30).

Rund acht Monate nach dem Inkrafttreten des EEG 2012 a. F. trat die durch heftige parlamentarische Auseinandersetzungen begleitete Photovoltaik-Novelle 2012 (ÄndG v. 17.8.2012) im Wesentlichen mit Wirkung vom 1.4.2012 in Kraft (SCHOMERUS 2013, § 32 Rn. 31). Die Kosten für die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie sanken aufgrund des technischen Fortschritts und des verstärkten Wettbewerbs der Anbieter, welcher durch einen Ausbau der Produktionskapazitäten und der sinkenden Nachfrage auf den internationalen Märkten verursacht wurde. Die Preissenkung erfolgte schneller als die im EEG festgelegten Vergütungsabsenkungen, sodass Anlagen zur Erzeugung von Strom aus

solarer Strahlungsenergie überfördert wurden. Aufgrund dessen wurden die Vergütungssätze an die zukünftige Preis- und Kostenentwicklung angepasst (BT-Drs. 17/8877, S. 12). Die Vergütungsregelungen für Freiflächenanlagen nach § 32 EEG 2012 a. F. und für Strom aus Anlagen in, an oder auf Gebäuden nach § 33 EEG 2012 a. F. wurden fortan in § 32 EEG 2012 zusammengeführt. Die Vergütung für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie wurde nur noch bis einschließlich einer Leistung von 10 MW gewährt (§ 32 Abs. 1 EEG 2012; § 32 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2012). Demnach erhielten Anlage mit einer Leistung über 10 MW keine Vergütung mehr für den über 10 MW hinausgehenden Leistungsanteil (SCHOMERUS 2013, § 32 Rn. 5). Die Einführung dieser Begrenzung diente insbesondere der Eingrenzung des Flächenverbrauchs durch Solarenergie, um somit mögliche nachteilige Auswirkungen auf die Natur und das Landschaftsbild abzumildern (BT-Drs. 17/8877, S. 19). § 32 Abs. 3 EEG 2012 schränkte die Vergütung von Strom aus Anlagen, die in, an oder auf einem Gebäude, das kein Wohngebäude ist, angebracht ist, ein. Hierdurch wurde den vermehrt aufgetretenen Fällen, dass Nichtwohngebäude insbesondere im Außenbereich zu dem Zweck errichtet wurden, die höhere Dachanlagenvergütung zu erhalten, entgegengewirkt (BT-Drs. 17/8877, S. 19). Die bisher geltenden Vergütungsstrukturen beinhalteten eine hohe Vergütungsabsenkung zum 1.1.2012. Aufgrund dessen wurden viele Anlagen rechtzeitig vor dem 1.1.2012 in Betrieb genommen, um von dieser Regelung nicht erfasst zu werden. Diese erheblichen Vorziehungseffekte führten zu einem sehr hohen Jahreszubau im Monat Dezember 2011. Hieran zeigte sich, dass die bisherigen halbjährigen Vergütungsabsenkungen nicht zu einer nachhaltigen Marktentwicklung führten und der Zubauzielkorridor erneut deutlich überschritten wurde (BT-Drs. 17/8877, S. 12). Aufgrund dessen wurde eine monatliche Absenkung der Vergütungssätze vorgeschlagen, wodurch die Vergütungssätze zeitlich enger an die Preisentwicklung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gekoppelt und die Absenkung verstetigt wurde (BT-Drs. 17/8877, S. 18). Hierbei war neu, dass die Vergütung bei einer starken Unterschreitung des Zubaukorridors steigt (EKARDT UND HENNIG 2013, § 20b Rn. 3). Aufgrund der Komplexität der Vergütungsberechnung für Strom aus solarer Strahlungsenergie veröffentlicht die Bundesnetzagentur im Bundesanzeiger zu festgelegten Zeitpunkten die Vergütungssätze, die sich jeweils aus den Degressionsvorschriften für die folgenden drei Kalendermonate ergeben (§ 20b Abs. 10 EEG 2012). In § 20b Abs. 9a EEG 2012 wurde festgelegt, dass die Vergütung auf null sinkt, wenn die veröffentlichte Summe der installierten Leistung aller geförderten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie in Deutschland erstmals den Wert von 52.000 MW erreicht. Um die solare Strahlungsenergie stärker an den freien Markt heranzuführen, die Eigenverantwortung der Anlagenbetreiber zu erhöhen und die Marktintegration der solaren Strahlungsenergie weiter voranzutreiben, wurde durch die Neuregelung des § 33 EEG 2012 ein Marktintegrationsmodell für Anlagen zur Erzeugung von

Strom aus solarer Strahlungsenergie eingeführt (BT-Drs. 17/8877, S. 20). Das Marktintegrationsmodell gilt für Gebäude- und Lärmschutzwandanlagen mit einer installierten Leistung ab 10 kW bis einschließlich 1 MW, die ab dem 1.4.2012 in Betrieb genommen wurden (SCHOMERUS 2013, § 33 Rn. 1). Hierdurch sollte ein Anreiz geschaffen werden, den aus solarer Strahlungsenergie erzeugten Strom unmittelbar oder in unmittelbarer räumlicher Nähe der Anlage zu verbrauchen (BT-Drs. 17/8877, S. 20). Jedoch sollte die Eigennutzung des erzeugten Stroms nicht wie zuvor dadurch angeregt werden, dass der Netzbetreiber eine verringerte Vergütung für den nicht in das Netz eingespeisten Strom zahlt, sondern dadurch, dass die durch das EEG förderfähige Strommenge auf 90% der insgesamt in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge begrenzt wird (SCHOMERUS 2013, § 33 Rn. 1). Grund hierfür ist, dass die Absenkung der Vergütungssätze dazu führte, dass die EEG-Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie bei kleinen Anlagen mittlerweile unter dem durchschnittlichen Haushaltsstrompreis liegt. Somit wird die sogenannte Netzparität (grid parity) für den Bereich der Privathaushalte und des Kleingewerbes bereits unterschritten, sodass die Nutzung des Stroms für eigene Zwecke auch ohne finanzielle Anreize attraktiv ist (BT-Drs. 17/8877, S. 21). Infolgedessen wurde ein ungeförderter Mindesteigenvermarktungsanteil in Höhe von 10% festgelegt (§ 33 Abs. 1 EEG 2012). Dieser kann beispielsweise durch den Anlagenbetreiber selbst genutzt werden, wodurch die Stromnetze entlastet werden (SCHOMERUS 2013, § 33 Rn. 2). Die nicht vergütungsfähige Strommenge kann auch am Markt verkauft oder dem Netzbetreiber zur Vermarktung an der Börse angeboten werden. Da der durchschnittlich erzielbare Börsen- und Marktpreis häufig unter der EEG-Vergütung liegt, führt die ungeförderter Vermarktung im Vergleich zur EEG-Vergütung derzeit noch zu finanziellen Einbußen. Dies schafft Anreize, neue Strategien zur Direktvermarktung zu entwickeln und die Anlagen an solchen Standorten zu entrichten, wo der Strom gebraucht und wettbewerbsfähig vermarktet werden kann, um möglichst hohe Marktpreise zu realisieren. Zudem führt der ungeförderter Mindesteigenvermarktungsanteil zu einer Entlastung der EEG-Differenzkosten und somit auch der EEG-Umlage (BT-Drs. 17/8877, S. 20, 21). Um einen problemlosen Einstieg in das Marktintegrationsmodell zu ermöglichen und insbesondere den Netzbetreibern genügend Zeit zur Umstellung des Abrechnungssystems zu gewähren (BT-Drs. 17/8877, S. 20), findet dieses für Anlagen, die nach dem 31.3.2012 und vor dem 1.1.2014 in Betrieb genommen wurden, erst ab dem 1.1.2014 Anwendung (§ 66 Abs. 19 EEG 2012).

Die Bundesregierung erwartet, dass die installierte Leistung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie im Jahr 2020 in Deutschland 51.753 MW beträgt (BUNDESREGIERUNG 2010, S. 117). Die installierte Leistung der in Deutschland errichteten Solaranlagen stieg in den letzten Jahren stark. In den Jahre 2009 bis 2012 lag der durch-

schnittliche Zuwachs bei 6.728 MW pro Jahr. Der Höhepunkt wurde im Jahr 2012 mit einem Anstieg der installierten Leistung innerhalb eines Jahres von 7.604 MW erreicht. Diese Spitzenwerte wurden in den Folgejahren, in welchen die zugebaute installierte Leistung 3.304 MW (2013) und 1.899 MW (2014) betrug, nicht mehr erzielt (BMW UND AGEE-STAT 2015, Tab. 4). Das BUNDESREGIERUNG (2010, S. 116) erwartet im Jahr 2014 eine installierte Leistung von 30.781 MW und eine Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie von 23.218 GWh. Beide Zielwerte wurden mit einer installierten Leistung im Jahr 2014 von 38.236 MW und einer Bruttostromerzeugung aus Photovoltaikanlagen von 36.056 GWh übertroffen (BMW UND AGEE-STAT 2015, Tab. 3, 4).

Im Jahr 2013 war rund 43% der in Deutschland insgesamt installierten Leistung von Photovoltaikanlagen in Bayern und Baden-Württemberg errichtet. Dies ist auf die höhere Sonnenintensität in Süddeutschland und die hieraus resultierende höhere Effizienz der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zurückzuführen (BDEW 2015, S. 25 f., 29).

2.4.3.4 Direktvermarktung im Sinne der §§ 33a bis 33f EEG

Um die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien durch eine Verstärkung der bedarfsorientierten Stromeinspeisung weiter voranzutreiben, wurde die Einführung der optionalen Direktvermarktung unter Inanspruchnahme einer gleitenden Marktprämie empfohlen (BMU 2011, S. 12). Hierdurch soll ein finanzieller Anreiz für die Anlagenbetreiber geschaffen werden, den Strom aus erneuerbaren Energien durch Ausnutzung der Preissignale des Marktes bedarfsgerecht zu erzeugen (LEHNERT 2012, S. 4). Um dieses Ziel zu erreichen, wurde durch die EEG-Novelle 2012 ein neuer Teil 3a, der die §§ 33a bis 33i EEG 2012 umfasst, geschaffen, welcher die Durchführung und Förderung der Direktvermarktung fortan regelt (EKARDT UND HENNIG 2013, § 33a Rn. 3). Ferner wurde das im Energiekonzept festgelegte Ziel, die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien zu stärken (BMW UND BMU 2010, S. 8 f.), in den Zielkanon des EEG durch Erweiterung des § 1 Abs. 2 EEG 2012 verankert. Somit besteht neben dem klassischen Vergütungssystem der festen Einspeisevergütung ein optionales Prämienmodell zur Förderung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien (EKARDT UND HENNIG 2013, § 33a Rn. 3).

Grundgedanke des Marktprämienmodells ist es, die Differenz zwischen der technologiespezifischen EEG-Einspeisevergütung und dem Marktpreis abzudecken (SENSFUß UND RAGWITZ 2011, S. 13; BMU 2011, S. 13). Die Regeln zur Direktvermarktung gelten für Anlagen, die nach dem 31.12.2011 in Betrieb genommen wurden, wie auch für Bestandsanlagen (BT-Drs. 17/6071, S. 94).

Teil 3a des EEG 2012 gliedert sich in zwei Abschnitte. Der Abschnitt 1 (§§ 33a-33f EEG 2012) enthält allgemeine Vorschriften, die grundsätzlich für alle Formen der Direktvermarktung gelten, wobei sich hier einzelne Regelungen nur auf bestimmte Formen der Direktvermarktung beziehen. § 33a EEG 2012 enthält die Legaldefinition der Direktvermarktung. Nach § 33a Abs. 1 EEG 2012 können Anlagenbetreiber den Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, nach Maßgabe der §§ 33g und 33f EEG 2012 an Dritte veräußern. Unter dem Begriff der Direktvermarktung wird mithin der Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energien durch den Anlagenbetreiber oder Händler an der Strombörse oder am außerbörslichen OTC-Markt verstanden (BT-Drs. 16/9477, S. 24). § 33b EEG 2012 bestimmt die verschiedenen Formen der Direktvermarktung: Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 33g EEG 2012, Direktvermarktung zur Wahrnehmung des Grünstromprivilegs im Sinne des § 39 EEG 2012 und die sonstige, nicht gesetzlich geförderte Direktvermarktung. Die Form der Direktvermarktung kann vom Anlagenbetreiber frei gewählt werden (LEHNERT 2012, S. 5). Weiter kann der Anlagenbetreiber zwischen der EEG-Vergütung und der Direktvermarktung wechseln, vorausgesetzt, er zeigt dies stets dem Netzbetreiber an (§ 33d EEG 2012). § 33c EEG 2012 enthält allgemeine, durch den Anlagenbetreiber bei der Direktvermarktung einzuhaltende Pflichten. Die §§ 33g und 33h EEG 2012 statuieren die Regelungen zur Marktprämie als dem wesentlichen Instrument zur Förderung der Direktvermarktung (LEHNERT 2012, S. 5).

Für die Anlagenbetreiber besteht grundsätzlich ein Wahlrecht, ob sie ihren Strom direkt vermarkten oder den Strom an den Netzbetreiber liefern und die Einspeisevergütung gemäß § 16 EEG 2012 beanspruchen (LEHNERT 2012, S. 5). Eine Ausnahme hiervon gilt für Biogasanlagen mit einer Leistung von mehr als 750 kW, die nach dem 31.12.2013 in Betrieb genommen werden. Für Strom aus diesen Anlagen besteht nach §§ 27 Abs. 3, 27a Abs. 2 und 27c Abs. 3 EEG 2012 kein Anspruch mehr auf die feste Einspeisevergütung.

Die Marktprämie hat zwei Funktionen: Zum einen gleicht sie die Differenz zwischen dem Marktpreis und der erzielbaren EEG-Vergütung aus. Dies erfolgt durch eine sogenannte „gleitende Prämie“, welche unmittelbar in der Formel zur Berechnung der Marktprämie enthalten ist. Zum anderen gleicht sie die zusätzlichen Kosten, die durch die Direktvermarktung entstehen, wie Kosten für die Börsenzulassung, Handelsanbindung, Transaktionen, Ist-Wertermittlung und Abrechnung, aus. Diese zweite Funktion erfüllt die Managementprämie (LEHNERT 2012, S. 10).

Die Marktprämie ist in § 33g EEG geregelt. Abs. 1 enthält die Anspruchsgrundlage zur Erlangung der Marktprämie (EKARDT UND HENNIG 2013, § 33g Rn. 7). Abs. 2 beinhaltet die

Regelungen zur Berechnung der Marktprämie und verweist auf die Anlage 4 zum EEG 2012, welche die Einzelheiten hierzu enthält. Gemäß Nr. 1 der Anlage 4 zum EEG 2012 ergibt sich die Höhe der Marktprämie (MP) in Cent/kWh aus der Differenz zwischen dem anzulegenden Wert (EV) in Cent/kWh, der Eventualvergütung (SALJE 2012, § 33g Rn. 15), und dem energieträgerspezifischen Referenzmarktwert (RW) in Cent/kWh.

$$MP = EV - RW \quad (1)$$

Der anzulegende Wert entspricht gemäß § 33h EEG 2012 der Höhe der Vergütung nach § 16 EEG, die für den direkt vermarkteten Strom bei der konkreten Anlage im Fall einer Vergütung nach den §§ 23 bis 33 EEG 2012, auch unter Berücksichtigung der §§ 17 bis 21 EEG 2012, tatsächlich in Anspruch genommen werden könnte.

Der energieträgerspezifische Referenzmarktwert (RW) ergibt sich gemäß Nr. 2 der Anlage 4 zum EEG 2012 grundsätzlich aus der Differenz zwischen dem tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwertes (MW) und der energieträgerspezifisch festgelegten, fixen Managementprämie (P_M).

$$RW = MW - P_M \quad (2)$$

Werden diese beiden Formeln zusammengeführt, ergibt sich die Marktprämie aus dem anzulegenden Wert abzüglich des Monatsmittelwertes des Marktwertes zuzüglich der Managementprämie:

$$MP = EV - (MW - P_M) \quad (3)$$

$$MP = EV - MW + P_M \quad (4)$$

Die Einspeisevergütung stellt die erste Säule des Vergütungssystems des EEG dar (Abb. 2-11). Die zweite Säule zeigt das Marktprämienmodell, welches bei der geförderten Direktvermarktung des Stroms aus erneuerbaren Energien Anwendung findet. Die Höhe der Marktprämie wird durch den anzulegenden Wert, den Marktwert und die fixe Managementprämie beeinflusst. Je höher der energieträgerspezifische Marktwert ist, desto geringer ist die Marktprämie und umgekehrt (Abb. 2-11). Bei der Berechnung der Marktprämie bleibt der zwischen dem Anlagenbetreiber und einem Dritten individuell vereinbarte Preis für den direktvermarkteten Strom unberücksichtigt, da die energieträgerspezifischen Marktwerte monatlich bundesweit einheitlich bestimmt und veröffentlicht werden. Mithin kann der Anlagenbetreiber durch das Marktprämienmodell eine höhere Einnahme als durch die feste Einspeisevergütung erzielen, wenn der für den direktvermarkteten Strom vereinbarte Preis über dem einheitlich bestimmten, energieträgerspezifischen Marktwert liegt (LEHNERT 2012, S. 11).

Andererseits führt das Marktprämienmodell zu geringeren Einnahmen, wenn der vereinbarte Preis für den direktvermarkteten Strom unter dem einheitlich bestimmten Marktwert liegt.

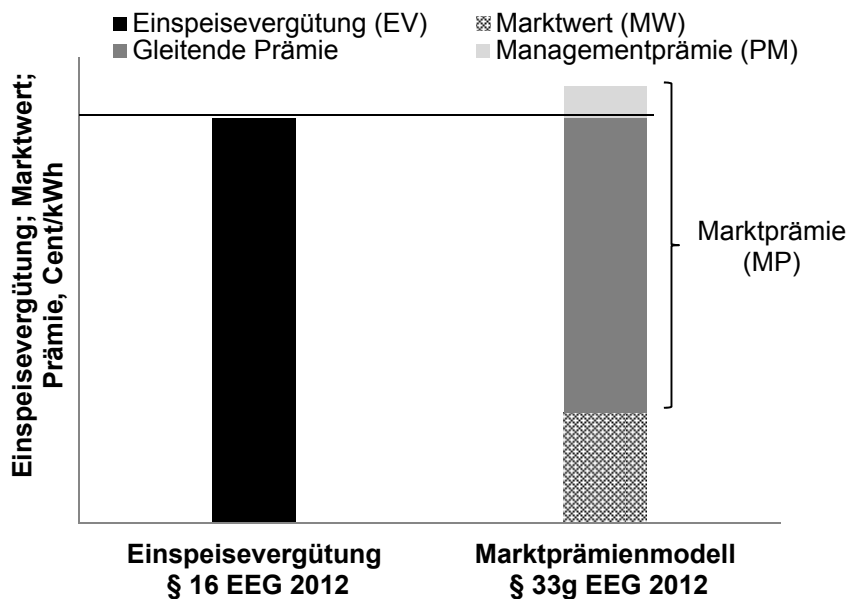


Abb. 2-11. Vergütungssysteme zur Förderung des Stroms aus erneuerbaren Energien im Sinne des EEG 2012.

[Quelle: In Anlehnung an WUSTLICH UND MÜLLER 2011, S. 390]

Der Marktwert wird energieträgerspezifisch ermittelt. Die steuerbaren erneuerbaren Energieträger, Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Biomasse und Geothermie, werden zur Ermittlung des Marktwertes in einer Gruppe zusammengefasst (Nr. 2.1 der Anlage 4 zum EEG 2012). Für Windenergie Onshore inklusive Repowering, Windenergie Offshore und solare Strahlungsenergie werden jeweils energieträgerspezifische monatliche Marktwerte ermittelt (Nr. 2 der Anlage 4 zum EEG 2012).

Der Marktwert MW_{EPEX} ist nach Nr. 2.1.1 der Anlage 4 zum EEG 2012 der tatsächliche Monatsmittelwert der Strompreise der einzelnen Stundenkontrakte (p_i) am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris für die Preiszone Deutschland/Österreich (Phelix) in Cent/kWh.

$$MW_{EPEX} = \frac{\sum_{i=1}^n p_i}{n} \quad (5)$$

i : 1, ..., n

n : $m \cdot 24$

m : Anzahl der Tage im Monat

Nachfolgend wird die Ermittlung des Marktwertes für fluktuierende erneuerbare Energieträger am Beispiel der Windenergie Onshore dargestellt. Der $MW_{Wind\ Onshore}$ ist der tatsächliche Monatsmittelwert des Marktwertes von Strom im Sinne der §§ 29, 30 EEG 2012 am Spot-

markt der Strombörse EPEX Spot SE (Nr. 2.2.2 der Anlage 4 zum EEG 2012). Dieser ergibt sich, indem der Strompreis der Stundenkontrakte (p_i) mit der Menge des in dieser Stunde tatsächlich erzeugten Stroms aus Windenergie Onshore (q_i) multipliziert wird und die Ergebnisse aller Stunden des Kalendermonats summiert werden (Nr. 2.2.2.1 und 2.2.2.2 der Anlage 4 zum EEG 2012). Diese Summe wird durch die Strommenge, die insgesamt in dem Kalendermonat durch die Windenergieanlagen Onshore erzeugt wurde, dividiert (Nr. 2.2.2.3 der Anlage 4 zum EEG 2012).

$$MW_{\text{Wind Onshore}} = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \cdot q_i}{\sum_{i=1}^n q_i} \quad (6)$$

i : 1, ..., n

n : $m \cdot 24$

m : Anzahl der Tage im Monat

Aufgrund der Ermittlung des Marktwertes der fluktuierenden erneuerbaren Energieträger anhand des gewichteten Mittelwertes (6) geht der Spotmarktpreis bei hoher bundesweiter Stromeinspeisung des jeweiligen fluktuierenden erneuerbaren Energieträgers stärker in die Berechnung des Marktwertes ein als der Spotmarktpreis bei geringer Einspeisung des Energieträgers (LEHNERT 2012, S. 11).

Die Berechnung des Marktwertes für Strom aus Windenergie Offshore ($MW_{\text{Wind Offshore}}$) und aus solarer Strahlungsenergie (MW_{Solar}) erfolgt nach dem gleichen Berechnungsschema (Nr. 2.3. und 2.4. der Anlage 4 zum EEG 2012). Für Strom aus Offshore-Anlagen, der vor dem 1.1.2013 erzeugt wird, erfolgt keine eigene Ermittlung des Marktwertes (Nr. 2.3.1 der Anlage 4 zum EEG 2012).

Nach Nr. 3.1 der Anlage 4 zum EEG 2012 sind die ÜNB verpflichtet, eine Online-Hochrechnung der Menge des tatsächlich erzeugten Stroms aus Windenergie und aus solarer Strahlungsenergie auf einer gemeinsamen Internetseite zu veröffentlichen, die sie auf Grundlage einer repräsentativen Anzahl von gemessenen Referenzanlagen erstellen. Ferner müssen die ÜNB den tatsächlich erzeugten Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie, den tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der EPEX Spot SE sowie die Marktwerte der einzelnen erneuerbaren Energieträger auf einer gemeinsamen Internetseite veröffentlichen (Nr. 3.2 der Anlage 4 zum EEG 2012).

Da für die Berechnung der Marktwerte die Strompreise am Spotmarkt eines gesamten Kalendermonats sowie die im jeweiligen Kalendermonat eingespeiste Strommenge der fluktuierenden erneuerbaren Energieträger bekannt sein müssen, kann der Marktwert und somit

auch die Marktprämie erst im Folgemonat ex post bestimmt werden (SENSFUß UND RAGWITZ 2011, S. 8). Die ÜNB veröffentlichen somit die einzelnen Marktwerte jeweils zum 10. Werktag des Folgemonats auf einer gemeinsamen Internetseite (Nr. 3.2 Anlage 4 zum EEG 2012).

Auch die Höhe der Managementprämie unterscheidet sich in Abhängigkeit des erneuerbaren Energieträgers und ist degressiv ausgestaltet, da davon ausgegangen wird, dass sich die Kosten, die im Zusammenhang mit der Direktvermarktung entstehen, durch Lerneffekte und Kostensenkungsspielräume verringern (BT-Drs. 17/10571, S. 9). Da die Bestimmung der Managementprämie energieträgerspezifisch einheitlich festgelegt ist, stellt sie eine feste Komponente der Marktprämie dar (EKARDT UND HENNIG 2013, § 33g Rn. 20). Nach § 64f Nr. 3 EEG 2012 kann die Bundesregierung durch eine Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates die Höhe der Managementprämie abweichend von den Bestimmungen in Nr. 2 der Anlage 4 zum EEG 2012 regeln. Kurze Zeit nach dem Inkrafttreten des EEG 2012 wurde die Managementprämienverordnung (MaPrV) erlassen, welche die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solare Strahlungsenergie neu regelt. Hiernach sinkt die Managementprämie für fluktuierende erneuerbare Energieträger ab dem Jahr 2013 (§ 2 MaPrV). Die Absenkung dieser Prämie wurde damit begründet, dass die Managementprämie für diese erneuerbaren Energieträger deutlich über den wirtschaftlich abzudeckenden Kosten liegt, wodurch eine Überförderung dieser stattfindet (BT-Drs. 17/10571, S. 1). Neuere wissenschaftliche Erkenntnisse zeigten, dass die Kosten der ÜNB für den Profilservice und den Ausgleich von Prognoseabweichungen deutlich schneller als erwartet sanken. Weiter nimmt der Anteil des direktvermarkteten Stroms stärker als angenommen zu, sodass davon auszugehen ist, dass die durch die Lerneffekte realisierte Kostensenkung früher eintritt (BT-Drs. 17/10571, S. 9). Um eine bessere Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien in den Markt zu erreichen, soll die Managementprämienverordnung zusätzlich einen Anreiz zur Einrichtung einer Fernsteuerungstechnologie schaffen, indem fernsteuerbare Wind- und Solarenergieanlagen eine höhere Managementprämie erhalten (BT-Drs. 17/10571, S. 1).

Durch die Einführung des Marktprämienmodells im Jahr 2012 stieg der Anteil der direktvermarkteten EEG-Strommenge von 11,3% im Jahr 2011 auf 62,9% im Jahr 2014 (ÜNB 2012, 2015a). Insbesondere die direktvermarktete EEG-Strommenge, die durch Windenergie Onshore erzeugt wurde, nahm ab 2012 stark zu (Abb. 2-12).

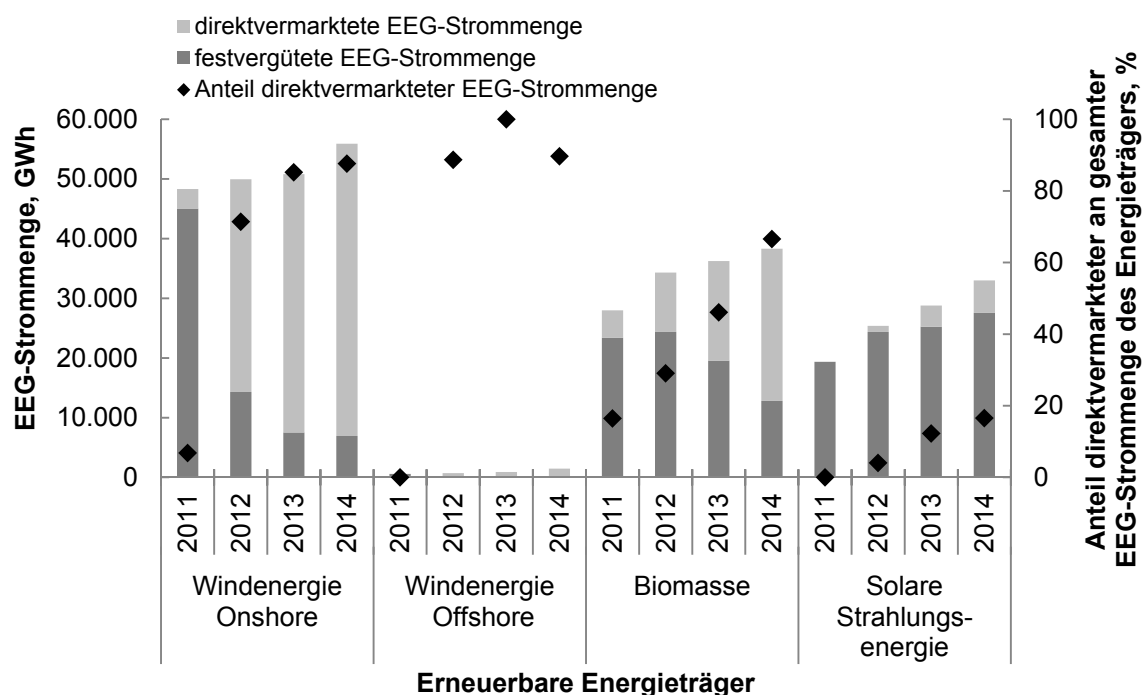


Abb. 2-12. Festvergütete und direktvermarktete EEG-Strommenge und Anteil der direktvermarkteten Strommenge an der gesamten EEG-Strommenge ausgewählter erneuerbarer Energieträger der Jahre 2011 bis 2014 in Deutschland.

[Quelle: ÜNB 2012, 2013, 2014a, 2015a, 2015a]

Ergänzend zur Marktprämie können Anlagenbetreiber von Biogasanlagen vom Netzbetreiber für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung eine Flexibilitätsprämie verlangen (§ 33i EEG 2012). Durch die Einführung der Flexibilitätsprämie soll die Markt- und Systemintegration von Strom aus erneuerbaren Energien gestärkt und ein Anreiz für eine bedarfsgerechte Erzeugung und Einspeisung von Strom aus Biogas gesetzt werden (EKARDT UND HENNIG 2013, § 33i Rn. 1). Da diese Prämie nur in Anspruch genommen werden kann, wenn der gesamte Strom der Anlage nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 direkt vermarktet wird, stellt diese keine eigene Form der Direktvermarktung dar (BT-Drs. 17/6071, S. 78). Bislang ist das Potential der bedarfsorientierten Einspeisung von Biogasanlagen nicht ausgeschöpft, da höhere Einnahmen bei einem kontinuierlichen Betrieb zu erzielen sind (WUSTLICH UND MÜLLER 2011, S. 394). Auch die Ausnutzung höherer Börsenpreise zu Peak-Zeiten im Rahmen der geförderten Direktvermarktung können derzeit die Mehrinvestitionen für eine zusätzlich bereitgestellte Leistung und Speicher, die für eine bedarfsorientierte, flexible Einspeisung notwendig sind, nicht decken (BMU 2011, S. 20). Aufgrund dessen wurde mit dem EEG 2012 die Flexibilitätsprämie, welche grundsätzlich für eine zusätzlich bereitgestellte Leistung gewährt wird, eingeführt (LEHNERT 2012, S. 16).

Anzumerken ist, dass die Förderung der Speicherung von Strom nicht im Rahmen des EEG erfolgt. Diese beschränkt sich auf Instrumente außerhalb des EEG, insbesondere im Bereich der Forschung und Entwicklung (LEHNERT 2012, S. 4).

2.5 Wechselwirkungen zwischen Emissionshandel und Förderung der erneuerbaren Energien

Der europäische Emissionshandel wurde mit dem Ziel eingeführt, eine kosteneffiziente Verringerung von Treibhausgasen zu erreichen, um gefährliche Klimaänderungen zu vermeiden (Art. 1 RL 2003/87/EG). Auch das EEG wurde im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eingeführt (§ 1 Abs. 1 EEG 2012). Somit sollen beide Instrumente einen Beitrag zum Schutz des Klimas leisten. Aufgrund dessen stellt sich die Frage, ob die Koexistenz der beiden Instrumente ihre Wirksamkeit einschränkt. Kritiker des Nebeneinanders der Instrumente argumentieren, dass die Emissionsreduzierung durch erneuerbare Energien nur zu einer Verlagerung der Emissionen in andere Europäische Mitgliedstaaten führt (SINN 2009, S. 177). Zwar verdrängt die geförderte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Erzeugung von Strom aus fossilen Energieträgern, jedoch gibt der europäische Emissionshandel eine feste CO₂-Obergrenze für emissionshandelspflichtige Tätigkeiten vor, sodass die Förderung der erneuerbaren Energien nicht zu einer CO₂-Reduktion führt. Denn durch die Verdrängung der Stromerzeugung aus Kraftwerken, die fossile Brennstoffe einsetzen, sinkt die Nachfrage nach Emissionszertifikaten und somit deren Preis. Aufgrund der Handelbarkeit der Emissionszertifikate können andere emissionshandelspflichtige Emittenten, Industrieunternehmen oder Energieunternehmen im europäischen Ausland, die Zertifikate zur Erfüllung ihrer Abgabepflicht einsetzen (SINN 2009, S. 177 f.; FRONDEL ET AL. 2010, S. 4053). Nach HÄDER (2010, S. 14 f.) leistet die Förderung der erneuerbaren Energien nur dann einen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele, wenn die durch die tatsächliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vermiedene CO₂-Menge aus dem Emissionsbudget des europäischen Emissionshandels herausgerechnet wird. Seines Erachtens ergeben sich durch diese Vorgehensweise zwei Probleme: Erstens ist die Berechnung der CO₂-Vermeidung durch erneuerbare Energien nicht einfach, da die vermiedene CO₂-Menge von den CO₂-Emissionen der verdrängten Stromerzeugung abhängig ist. Ferner setzt diese Vorgehensweise eine Neuordnung der bisherigen Regelungen des Emissionshandels voraus, da der Staat zur Anpassung der Menge der Emissionszertifikate regelmäßig in den Markt eingreifen muss, wodurch die Planungssicherheit der Emittenten und die Prognostizierbarkeit der CO₂-Preise beeinträchtigt werden. Da das Emissionsbudget nach Auffassung von HÄDER (2010, S. 15) derzeit nicht unter Berücksichtigung der durch die tatsächliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vermiedene CO₂-Menge festgelegt wird, vertritt er die Auffassung, dass das EEG als Klimaschutzinstrument mit der Einführung eines funktionierenden Emissionshandels überflüssig ist.

Auch Befürworter der Koexistenz von europäischem Emissionshandel und EEG sehen die Notwendigkeit der Abstimmung der Instrumente. KEMFERT UND DIEKMANN (2009, S. 171-173)

stellen aber das Nebeneinander von Emissionshandel und EEG grundsätzlich, auch bei einer unzureichenden Antizipation der CO₂-Vermeidung durch erneuerbare Energien bei der Festlegung der CO₂-Obergrenze, nicht in Frage, da das EEG als Förderinstrument zum Ausbau der erneuerbaren Energien benötigt wird. Ferner trägt der Emissionshandel zur Senkung der EEG-Umlage bei und beeinflusst die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien bei auslaufender Förderung (KEMFERT UND DIEKMANN 2009, S. 173).

Auch FISCHEDICK UND SAMADI (2010, S. 123) sprechen sich für die Förderung der erneuerbaren Energien neben dem Emissionshandel aus. Ihres Erachtens greift eine Bewertung des EEG ausschließlich hinsichtlich seines Klimaschutzeffektes zu kurz, da das EEG weitere Ziele, wie die Markteinführung der erneuerbaren Energien, verfolgt. Denn durch die Markteinführung entstehen aufgrund des sich am Markt ergebenden Wettbewerbsdrucks technologische Verbesserungen und somit Lernkurveneffekte, durch welche Kostensenkungspotenziale realisiert werden können (FISCHEDICK UND SAMADI 2010, S. 126 f.). Hierdurch können die erneuerbaren Energien langfristig einen maßgeblichen Beitrag zur kostengünstigen Erreichung der Klimaschutzziele leisten (GAWEL UND LEHMANN 2011, S. 27).

Die Koexistenz des europäischen Emissionshandels und der Förderung der erneuerbaren Energien wird insbesondere durch theoretische volkswirtschaftliche Analysen (LEHMANN UND GAWEL 2013) und die Verwendung von Modellen unter Berücksichtigung empirischer Daten (MÖST UND FICHTNER 2010; WEIGT ET AL. 2013; KOCH ET AL. 2014) untersucht. Aufgrund dessen ist es Ziel der Arbeit, anhand einer Methode aus der empirischen Sozialforschung zu untersuchen, welche Erfahrungen vom Emissionshandel betroffene Energieversorgungsunternehmen mit dem europäischen Emissionshandel und der Investition in erneuerbare Energien sammeln. Die Untersuchung soll aufzeigen, ob deutsche emissionshandelspflichtige Energieversorgungsunternehmen durch den europäischen Emissionshandel motiviert werden, in erneuerbare Energien zu investieren und welche Herausforderungen für sie bezüglich des Emissionshandels und der Investition in erneuerbare Energien bestehen. Ferner soll erklärt werden, wie sich die Wechselwirkungen zwischen dem europäischen Emissionshandel und der Förderung der erneuerbaren Energien auf Investitionsentscheidungen auswirken. Um die Forschungsfragen zu beantworten, wurden Experteninterviews durchgeführt. Kapitel 3 beinhaltet das methodische Vorgehen sowie die Ergebnisse der Experteninterviews und schließt mit einem Zwischenfazit, das weitere Fragen aufzeigt, die sich aus der Auswertung der Experteninterviews ableiten. Diese werden mittels Modellrechnungen – basierend auf Methoden der Kostenrechnung und der Methode der durchschnittlichen Stromgestehungskosten (levelized cost of electricity - LCOE) – analysiert, deren Ergebnisse im Anschluss an die Vorstellung des methodischen Vorgehens in Kapitel 4 präsentiert werden.

3 Experteninterviews

Zu Beginn jeder Datenerhebung ist die Frage zu stellen, welche Erhebungsmethode zur Erreichung des Ziels der Arbeit geeignet ist. Ein wesentliches Ziel dieser Arbeit besteht in der Beantwortung der Frage, ob emissionshandelspflichtige Energieversorgungsunternehmen durch den europäischen Emissionshandel motiviert werden, in erneuerbare Energien zu investieren. Da zur Beantwortung dieser Frage Einblicke in die unternehmensinternen Prozesse der Emittenten bezüglich des Treffens von Investitionsentscheidungen nötig sind, wurde eine Unternehmensbefragung durchgeführt.

3.1 Untersuchungsdesign der Experteninterviews

3.1.1 Methodologische Einordnung des Experteninterviews

Die empirische Sozialforschung unterscheidet zwischen der quantitativen und der qualitativen Forschungsstrategie. Die *quantitative* Forschungsstrategie sucht nach *Kausalzusammenhängen*. Hierbei werden Daten standardisiert erhoben und diese statistischen Tests unterzogen, um signifikante Zusammenhänge zwischen sozialen Phänomenen und dem Bereich, in welchem diese Zusammenhänge auftreten, zu identifizieren. Jedoch muss der Untersuchende hierbei selbst einschätzen, ob der Zusammenhang kausal ist, da die quantitative Strategie weder aufzeigt, welche Faktoren Ursachen und welche Wirkungen sind, noch den Kausalmechanismus darlegt, der zwischen Ursache und Wirkung vermittelt. Die *qualitative* Forschungsstrategie hingegen sucht nach *Kausalmechanismen*, die unter bestimmten Bedingungen bestimmte Effekte hervorbringen und schließt die Identifizierung von Ursachen und Wirkungen ein (mechanismenorientierte Strategie). Hierzu werden ein oder wenige Fälle detailliert analysiert. Somit kann diese Strategie keine genauen Informationen über den Bereich liefern, in welchem der gefundene Kausalmechanismus auftritt (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 26).

Auch in der Betriebswirtschaftslehre kommt die empirische Sozialforschung auf vielfältige Weise zum Einsatz. Hierbei werden Methoden der empirischen Sozialforschung beispielsweise eingesetzt, um Themen wie die Auswirkungen neuer Techniken und Produktionsverfahren oder von Managementstilen und organisatorischen Änderungen auf die Beschäftigten zu untersuchen (DIEKMANN 2012a, S. 21).

Das Experteninterview ist eine Methode, um spezielles Wissen zu erschließen, über welches der „Experte“ verfügt. Hierbei wird unter „Experte“ die spezifische Rolle des Interviewpartners als Quelle von Spezialwissen bezüglich des zu erforschenden Gegenstandes verstanden (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 12). Der Experte verfügt über Wissen, welches er zwar nicht

notwendigerweise alleine besitzt, das aber nicht jedermann zugänglich ist. Dieser Wissensvorsprung soll mit Hilfe von Experteninterviews erschlossen werden (MEUSER UND NAGEL 2009, S. 37). Häufig werden Experteninterviews durchgeführt, um kommunizierbares Handlungs- und Erfahrungswissen aus der Praxis zu erhalten. Hierbei klärt der Experte über Tatbestände auf. Er wird als Ratgeber oder Inhaber von spezifischen Kenntnissen oder Informationen gesehen und verfügt somit über Wissen, das dem Forscher nicht zugänglich ist (BOGNER UND MENZ 2009a, S. 64 f.). Weiter können durch Experteninterviews Situationsdeutungen oder Handlungsmotive erfragt werden (HOPF 2010, S. 350). Demnach ist es Aufgabe des Experteninterviews, dem Forscher Spezialwissen, über das eine in die Situation und in den Prozess involvierte Person verfügt, zugänglich zu machen (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 12). Mit Hilfe von Experteninterviews werden Sachverhalte und Prozesse rekonstruiert, um hierdurch Erklärungen für Kausalmechanismen zu finden. Rekonstruktion bedeutet in diesem Zusammenhang, Informationen zusammenzutragen, die benötigt werden, um den Sachverhalt zu verstehen und zu erklären. Da mit Experteninterviews eine mechanismenorientierte Strategie verfolgt wird, gehört das Experteninterview zu den qualitativen Methoden (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 37).

Unter Befragungsmethoden werden alle Verfahren subsumiert, bei welchen die Forschungsfrage in Fragen an den Gesprächspartner übersetzt wird. Die Antworten auf die Fragen sind die Daten, welche sodann ausgewertet werden. Für mündliche Befragungen hat sich der Begriff „Interview“ durchgesetzt (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 39 f.). Mithin werden Experteninterviews als Befragungsmethode klassifiziert.

Personen, die in emissionshandelspflichtigen Unternehmen tätig sind und aufgrund ihrer beruflichen Tätigkeit mit den Herausforderungen, die für das Unternehmen aus dem europäischen Emissionshandel resultieren, konfrontiert werden, verfügen über Spezialwissen. Ziel der Experteninterviews war es, Zugang zu diesem Wissen zu erhalten und Kenntnisse darüber zu erlangen, wie sich der europäische Emissionshandel auf die betriebswirtschaftlichen Entscheidungen des emissionshandelspflichtigen Unternehmens auswirkt und welche Strategien durchgeführt werden, um die aus dem europäischen Emissionshandel resultierenden Pflichten zu erfüllen. Auf der anderen Seite war von Interesse, welche Determinanten ausschlaggebend sind, dass emissionshandelspflichtige Unternehmen in erneuerbare Energien investieren, um herauszufinden, ob der europäische Emissionshandel die Investition in erneuerbare Energien beeinflusst.

Befragungen können nach dem Grad der Standardisierung und der Form der Kommunikation unterschieden werden (DIEKMANN 2012a, S. 437). Nach dem *Grad der Standardisierung*

können Interviews in standardisierte, halbstandardisierte und nichtstandardisierte Interviews eingeteilt werden. Bei standardisierten Interviews sind die Fragen als auch die Antwortmöglichkeiten für jedes Interview gleich. Der Fragebogen sieht eine feste Reihenfolge der Fragen vor. Bei den Fragen handelt es sich um geschlossene Fragen, sodass der Interviewpartner die Antwort nicht selbst formuliert, sondern eine Antwort aus einer Liste von Antwortmöglichkeiten auswählt. Bei halbstandardisierten Interviews wird dem Interviewpartner der standardisierte Fragebogen vorgelegt, jedoch formuliert er hier die Antworten selbst. Werden im Interview weder Fragen noch Antworten standardisiert, wird von nichtstandardisierten Interviews gesprochen. Die nichtstandardisierten Interviews können in drei Untergruppen eingeteilt werden: Bei Leitfadeninterviews wird mit vorgegebenen Themen und einer Frageliste (Leitfaden) gearbeitet. Der Leitfaden enthält die bei jedem Interview zu beantwortenden Fragen, jedoch sind die Formulierung und die Reihenfolge der Fragen nicht starr vorgegeben. Offene Interviews arbeiten mit vorgegebenen Themen, wobei kein verbindlicher Leitfaden für alle Interviews eingesetzt wird. Narrative Interviews werden mit einer komplexen Frage eingeleitet, durch welche der Interviewpartner zu einer längeren Erzählung motiviert werden soll (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 41 f.).

Leitfadeninterviews eignen sich insbesondere, wenn im Interview mehrere unterschiedliche Themen behandelt werden müssen, welche durch das Ziel der Untersuchung und nicht durch die Antworten des Interviewpartners bestimmt werden und auch einzelne, genau bestimmbare Informationen erhoben werden müssen (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 111). Mit der Verwendung eines Leitfadens wird insbesondere der Zweck verfolgt, dass in allen Interviews die relevanten Themen angesprochen werden und somit eine gewisse Vergleichbarkeit der Antworten der verschiedenen Befragten möglich wird (DIEKMANN 2012a, S. 537). Er schützt vor einem Gewöhnungsprozess und einer impliziten Änderung des Erkenntnisinteresses während der Untersuchung (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 143). Da die Formulierung und die Reihenfolge der Fragen aber nicht starr vorgegeben sind, kann der Interviewer auf die individuelle Interviewsituation reagieren (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 42).

Da das Thema der Untersuchung vorab festgelegt wurde und dieses nicht durch die Antworten des Interviewpartners bestimmt wird, wurden die Interviews der hier vorgestellten Untersuchung als Leitfadeninterviews durchgeführt. Ferner wurde diese Interviewvariante gewählt, da hierdurch die Vergleichbarkeit der Antworten der Interviewpartner einfacher möglich ist.

Je nach *Art der Kommunikation* können Befragungen in persönliche, telefonische oder schriftliche Befragungen unterschieden werden (DIEKMANN 2012a, S. 437). Da „Interviews“ in der Regel mündlich durchgeführt werden, kommt als Art der Kommunikation die persönliche

(auch face-to-face Interview genannt), die telefonische oder die Befragung per Videoanruf in Frage. Der Vorteil des Telefoninterviews liegt in der Kosten- und Zeitersparnis. Gegen die Durchführung von Telefoninterviews spricht, dass hierbei die Gefahr besteht, die Kontrolle über das Gespräch zu verlieren, da die Situation, in der sich der Gesprächspartner befindet, nicht bekannt ist. Der Interviewer kann nicht erkennen und somit nicht verhindern, dass der Gesprächspartner beispielsweise neben dem Interview andere Tätigkeiten ausübt. Auch gehen hierdurch visuelle Informationen, wie Mimik oder Gestik des Interviewpartners, verloren. Darüber hinaus ist es am Telefon schwierig, eine vertrauensvolle Gesprächsatmosphäre herbeizuführen, die für ein ertragreiches Interview nötig ist. Bezüglich der Durchführung von Interviews per Videoanruf liegen wenige Erfahrungen vor. Zwar kann hierdurch, im Gegensatz zu Telefoninterviews, die Körpersprache des Interviewpartners wahrgenommen werden, aber auch hier ist es schwierig, eine vertrauensvolle Gesprächsatmosphäre herzustellen, da eine räumliche Distanz zwischen dem Interviewpartner und dem Interviewer besteht. Für die Durchführung der Interviews per Videoanruf sprechen wiederum die Kosten- und Zeitersparnis gegenüber face-to-face Interviews. Da die Nachteile von per Telefon oder Videoanruf durchgeführten Interviews im Vergleich zu face-to-face Interviews überwiegen, ist das face-to-face Interview den beiden anderen Kommunikationsarten vorzuziehen. Durch den unmittelbaren persönlichen Kontakt zwischen dem Interviewpartner und dem Interviewer kann eine vertrauensvolle Gesprächsatmosphäre geschaffen und das Gespräch durch den Interviewer kontrolliert werden. Somit sind die Voraussetzungen für ein Interview mit hohem Informationsgehalt gegeben (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 153 f.). Aufgrund dessen wurde die Entscheidung getroffen, die Interviews face-to-face durchzuführen.

Der Ablauf der Untersuchung gliedert sich in drei Phasen: Die Vorbereitungsphase, die Phase der Datenerhebung und -aufbereitung sowie die Phase der Datenauswertung (Abb. 3-1). Nach den theoretischen Vorüberlegungen wurde die Untersuchungsstrategie entwickelt. Im Rahmen dessen wurden die Experten für die Leitfadeninterviews ausgewählt und der Leitfaden erstellt. Im Anschluss wurden die leitfadengestützten Experteninterviews face-to-face durchgeführt und das hierdurch gewonnene Material für die Auswertung aufbereitet. Sodann erfolgte die Phase der Datenauswertung.

Die Vorbereitung und Durchführung der Experteninterviews basieren insbesondere auf dem in GLÄSER UND LAUDEL (2010) dargelegten methodischen Vorgehen, da sich dieses Lehrbuch als eines der ersten Werke ausschließlich mit der Methode der Experteninterviews, beginnend bei den methodologischen Grundlagen über die Leitfadenentwicklung bis zur Auswertung und abschließend mit der Präsentation der Ergebnisse von Experteninterviews, befasst (BOGNER UND MENZ 2009b, S. 19).

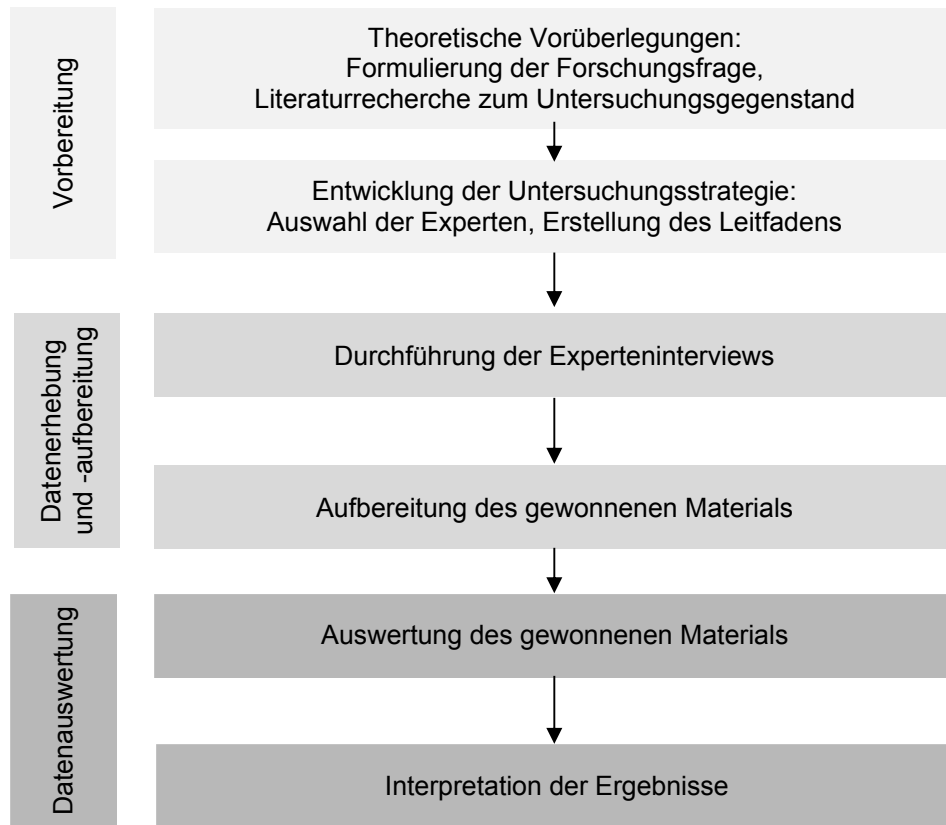


Abb. 3-1. Schema zum Ablauf der Untersuchung.

[Quelle: In Anlehnung an GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 35, 38]

Nachfolgend werden die einzelnen Phasen des Ablaufs der eigenen Untersuchung dargestellt.

3.1.2 Vorbereitung der Experteninterviews

3.1.2.1 Auswahl der Interviewpartner

Qualitative Untersuchungen streben häufig eine Generalisierbarkeit von Ergebnissen an. Diese Generalisierbarkeit kann unter anderem dadurch erreicht werden, dass „die Stichprobe den untersuchten Fall inhaltlich repräsentiert“ (MERKENS 2010, S. 291). Die Stichprobenziehung für qualitative Untersuchungen kann auf zwei unterschiedliche Vorgehensweisen erfolgen: Einerseits können vor Beginn der Untersuchung bestimmte Merkmale festgelegt werden, nach welchen die Stichprobe gebildet wird (Vorab-Festlegung). Andererseits kann die Stichprobe auf Grundlage des jeweils erreichten Erkenntnisstands erweitert und ergänzt werden (theoretisches Sampling). Das theoretische Sampling wird häufig verwendet, wenn erst im Laufe der Untersuchung festgelegt wird, welche Personen, Ereignisse und Aktivitäten in der Untersuchung berücksichtigt werden sollen (MERKENS 2010, S. 291 f.). Die Methode der Vorab-Festlegung wird insbesondere dann gewählt, wenn bereits eine konkrete Fragestellung für die Untersuchung vorliegt, aus welcher sich die Kriterien zur Bildung der Stichprobe ergeben (MAYER 2013, S. 39).

Da bei der hier dargestellten Untersuchung die Fragestellung bekannt ist, können auf Grundlage dieser und theoretischer Vorüberlegungen Kategorien zur Bildung der Stichprobe gebildet werden: Energieversorgungsunternehmen, die Anlagen zur Erzeugung von Strom durch den Einsatz fossiler Brennstoffe betreiben, sind aufgrund dieser Tätigkeit emissionshandelspflichtig. Ferner werden für diese Stromerzeugungsanlagen ab der dritten Handelsperiode grundsätzlich keine Emissionszertifikate mehr kostenlos zugeteilt. Somit wurde davon ausgegangen, dass der Handlungsdruck für die Betreiber solcher Anlagen steigt. Auf der anderen Seite wurde davon ausgegangen, dass diese Unternehmen einen Anreiz haben, in erneuerbare Energien zu investieren, da diese Unternehmen einerseits gegebenenfalls bereits Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen und andererseits die Stromerzeugung eines ihrer Kerngeschäfte darstellt. Aufgrund dessen wurden deutsche emissionshandelspflichtige Energieversorgungsunternehmen, die bereits in erneuerbare Energien investierten oder planen in erneuerbaren Energien zu investieren, als potentielle Interviewpartner ausgewählt.

Um geeignete Unternehmen für die Experteninterviews zu finden, die diese Kriterien erfüllen, wurde der Nationale Allokationsplan (DEHST 2010) der zweiten Handelsperiode ausgewertet und 15 Energieversorgungsunternehmen mit unterschiedlichen CO₂-Emissionsniveaus ausgewählt. Im Anschluss hieran wurde anhand der Geschäftsberichte der ausgewählten Unternehmen geprüft, ob diese bereits in erneuerbare Energien investierten oder planen, in solche Projekte zu investieren. Durch diese Prüfung konnte festgestellt werden, dass 14 der ausgewählten Energieversorgungsunternehmen bereits in erneuerbare Energien investierten und ein Unternehmen laut dem Geschäftsbericht dies plant. Somit erfüllten die 15 ausgewählten Unternehmen die vorab festgelegten Kriterien.

3.1.2.2 Erstellung des Leitfadens

Nach GLÄSER UND LAUDEL (2010, S. 144) sollte auf dem Leitfaden zuerst festgehalten werden, was vor Beginn des Interviews dem Interviewpartner mitzuteilen ist. Dem Prinzip der informierten Einwilligung folgend, ist der Befragte über das Ziel der Untersuchung, die Rolle, die das Interview für die Erreichung des Ziels spielt und den Schutz seiner persönlichen Daten und Sicherung der Anonymität in der Untersuchung zu informieren. Für das Interview sollte eine Dauer von einer bis zwei Stunden einkalkuliert werden (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 144, 162 f.). GLÄSER UND LAUDEL (2010, S. 144) plädieren dafür, die Fragen auszuformulieren, da sodann alle Interviewpartner die Fragen annähernd in gleicher Form hören, was als Vorteil für die Vergleichbarkeit angesehen werden kann. Zuerst sollte dem Interviewpartner eine „Aufwärmfrage“, eine Frage, die der Interviewpartner leicht beantworten kann und die er als angenehme Frage empfindet, gestellt werden. Nach der Aufwärmphase sollte eine Frage folgen, die das Wissen und die Aufnahmefähigkeit des Interviewers signalisiert. Auch die letzte Frage sollte eine angenehme sein. Insbesondere könnte zum Ab-

schluss gefragt werden, ob der Interviewpartner noch Aspekte anmerken möchte, denen seines Erachtens im Interview zu wenig Aufmerksamkeit geschenkt wurde (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 146-149).

Der Leitfaden ist die Grundlage für das Interview. Um sich auf die einzelnen Interviews vorzubereiten, sind Informationen über das zu befragende Unternehmen einzuholen. Hierzu eignen sich insbesondere die Geschäftsberichte des Unternehmens, der Internetauftritt des Unternehmens und Pressemitteilungen über das Unternehmen sowie weitere Dokumente, die Auskunft über das Unternehmen und den Gegenstand des Interviews in Bezug auf das Unternehmen geben. Durch dieses Vorwissen kann der Interviewleitfaden an die spezifische Interviewsituation und den jeweiligen Gesprächspartner angepasst werden (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 149-153). Ferner spielt die Vorbereitung bei der Interviewdurchführung eine große Rolle, da hierdurch der Interviewer kompetent wirkt und er dem Interviewpartner signalisiert, dass dem Interview eine hohe Bedeutung beigemessen wird. Somit wird der Interviewpartner eine höhere Bereitschaft zur Weitergabe seines Wissens zeigen (MEUSER UND NAGEL 2009, S. 52). Gegebenenfalls könnten neue Erkenntnisse durch die bereits durchgeführten Interviews gewonnen werden, die neue Fragen aufwerfen, welche sodann in den nachfolgenden Interviews abgefragt werden. Aufgrund dessen ist die Entwicklung des Leitfadens ein kontinuierlicher Prozess, der bis zum letzten Interview andauert. Hiergegen könnte eingewendet werden, dass durch eine Anpassung des Interviewleitfadens an die jeweilige Interviewsituation die Standardisierung in Teilen aufgegeben wird. Dieser Einwand ist nicht berechtigt, denn der Interviewleitfaden hat nicht die Aufgabe die Interviewsituationen zu standardisieren, sondern er soll sicherstellen, dass in allen Interviews bestimmte Informationen erhoben werden. Bei der Erstellung von spezifischen Leitfäden ist jedoch zu beachten, dass die Vergleichbarkeit und die Vollständigkeit der Informationen gewahrt werden. Vor der eigentlichen Untersuchung sollte der Leitfaden getestet werden, indem Interviews mit einer oder mehreren Personen geführt werden, die mit den eigentlichen Interviewpartnern vergleichbar sind (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 149-153).

Der Leitfaden für die Experteninterviews wurde unter Berücksichtigung der vorher dargelegten Erläuterungen nach GLÄSER UND LAUDEL (2010, S. 142-153) angefertigt (Anhang I). Auf dem Leitfaden wurden zuerst das Ziel der Untersuchung und des Interviews erfasst. Da der Interviewpartner einer digitalen Aufzeichnung ausdrücklich zustimmen muss, wird der Interviewpartner im Rahmen der einführenden Worte gefragt, ob er mit einer digitalen Aufzeichnung des Interviews einverstanden ist (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 144). Dem Interviewpartner wurde hierbei erklärt, warum eine digitale Aufzeichnung benötigt wird. Nach GLÄSER UND LAUDEL (2010, S. 157 f.) ist eine digitale Aufzeichnung des Interviews unum-

gänglich, da jede handschriftliche Protokollierung mit gewaltigem Informationsverlust und Informationsveränderungen verbunden ist. Die Mitschrift während des Interviews führt dazu, dass einerseits der Interviewer sich nicht stets auf das Gespräch konzentrieren kann und andererseits nicht in der Lage sein wird, das gesamte Gespräch lückenlos zu protokollieren. Somit führt das Anfertigen eines Gedächtnisprotokolls auf Grundlage der Mitschrift durch Auslassungen, Umdeutungen und Interpretationen zu einem zusätzlichen Interpretationsschritt in die Untersuchung. Zwar besteht aufgrund der digitalen Aufzeichnung des Interviews das Risiko einer befangenen Gesprächssituation, jedoch wiegt der Informationsverlust und die Informationsveränderung wesentlich schwerer (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 157 f.).

Der Fragenkatalog des Leitfadens wurde in vier übergeordnete Themenkomplexe gegliedert. Zu jedem Themenkomplex wurde jeweils eine Hauptfrage, die den Interviewpartner zur Erzählung anregen soll, ausformuliert. Zu jeder Hauptfrage wurden in Anlehnung an GLÄSER UND LAUDEL (2010, S. 128, 145) weitere Detailfragen formuliert, um gezielt nachfragen zu können, falls der Interviewpartner in seinen Erzählungen Teilaspekte noch nicht ansprach. Neben den sich aus der Literaturrecherche zum Untersuchungsgegenstand ergebenden Überlegungen wurden Studien, die Befragungen über denselben oder ähnlichen Untersuchungsgegenstand durchführten (HERMEIER 2007; WARTMANN ET AL. 2008; LÖSCHEL ET AL. 2010) gesichtet, um den Leitfaden zu entwickeln.

Vor der Durchführung der Interviews mit den Emittenten wurden vier Pretests mit Personen durchgeführt, die aufgrund ihrer beruflichen Tätigkeit mit dem europäischen Emissionshandel und dessen Auswirkungen auf die emissionshandelspflichtigen Unternehmen betraut sind. Für diese Vorstudie, die insbesondere mit dem Ziel durchgeführt wurde, den Leitfaden und die Zeitdauer eines solchen Interviews zu überprüfen, stellten sich auf Anfrage folgende Personen zur Verfügung:

- Korrespondent einer deutschen Tageszeitung mit Schwerpunkt Energiepolitik,
- angestellter Unternehmensberater in einem mittelständigen Beratungsunternehmen mit den Schwerpunkten Klima, Energie und Umwelt,
- Analyst für Energie, Gas und Öl einer international tätigen Bankengruppe und
- volkswirtschaftlicher Referent einer Bankengruppe.

Die aus diesen Interviews gewonnenen Erkenntnisse wurden verwendet, um den Leitfaden und hier insbesondere die Formulierung der Fragestellungen zu verbessern. Weiter konnte im Rahmen dieser Pretests der Umgang und die Aufzeichnung mit dem Diktiergerät (Olym-

pus DM-550) und die verwendete Transkriptionssoftware f4 (DR. DRESING & PEHL GMBH 2010) getestet werden.

Zur Vorbereitung auf die Interviews mit den Emittenten wurden die Geschäftsberichte der befragten Unternehmen in Bezug auf den europäischen Emissionshandel und die Investition in erneuerbare Energien analysiert. Weiter wurden die Emissionsberechtigungen der zweiten Handelsperiode, welche den befragten Unternehmen für ihre Anlagen zugeteilt wurden, anhand des Nationalen Allokationsplanes (DEHST 2010) aufgelistet und mit den bis zum Zeitpunkt der Interviews veröffentlichten verifizierten Emissionen verglichen, um in Erfahrung zu bringen, welche Ausstattungssituation sich bei den einzelnen befragten Emittenten ergibt. Darüber hinaus wurden die Internetseiten der befragten Unternehmen gesichtet.

3.1.2.3 Kontaktaufnahme und Beschreibung der interviewten Unternehmen

Zu den potenziellen 15 Interviewpartnern wurde, den Erläuterungen von GLÄSER UND LAUDEL (2010, S. 161 f.) folgend, durch die Übersendung eines Anschreibens Kontakt aufgenommen (Anhang II). Im Abschreiben wurden der Gegenstand und die Vorgehensweise der Untersuchung beschrieben. Darüber hinaus wurde erläutert, aus welchen Gründen das Unternehmen für die Durchführung der Experteninterviews ausgewählt wurde und was Gegenstand des Interviews sein wird. Es wurde davon Abstand genommen, beispielsweise durch eine Internetrecherche oder durch eine vorherige telefonische Abfrage einen Ansprechpartner im Unternehmen zu ermitteln, da es für einen Außenstehenden – ohne Einblick in die Unternehmensstrukturen und die Aufgabenbereiche der einzelnen Beschäftigten – schwierig ist, einen geeigneten Ansprechpartner auszuwählen. Aufgrund dessen wurde das Anschreiben an die Geschäftsleitung des Unternehmens mit der Bitte übersendet, einem geeigneten Ansprechpartner im Unternehmen das Anschreiben weiterzuleiten, falls es der Geschäftsleitung nicht möglich ist, das Gespräch zu führen. Ein weiterer Vorteil der Übersendung des Anschreibens an die Geschäftsleitung ist, dass somit diese über den Vorgang informiert ist und gegebenenfalls durch Weiterleitung an einen geeigneten Ansprechpartner ihre Erlaubnis zur Durchführung des Interviews gibt. Abschließend, vor der Dank- und Grußformel, wurde im Anschreiben mitgeteilt, dass einige Tage nach dessen Übersendung, eine telefonische Kontaktaufnahme zur Besprechung der weiteren Vorgehensweise erfolgt. Bei der telefonischen Kontaktaufnahme ist es wichtig, den potenziellen Interviewpartner über die Dauer des Interviews zu informieren. Diese ist nicht zu knapp zu kalkulieren, aber es sollte auch nicht die Obergrenze genannt werden, da dies den potentiellen Interviewpartner abschrecken könnte. GLÄSER UND LAUDEL (2010, S. 162 f.) erachten eine Interviewdauer von einer bis eineinhalb Stunden als unproblematisch. Die potenziellen Interviewpartner wurden nach Übersendung der Anschreibung telefonisch kontaktiert, um etwaige Rückfragen zum Inter-

view zu klären, die geplante Dauer des Interviews von einer Stunde mitzuteilen und einen Termin für das Interview zu vereinbaren.

Nach der telefonischen Rücksprache stellten sich zwölf Unternehmen für ein Experteninterview zur Verfügung, die nachfolgend hinsichtlich der ihnen zugeteilten Emissionsberechtigungen und verifizierten CO₂-Emissionen näher beschrieben werden. Die Menge der zugeteilten Emissionsberechtigungen und der verifizierten CO₂-Emissionen der interviewten Unternehmen wurden auf Grundlage des Nationalen Allokationsplanes der zweiten Handelsperiode (DEHSt 2013a) ermittelt. Es wurden die deutschen Anlagen der interviewten Unternehmen, welche dem europäischen Emissionshandel unterliegen und sich im Eigentum der interviewten Unternehmen befinden, berücksichtigt. Dabei wurden deutsche Tochtergesellschaften, welche unter einem anderen Namen firmieren, nur erfasst, wenn die Beteiligung im Jahr 2011 mehr als 50% betrug. Die Beteiligungen an Gemeinschaftskraftwerken wurden den Emittenten nach den jeweiligen Eigentumsverhältnissen des Jahres 2011 zugeordnet. Grundlage für diese Zuordnung waren insbesondere die Geschäftsberichte des Jahres 2011. Den Anlagen der interviewten Unternehmen wurden in der zweiten Handelsperiode 759 Mio. Emissionsberechtigungen zugeteilt. Die Anlagen emittierten in diesem Zeitraum insgesamt 1.168 Mio. t CO₂ (Tab. 3-1).

Tab. 3-1. Gesamte Zuteilungsmenge und verifizierte CO₂-Emissionen der emissionshandelspflichtigen Anlagen der interviewten Unternehmen, der Energieanlagen und aller emissionshandelspflichtigen Anlagen in der zweiten Handelsperiode in Deutschland.

[Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf DEHSt 2013a]

Anlagen	Zweite Handelsperiode 2008 bis 2012	
	Zuteilungsmenge (Mio. EB)	Verifizierte Emissionen (Mio. t CO ₂)
Anlagen der interviewte Unternehmen	759	1.168
Gesamte Energieanlagen (Tätigkeit I bis V nach Anhang 1 TEHG a. F.)	1.311	1.772
Gesamte emissionshandelspflichtige Anlagen	2.000	2.259

EB, Emissionsberechtigung.

Bei Vergleich der Zuteilungsmenge der interviewten Unternehmen und der gesamten Energieanlagen wird ersichtlich, dass in der zweiten Handelsperiode 58% der Zuteilungsmenge der gesamten Energieanlagen auf die interviewten Unternehmen entfällt. Weiterhin emittierten die interviewten Unternehmen in der zweiten Handelsperiode gemeinsam 66% der gesamten CO₂-Emissionen des Energiesektors (Tab. 3-1). Die zwölf interviewten Unternehmen wurden anhand ihrer zugeteilten Emissionsberechtigungen klassifiziert (Tab. 3-2).

Tab. 3-2. Klassifizierung der interviewten Unternehmen nach der in der zweiten Handelsperiode insgesamt kostenlos zugeteilten Menge an Emissionsberechtigungen.

[Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf DEHSt 2013a]

Zuteilungsmenge in der zweiten Handelsperiode	Anzahl der interviewten Unternehmen
weniger als 10 Mio. EB	5
mehr als 10 Mio. EB, weniger als 50 Mio. EB	3
50 Mio. EB und mehr	4

EB, Emissionsberechtigung.

Nach der Darstellung der Phase der Vorbereitung der Experteninterviews erfolgen die Erläuterungen zur Datenerhebung und Datenaufbereitung der durchgeführten Untersuchung.

3.1.3 Datenerhebung und Datenaufbereitung

3.1.3.1 Durchführung der Experteninterviews

Die zwölf face-to-face Interviews wurden in den Räumlichkeiten der Interviewpartner zwischen Februar 2011 und April 2011 durchgeführt. Hierbei ist zu beachten, dass zwei Interviews vor und zehn Interviews nach der Reaktorkatastrophe im März 2011 in Fukushima, Japan, geführt wurden.

Vor Durchführung der Interviews wurden den Interviewpartnern das Ziel der Untersuchung und der Gegenstand des Interviews erläutert. Im Rahmen dieser Erläuterungen wurde von den Interviewpartnern die Einverständniserklärung zur Einwilligung der Teilnahme am Interview, zur Verwendung des anonymisierten Inhalts des Interviews in Publikationen und zur Zustimmung der digitalen Aufnahme des Interviews eingeholt (Anhang III). Ferner wurde ihnen mitgeteilt, dass sie das Interview zu jeder Zeit ohne die Angabe von Gründen abbrechen und/oder die Beantwortung einer Frage ablehnen können. Bis auf ein Interviewpartner stimmten alle Interviewpartner der digitalen Aufzeichnung zu. Das Interview, das nicht aufgezeichnet werden durfte, wurde während des Interviews vom Interviewer handschriftlich protokolliert.

Die Gesprächsdauer der Interviews, ohne Berücksichtigung der einführenden Erläuterungen durch den Interviewer, variierte zwischen 45 und 90 Minuten.

An den zwölf durchgeführten Interviews waren insgesamt 14 Personen als Gesprächspartner beteiligt, da bei zwei Gesprächen zwei Befragte interviewt wurden. Bei zwei Interviews stellte sich ein Mitglied der Geschäftsführung zum Interview zur Verfügung. Bei den weiteren Interviews wurde von der Unternehmensleitung ein geeigneter Ansprechpartner beauftragt, das Gespräch durchzuführen (Tab. 3-3).

Tab. 3-3. Tätigkeitsbereiche der Experten.

Tätigkeitsbereich	Anzahl
Beteiligungsmanagement	1
Energiehandel	6
Energiepolitische Fragen	2
Energie- und Umwelttechnik	2
Klimaschutzmaßnahmen	1
Mitglied der Geschäftsführung	2
Summe der interviewten Personen	14

Nach jedem Interview wurde in Anlehnung an GLÄSER UND LAUDEL (2010, S. 192) ein Interviewbericht verfasst, in welchem die Eindrücke des geführten Interviews festgehalten wurden.

3.1.3.2 Aufbereitung des gewonnenen Materials

Die Aufbereitung des gewonnenen Materials erfolgte durch die wörtliche Transkription der Interviews. Der Grundgedanke einer wörtlichen Transkription ist, das verbal erhobene Material vollständig textlich zu erfassen, damit dies die Basis für eine ausführliche interpretative Analyse bieten kann (MAYRING 2002, S. 89).

Die Transkription der Interviews erfolgte nach folgenden Regeln:

- 1) Es wurde wörtlich, nicht zusammenfassend transkribiert (KUCKARTZ 2010, S. 44).
- 2) Redeanteile des Interviewers wurden durch „**Interviewer:**“ und der interviewten Person mit einem entsprechenden „**Kürzel:**“ gekennzeichnet (KUCKARTZ 2010, S. 44).
- 3) Jeder Sprecherwechsel wurde durch eine Leerzeile getrennt (KUCKARTZ 2010, S. 44).
- 4) Unterbrechungen im Gespräch wurden durch einen Zusatz in der Transkription, beispielsweise [Unterbrechung durch: Telefonat], vermerkt (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 194).
- 5) Lautäußerungen des Befragten, welche die Aussagen unterstützen, erklären oder eine andere Bedeutung geben, wie beispielsweise ein Lachen, wurden in Klammern notiert (KUCKARTZ 2010, S. 44).
- 6) Paraverbale Äußerungen wie „**äh** oder **ähm**“ (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 193) wurden nach MAYRING (2002, S. 91) nicht transkribiert, da bei dieser Untersuchung die inhaltlich-thematische Ebene vordergründig ist.
- 7) Umgangssprachliche Redewendungen und vorhandene Dialekte wurden durch Standardorthographie ersetzt (MAYRING 2002, S. 91).
- 8) Unverständliche Passagen wurden durch deren Unterstreichung gekennzeichnet (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 194).

Die Transkription der Interviews erfolgte unter Verwendung der Transkriptionssoftware f4 (DR. DRESING & PEHL GMBH 2010). Neben den transkribierten Interviews wurden auch die veröffentlichten Geschäftsberichte der Jahre 2011, 2012 und – soweit veröffentlicht – des Jahres 2013 der interviewten Unternehmen in die qualitative Analyse einbezogen.

3.1.4 Auswertung der Experteninterviews

Die Auswertung der Interviews erfolgte nach der qualitativen Inhaltsanalyse. Ziel der Inhaltsanalyse ist es, Kommunikationsmaterial systematisch zu bearbeiten (MAYRING 2010a, S. 468). Das systematische Vorgehen soll insbesondere dadurch erreicht werden, dass die Analyse nach expliziten Regeln abläuft (MAYRING 2010b, S. 12 f.). Die Systematik der Inhaltsanalyse besteht somit in der Regelgeleitetheit, da sie nach einem vorher formulierten Ablaufmodell durchgeführt wird. Weiterhin erfolgt sie theoriegeleitet, da das Material unter Berücksichtigung der theoretischen Fragestellung und durch Verwendung von Codierregeln analysiert wird, indem der Text schrittweise in einzelne Analyseeinheiten zergliedert wird und sodann den einzelnen Textpassagen eine Kategorie aus dem Kategoriensystem zugeordnet wird (MAYRING 2010a, S. 471, 2010b, S. 12 f.). Die Codierung, die Zuordnung von Kategorien zu relevanten Textpassagen, erfolgt in der Regel nicht automatisch, sondern durch eine menschliche Interpretationsleistung (KUCKARTZ 2010, S. 57-59). Aufgrund dessen steht das Kategoriensystem im Zentrum der Analyse (MAYRING 2010b, S. 48 f.).

Die Kategorien werden in einem Wechselverhältnis zwischen theoretischen Überlegungen (Auseinandersetzung mit Literatur und der Forschungsfrage) und dem auszuwertenden Material entwickelt, durch Konstruktions- und Zuordnungsregeln definiert und während der Analyse überarbeitet und überprüft (MAYRING 2010b, S. 59). Kategorie wird in diesem Zusammenhang als Begriff, der vom Bearbeiter der Texte definiert wird, verstanden (KUCKARTZ 2010, S. 58 f.). Somit kann die Inhaltsanalyse auch als kategoriengeleitete Textanalyse bezeichnet werden (MAYRING 2010b, S. 13).

Um ein konkretes Ablaufmodell für die Analyse entwickeln zu können, muss vorab die Entscheidung getroffen werden, wie das Material ausgewertet werden soll (MAYRING 2010b, S. 49). Nach MAYRING (2010a, S. 472 f., 2010b, S. 63-68) sind drei Grundformen des Interpretierens zu unterscheiden: Zusammenfassung, Explikation und Strukturierung. Diese Grundformen sind als drei unterschiedliche Analysetechniken zu verstehen, die nicht nacheinander durchzuführen sind, sondern es ist in Abhängigkeit der Forschungsfrage und des Materials eine Analysetechnik auszuwählen.

Bei der *zusammenfassenden Inhaltsanalyse* wird das Material so reduziert, dass die wesentlichen Inhalte erhalten bleiben, jedoch ein überschaubarer Kurztext entsteht, der ein Abbild des Grundmaterials darstellt. Eine zusammenfassende Inhaltsanalyse ist geeignet, wenn nur die inhaltliche Ebene des Materials von Interesse ist und eine Komprimierung des Materials benötigt wird. Um das Material auf das Wesentliche zu reduzieren und somit einen Überblick über das Ganze zu erhalten, wird häufig eine induktive Kategorienbildung vorgenommen, bei welcher die Kategorien direkt aus dem Material abgeleitet werden, ohne sich an dem vorab formulierten Theorienkonzept zu orientieren (MAYRING 2010b, S. 83).

Ziel der *explizierenden Inhaltsanalyse* ist es, einzelne unklare Textbestandteile durch systematisches und kontrolliertes Sammeln von zusätzlichem Material verständlicher zu machen (MAYRING 2010b, S. 65).

Die *inhaltliche Strukturierung* hat zum Ziel, bestimmte Aspekte aus dem Material herauszufiltern. Sie will unter vorher festgelegten Ordnungskriterien einen Querschnitt durch das Material legen oder das Material unter bestimmten Kriterien einschätzen. Der Grundgedanke hierbei ist, Definitionen, typische Textpassagen und Codierregeln genau zu formulieren, um einen Codierleitfaden zu entwickeln, der die Strukturierungsarbeit entscheidend präzisiert (MAYRING 2010a, S. 473). Demnach wird bei der strukturierenden Inhaltsanalyse das Hauptkategoriensystem vorab festgelegt (deduktive Kategorienbildung): Die Kategorien werden in einem Operationalisierungsprozess auf Grundlage der theoretischen Vorüberlegungen auf das Material hin entwickelt (MAYRING 2010b, S. 83).

Da es Ziel der Untersuchung war, bestimmte Themen, Inhalte und Aspekte aus dem Material zu extrahieren und zusammenzufassen, wurde die strukturierende Inhaltsanalyse als Analysetechnik gewählt. Ferner bestand aufgrund der theoretischen Vorüberlegungen, der Entwicklung des Leitfadens und des Pretests ein klarer Bezugsrahmen, sodass Kategorien vorab festgelegt werden konnten.

Der Ablauf der durchgeführten inhaltlichen Strukturierung in Anlehnung an MAYRING (2010b, S. 92–94, 98 f.) ist in Abb. 3-2 skizziert. Hierbei wurde zuerst eine Struktur festgelegt, die sodann in Form eines Kategoriensystems an das Material herangetragen wurde. Mithin begann die inhaltliche Strukturierung mit der theoriegeleiteten Bildung der Hauptkategorien. Hieran anschließend wurden diese durch Unterkategorien weiter differenziert und in einem Kategoriensystem zusammengestellt. In einem weiteren Schritt erfolgte die Festlegung der Codierregeln, welche beschreiben, wann ein Materialbestandteil unter eine Kategorie fällt. Somit erfolgte die Kategorienbildung nach dem deduktiven Ansatz.

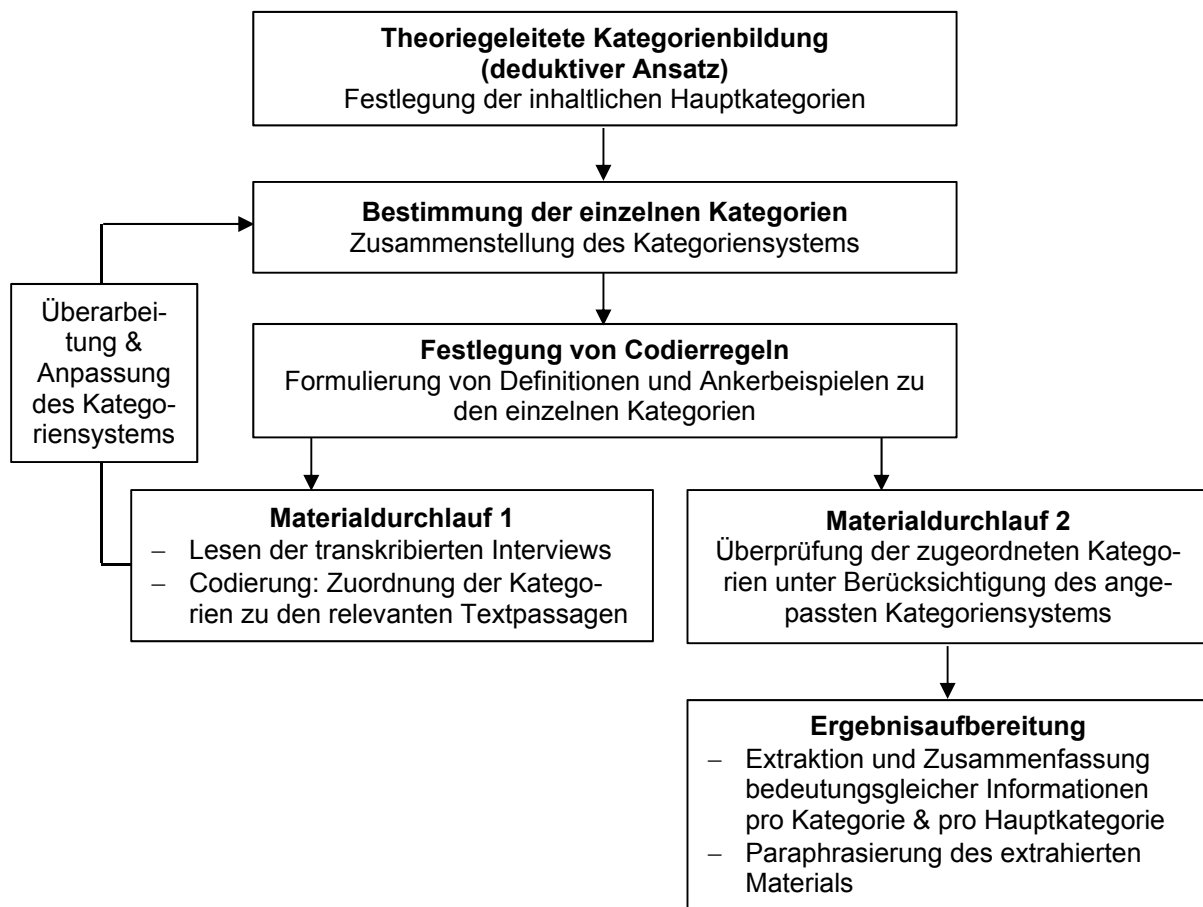


Abb. 3-2. Schema zum Ablauf der inhaltlichen Strukturierung.

[Quelle: In Anlehnung an MAYRING 2010b, S. 93, 98 f.]

In einem ersten Materialdurchlauf wurden die transkribierten Interviews sorgfältig gelesen und die ex ante festgelegten Kategorien den einzelnen Textpassagen zugeordnet (Codierung). Bei der Codierung der Textstellen konnte festgestellt werden, dass einzelne Kategorien nicht ausreichend beschrieben und somit Abgrenzungsprobleme zwischen den einzelnen Kategorien entstanden. Weiter waren die Ausprägungen einzelner Kategorien zu differenziert festgelegt. Andere Kategorien hingegen mussten weiter unterteilt werden. Aufgrund dessen wurde das Kategoriensystem überarbeitet und angepasst. Nach der Überarbeitung des Kategoriensystems wurde das Material noch einmal gelesen und überprüft, ob die Textstellen den richtigen Kategorien zugeordnet wurden.

Die Analyse der transkribierten Interviews erfolgte computergestützt unter Verwendung der Software MAXQDA (VERBI GMBH 2011). Mit Hilfe der Software für qualitative Datenanalysen wurden die transkribierten Interviews und die Geschäftsberichte verwaltet, die Kategorien definiert, das Kategoriensystem zusammengestellt und die Kategorien den ausgewählten Textabschnitten zugeordnet. Mit Hilfe der Retrievalfunktion (KELLE 2010, S. 492) konnten die

Textbestandteile, die derselben Kategorie zugeordnet wurden, gesucht und angezeigt werden. Diese so zusammengestellten codierten Segmente bilden die Grundlage der in Kapitel 3.2 präsentierten Ergebnisse.

Die inhaltlichen Aussagen der Interviewpartner werden in der Regel im Indikativ und nicht im Konjunktiv wiedergegeben (THEISEN 2011, S. 152), da die Verwendung des Konjunktivs den Anschein erwecken würde, dass diese unverbindlich seien und vorbehaltlich einer noch notwendigen Prüfung dargeboten werden. In der Ergebnisdarstellung werden auch transkribierte Originalaussagen – als direkte Zitate gekennzeichnet – angeführt, um aufzuzeigen, wie die Ergebnisse aus dem empirischen Material rekonstruiert wurden. Weiter können die Ergebnisse durch die Aufnahme der direkten Zitate plastisch illustriert und die Lesbarkeit des Textes verbessert werden (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 273 f.). Bei den direkten Zitaten werden zur besseren Lesbarkeit, insbesondere aufgrund des Unterschiedes zwischen gesprochener und geschriebener Sprache, teilweise Auslassungen oder Ergänzungen, welche nach den üblichen Regeln des Zitierens gekennzeichnet sind, vorgenommen. Die direkten Zitate werden jedoch so gefasst, dass durch die Kürzungen oder ergänzenden Hinweise nicht die Argumentation des Gesagten verfälscht wird oder die Zitatverkürzungen den Sinn des Gesagten entstellen (THEISEN 2011, S. 148 f.).

Nach I.B.5. des Ethik-Kodex dürfen Befragte durch die Teilnahme an der Untersuchung keinen Nachteilen oder Gefahren ausgesetzt werden. Aufgrund dessen ist die Anonymität der untersuchten Personen zu wahren. Dieser Forderung folgend müssen empirische Befunde in Publikationen anonymisiert dargestellt werden. Hierbei reicht es nicht, den Namen der untersuchten Person wegzulassen oder durch ein Pseudonym zu ersetzen. Vielmehr sind alle Informationen so darzustellen, dass eine Identifizierung der befragten Person nicht möglich ist. Zwar besteht die Möglichkeit, dass die Befragten der Veröffentlichung ihrer personenbezogenen Daten zustimmen, aber die Forschungsethik verlangt nicht nur die Befragten, sondern auch indirekt Betroffene vor Schaden zu schützen (GLÄSER UND LAUDEL 2010, S. 55, 279 f.). Da es ein schwieriges Unterfangen ist, den Schutz indirekt Betroffener zu gewährleisten, empfehlen GLÄSER UND LAUDEL (2010, S. 279 f.) die empirischen Befunde in der Publikation anonymisiert darzustellen. Aufgrund dessen werden direkte und indirekte Zitate durch einen Quellenverweis im Text gekennzeichnet, in welchem jedoch anstatt des Namens des Interviewpartners ein Kürzel verwendet wird.

3.1.5 Weiteres Datenmaterial

Folgendes Datenmaterial wird insbesondere zur Veranschaulichung der Ergebnisse der Experteninterviews zusätzlich herangezogen.

Die Analysen bezüglich der zugeteilten Emissionsberechtigungen und abgegebenen Emissionsgutschriften sowie der verifizierten Emissionen basieren auf dem Nationalen Allokationsplan (DEHST 2013a) und auf den von der Europäischen Kommission und der Europäischen Umweltagentur (European Environment Agency - EEA) veröffentlichten Daten (EUROPÄISCHE KOMMISSION 2013, 2014b; EEA 2015b).

Zur Darstellung der Preise für Emissionszertifikate, die sich am Spot- und Terminmarkt ergeben, werden die von der EEX AG in Leipzig veröffentlichten Daten herangezogen (EEX 2014c, 2014d, 2015b, 2015c, 2016b, 2016c). Die Strompreise am Spotmarkt basieren auf den Daten der EPEX Spot SE in Paris für die Preiszone Deutschland/Österreich (EPEX SPOT 2014, 2015b, 2016), die Strompreise am Terminmarkt auf den Daten der EEX AG (EEX 2014f, 2015e, 2016e).

Die Berechnungen und Analysen der Stromeinspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien, Windenergie und solare Strahlungsenergie, basieren auf den Online-Hochrechnungen der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergieanlagen und Solarenergieanlagen, die auf der gemeinsamen Informationsplattform der deutschen ÜNB veröffentlicht werden (ÜNB 2014b, 2015c).

Der europäische Verbund der ÜNB (European Network of Transmission System Operators for Electricity - ENTSO-E) veröffentlicht die stündliche Last der einzelnen europäischen Staaten (ENTSO-E 2015, 2016). Diese Veröffentlichungen wurden als Grundlage zur Darstellung der stündlichen Last in Deutschland verwendet. Nach BUNDESNETZAGENTUR (2012, S. 72 f.) bilden diese Daten nicht die gesamte Erzeugung und somit die Last nur annähernd ab, da einzelne Kraftwerke den ÜNB nicht bekannt sind (z. B. erneuerbare Energien-Anlagen und Kraftwerke für industrielle Eigenerzeugung) und Einspeisedaten einzelner Kraftwerke nicht oder nur unvollständig vorliegen. Um die nicht vollständige Abdeckung zu korrigieren, schlägt die BUNDESNETZAGENTUR (2012, S. 74 f.) vor, jeden stündlichen Wert der Last entweder (1) um den Faktor von 1/86,4% zu erhöhen oder (2) eine fehlende „Banderzeugung“ von 8.300 MW hinzuzurechnen. Es wurde Variante (2) zur Korrektur der von ENTSO-E (2015) veröffentlichten stündlichen Last für das Jahr 2012 und 2013 gewählt. Den stündlichen Werten des Jahres 2014 (ENTSO-E 2016) wurde nach BUNDESNETZAGENTUR (2014, S. 80 f.) ein Wert von 4.000 MW zur Berücksichtigung der fehlenden Abdeckung hinzugerechnet.

3.2 Ergebnisse der Experteninterviews

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Experteninterviews präsentiert. Zuerst wird aufgezeigt, wie sich der europäische Emissionshandel auf die Unternehmensentscheidungen der befragten Unternehmen auswirkt, welche Strategien sie bezüglich des europäischen Emissionshandels verfolgen und welche Schwierigkeiten für die Emittenten hierbei bestehen. Hieran schließt die Beurteilung des europäischen Emissionshandels aus Sicht der befragten Emittenten an. Sodann wird erörtert, welche Determinanten für die Investition in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausschlaggebend sind und welche Strategien die Emittenten bezüglich der Investition in diese verfolgen. Im Anschluss hieran werden die Wechselwirkungen zwischen dem europäischen Emissionshandel und der Förderung der erneuerbaren Energien aufgezeigt. Das Kapitel schließt mit einem Zwischenfazit.

3.2.1 Der Emissionshandel aus Sicht der befragten Energieversorgungsunternehmen

3.2.1.1 Auswirkungen des europäischen Emissionshandels

Auswirkungen auf die Fahrweise fossil befeuerter Kraftwerke

Seit der Einführung des europäischen Emissionshandels im Jahr 2005 sind die Betreiber von emissionshandelspflichtigen Anlagen jährlich verpflichtet, die Anzahl von Emissionszertifikaten abzugeben, die den durch ihre Tätigkeit tatsächlich verursachten Emissionen entspricht. Da Anlagen zur Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen mit Standort in der Europäischen Union grundsätzlich dem europäischen Emissionshandel unterliegen, wird CO₂ zu einer zusätzlichen Kostenkomponente der Stromerzeugung aus diesen Anlagen. Der Preis für CO₂ wird „als monetarisierte Umweltbelastung“ (E_141:4) Bestandteil der variablen Kosten der Stromproduktion. Diese setzen sich insbesondere aus den Brennstoffkosten für Kohle, Gas und Öl sowie dem neuen zusätzlichen Commodity CO₂ zusammen. Eine interviewte Person beschrieb die Kosten für CO₂ wie Nebenkosten für eine Wohnung, die nun zusätzlich zur Kaltmiete – den Brennstoffkosten – zu zahlen sind (E_141:24). Da diese weitere Kostenkomponente CO₂ die variablen Kosten der Stromproduktion aus fossilen Energieträgern beeinflusst, hat diese gleichzeitig Auswirkungen auf den Strompreis am Großhandelsmarkt (z. B. Strombörse), da der Strompreis an den Großhandelsmärkten (im Folgenden Strommarktpreis) auf den variablen Kosten (Grenzkosten) basiert (E_032:51). Die Energieversorgungsunternehmen entscheiden grundsätzlich in Abhängigkeit der Höhe der Grenzkosten der Stromerzeugung, die durch die Preise der Commodities (Brennstoff, CO₂) bestimmt werden, zu welchem Preis der Strom an der Börse angeboten wird (E_021:4). Somit ergibt sich die auf Grenzkosten basierte sogenannte Merit-Order (E_131:156). Die Merit-Order beginnt mit den Anlagen, welche die geringsten Grenzkosten aufweisen, bislang die Kernkraftwerke (Abb. 3-3). Danach folgen die Kohlekraftwerke, erst die Braun- und sodann die

Steinkohlekraftwerke und anschließend die Gaskraftwerke (E_131:148). Die Höhe der Nachfrage bestimmt, welches Kraftwerk das preissetzende ist. In der Regel handelt es sich bei diesem Grenzanbieter (Preissetzer) um ein fossil befeuertes Kraftwerk (E_021:90), in der hier dargestellten schematischen Merit-Order um ein Erdgaskraftwerk (Abb. 3-3).

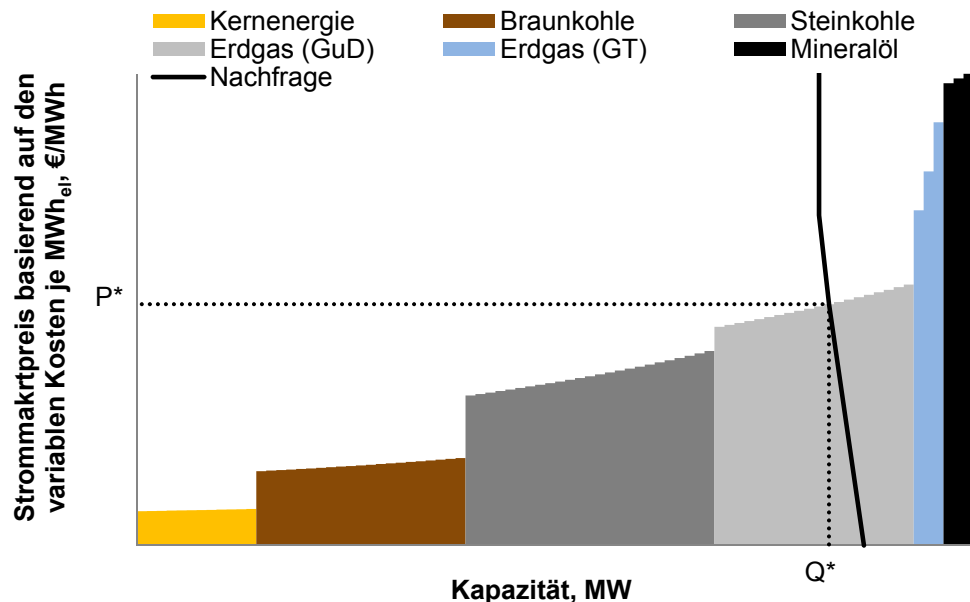


Abb. 3-3. Schematische Darstellung der Merit-Order in Deutschland ohne Berücksichtigung der erneuerbaren Energien.

P*, Gleichgewichtspreis; Q*, Gleichgewichtsmenge; GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk; GT, Gasturbinenkraftwerk.

Der Deckungsbeitrag fossil befeuerter Kraftwerke ergibt sich aus der Differenz zwischen den Einnahmen für den Verkauf einer produzierten Einheit Strom und den dafür entstandenen variablen Kosten, insbesondere den Brennstoff- und CO₂-Kosten (E_022:41; E_083:39). Der Deckungsbeitrag wird bei Steinkohlekraftwerken als Clean Dark Spread und bei Gaskraftwerken als Clean Spark Spread bezeichnet (E_101:218; E_051:19). Nur wenn der Deckungsbeitrag größer oder gleich Null ist, können die variablen Kosten der Stromproduktion gedeckt werden und das Kraftwerk ist „im Geld“ (E_021:12). Somit hat die Kostenkomponente CO₂ Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit fossil befeuerter Kraftwerke (E_081:6; E_101:216). Da die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke für die Einsatzentscheidung maßgeblich ist (E_031:10), bestimmt sie grundsätzlich die Fahrweise der Kraftwerke (E_101:10). Mithin hat die Einführung des Emissionshandels direkte Auswirkungen auf das operative Geschäft der Betreiber fossil befeuerter Kraftwerke (E_081:25).

„Natürlich hat das ganz klar eine Auswirkung auf die Fahrweise der Kraftwerksleistung gehabt und damit auch eben eine negative Konsequenz, weil die Kraftwerksblöcke nicht mehr so im Markt stehen konnten, wie das vorher noch der Fall war. Also, dort hat sich .. der Kraftwerkeinsatz ganz grundlegend geändert“ (E_111:22).

Die für die Produktion einer Einheit Strom benötigte Brennstoffmenge ist vom Wirkungsgrad der Anlage abhängig (E_031:175-178). Die durch die Produktion einer Einheit Strom verursachten CO₂-Emissionen und somit die Menge der hierfür benötigten Emissionszertifikate ist insbesondere vom eingesetzten Brennstoff und ebenfalls dem Wirkungsgrad der Anlage abhängig. Aufgrund dessen ist, neben der Kraftwerkstechnik und sonstigen Gegebenheiten, wie beispielsweise Wartungsausfall, das Verhältnis zwischen Strompreis sowie Brennstoff- und CO₂-Kosten für die Fahrweise der einzelnen Kraftwerke maßgeblich (E_071:26), sie „bestimmen dieses Spiel und natürlich die zur Verfügung stehende Kapazität“ (E_031:154).

„Und das ist ja quasi dann ... die Aufgabe, die auch dahintersteht, zu sagen, ich gebe nicht vor, welches Kraftwerk läuft oder welcher Kraftwerkstyp laufen darf, sondern das ergibt sich auf dem Markt“ (E_111:64).

Die Planung des Einsatzes der Kraftwerke erfolgt letztendlich nicht gegen den CO₂-Preis, sondern gegen den Strompreis. Zwar werden die Kosten für CO₂ auf der Kostenseite berücksichtigt, jedoch ist die Richtgröße der Strompreis (E_031:60). Dieser stellt das Steuerungssignal für den Kraftwerkeinsatz dar (E_071:142; E_081:25).

Abb. 3-4 zeigt die Preisbildung am Spotmarkt der EPEX Spot SE in Paris für die Preiszone Deutschland/Österreich.

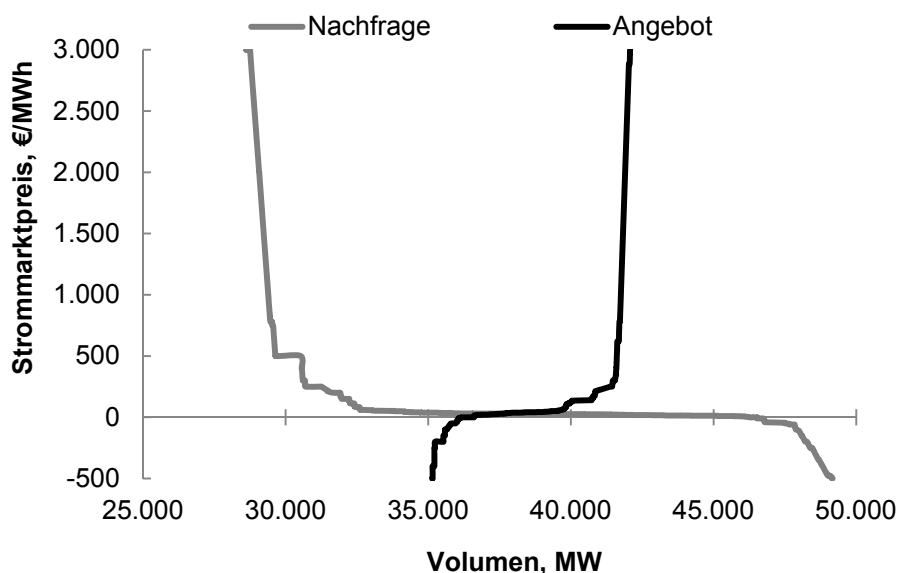


Abb. 3-4. Preisbildung auf dem Strommarkt. Preiskurve vom 26.3.2014, 11-12 Uhr an der EPEX SPOT SE Day-Ahead-Auktion für die Preiszone Deutschland/Österreich.
[Quelle: EPEX SPOT 2015c]

Wie dargelegt, ist durch die Einführung des europäischen Emissionshandels die zusätzliche Kostenkomponente CO₂ bei der Ermittlung der variablen Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern zu berücksichtigen.

„Als das dann 2005 los ging, das hat ja jeder gemerkt, dann wurde plötzlich das CO₂ zum Bestandteil der variablen Kosten und damit auch des Strompreises“ (E_021:10).

Aus diesem Zitat wird deutlich, dass der Preis für Emissionszertifikate, der CO₂-Preis, bereits bei der Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005 den Strompreis am Großhandelsmarkt beeinflusste, obwohl die Emissionszertifikate in der ersten und zweiten Handelsperiode überwiegend kostenlos zugeteilt wurden.

„Sie haben natürlich die Option zu verkaufen, also Sie haben Opportunitätskosten und dementsprechend waren die natürlich sofort, egal, ob die Dinge geschenkt wurden oder nicht, voll in unserer Preisstellung mit drin. Wenn wir es halt nicht verdient hätten am Markt in der jeweiligen Stunde, hätten wir halt nicht produziert und im Zweifel verkauft oder halt später genutzt für eine andere Produktion“ (E_041:16).

Da die Energieversorgungsunternehmen die Option haben, die Emissionszertifikate am Markt zu veräußern, wird der CO₂-Preis als Opportunitätskosten in der internen Kosten- und Leistungsrechnung berücksichtigt, welche die Grundlage für das Angebot des erzeugten Stroms am Strommarkt darstellt. Aufgrund dessen erhöhen die Preise für Emissionszertifikate – unabhängig davon, ob diese kostenlos zugeteilt oder gekauft werden – die variablen Kosten und beeinflussen somit den Strommarktpreis (Abb. 3-5).

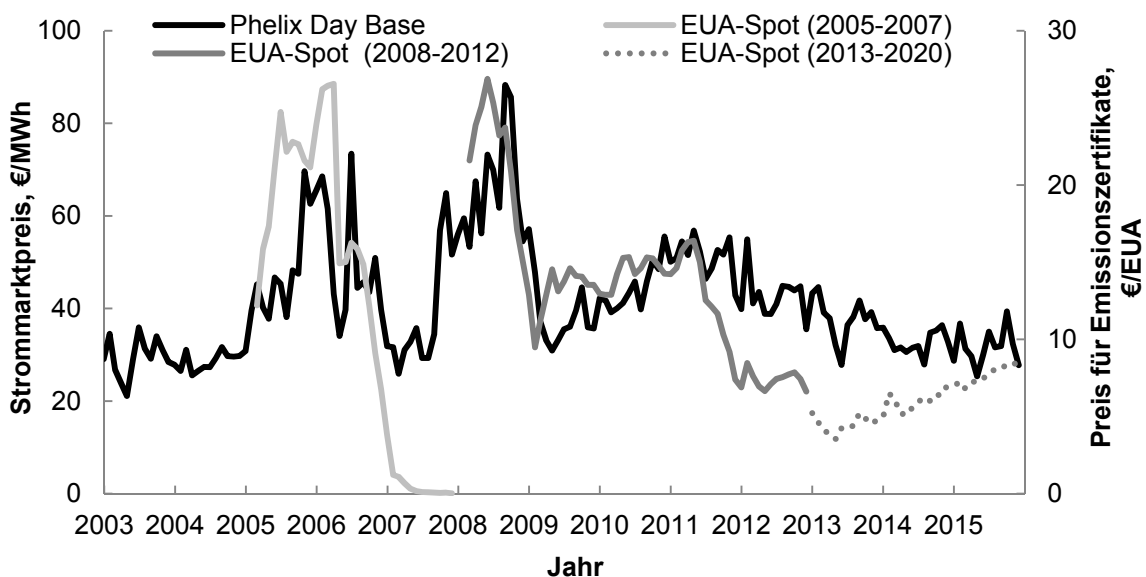


Abb. 3-5. Entwicklung des Strommarktpreises (Phelix Day Base, Preiszone Deutschland/Österreich) am Spotmarkt der EPEX SPOT SE und des Preises für Emissionszertifikate (EU Emission Allowance - EUA) am Spotmarkt der EEX AG (Sekundärmarkt).

Die Preise werden als Monatsmittelwerte dargestellt [Quelle: EPEX SPOT 2014, 2015b, 2016; EEX 2014c, 2015b, 2016b].

Da diese „betriebswirtschaftliche Logik“ (E_041:16) von allen Energieversorgungsunternehmen gleichermaßen durchgeführt wird, steigt durch den CO₂-Preis der Strommarktpreis und die Energieversorgungsunternehmen können sogenannte Windfall-Profits generieren (E_041:16). Diese ergeben sich dadurch, dass der höhere Strommarktpreis bei den Energie-

versorgungsunternehmen zu höheren Einnahmen führt. Diesen Einnahmen stehen jedoch nur pagatorische Kosten für Emissionszertifikate gegenüber, wenn Emissionszertifikate am Markt aufgrund einer Unterdeckung gekauft werden und somit der Erwerb auf einem tatsächlichen Zahlungsvorgang beruht.

Laut Aussage eines Experten bestehen für ein langfristiges Grundlastprodukt keine Divergenzen zwischen den Preisen an der Börse und den Preisen, die durch den außerbörslichen Handel erzielt werden. Der Preis an der Börse ist als Benchmark zu sehen und somit ein guter Indikator für den Strommarktpreis (E_021:194).

Durch die Veränderung des CO₂-Preises kann ein Fuel-Switch eintreten (E_031:56), wenn die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen aufgrund des CO₂-Preises reduziert und die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken mit geringeren spezifischen CO₂-Emissionen erhöht wird (E_081:25).

„Also, in dem Moment, in dem der CO₂-Preis steigt, kann es sein, dass ein Gaskraftwerk ins Geld kommt und ein älteres Kohlekraftwerk aus dem Geld geht und dann wird eben, je nachdem, .. die Position wieder angepasst“ (E_031:58).

Ein anderer Gesprächspartner erläutert in diesem Zusammenhang, dass der Fall eintreten kann, dass eine Braunkohleanlage nicht mehr in Volllast, sondern nur noch in Mindestlast betrieben wird, wenn eine wirtschaftliche Fahrweise unter Berücksichtigung des sich am Markt ergebenden CO₂-Preises nicht mehr gegeben ist (E_141:20). Da diese Anlage aufgrund der Verringerung der Produktion weniger CO₂ emittiert, können die eingesparten Emissionszertifikate am Markt veräußert werden (E_041:36), da dies „möglicherweise die wertschöpfendere Tätigkeit ist“ (E_111:26). Da Braunkohle jedoch im Vergleich zu den anderen fossilen Brennstoffen ein kostengünstiger Brennstoff ist (E_141:22; E_151:146), muss sich am Markt ein hoher CO₂-Preis einstellen, damit die Fahrweise eines Braunkohlekraftwerkes durch diesen beeinflusst wird.

„Wobei, ich sage mal, bei Braunkohle ist halt der Punkt, naja, bei uns vielleicht noch nicht so, aber für denjenigen, der primär auf der Förderung sitzt, ..., ist das jetzt nicht so dramatisch, weil Braunkohle ist ja nun mal ein relativ extrem billiger Brennstoff. Da muss schon massiv CO₂ drauf kommen, damit das dann so teuer wird, dass ich so ein Kraftwerk mal weniger fahre“ (E_141:22).

Laut eines Geschäftsberichts konnten im Jahr 2012 insbesondere Braunkohlekraftwerke höhere Gewinnspannen verzeichnen, da die Beschaffungskosten für Kohle und CO₂-Zertifikate unter den Brennstoffpreisen für Gas lagen (E_043:12).

Ein Interviewpartner teilt mit, dass ein Braunkohlekraftwerk des Unternehmens aufgrund der Marktbedingungen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann und somit stillgelegt wird.

„Ein Kraftwerk legen wir still im Jahre 2013, weil es durch den CO₂-Handel unwirtschaftlich geworden ist“ (E_151:4).

Problematisch ist die Stilllegung eines Kraftwerkes, wenn dieses Haushalte und Industriekunden mit Fernwärme versorgt, da die Kunden somit ab dem Zeitpunkt der Stilllegung keine Wärmelieferung mehr erhalten (E_151:6).

„Der Gesetzgeber zwingt uns ein Kraftwerk stillzulegen und die .. Haushalte, die sich morgen eine eigene Wärmeversorgung besorgen müssen, stehen im Regen und wissen nicht, wie sie es machen können. Und das ist in einer struktur- und einkommensschwachen Region und da bezweifle ich, dass der einzelne Hausbesitzer mal eben 10.000 Euro zur Verfügung hat, um sich eine neue Anlage zu bauen“ (E_151:15).

Werden Anlagen wärmegeführt gefahren, ist der Einsatz dieser Anlagen zur Stromproduktion im Winter beschränkt. Im Sommer bestehen hingegen für den Einsatz dieser Anlagen bezüglich der Stromproduktion höhere Freiheitsgrade. Laut einem Interviewpartner gibt es Zeiten, in denen diese Anlagen im Sommer – bei hohen Strompreisen – zur Stromproduktion zusätzlich betrieben werden. Bei diesem Energieversorgungsunternehmen werden derzeit Überlegungen angestellt, für die erdgasbetriebene Anlage einen Wärmespeicher zu bauen, um diese Freiheitsgrade optimal ausschöpfen zu können. Zusätzlich könnte dieser Wärmespeicher mit einem Elektroeinsatz versehen werden, damit auch negative Leistung bereitgestellt werden kann (E_131:227-238).

Auch ein weiterer Interviewpartner erläutert, dass es vorkommen kann, dass Heizkraftwerke, die insbesondere in den Wintermonaten zur Fernwärmeversorgung betrieben werden, beispielsweise schon im September zur Stromproduktion ans Netz gehen, da diese aufgrund eines hohen Strompreises am Spotmarkt, unter Berücksichtigung der hierfür benötigten CO₂-Zertifikate, rentabel sind.

„Jetzt war es aber so, dass der Strommarkt interessant war im September und dann sind Anfang September beide Kessel ans Netz gegangen, die natürlich nicht Fernwärme produziert haben, sondern eben dann 60%, 70% Strom“ (E_071:20).

Ein anderer Interviewpartner konstatiert, dass grundsätzlich das Heizkraftwerk betrieben wird, wenn Wärme benötigt wird und sodann der entsprechende Anteil an Strom erzeugt wird. Nur bei der Gasturbine besteht die Möglichkeit, dass beispielsweise im Sommer, wenn ein hoher Strompreis erzielt werden kann, die Anlage im sogenannten Bypass-Betrieb läuft. Da die Genehmigungsdauer für diese Art des Betriebes jedoch begrenzt ist und die Anlage mit einem hohen Wirkungsgrad betrieben werden soll, sind es nur wenige Stunden, bei sehr

hohen Strompreisen, in denen die Gasturbine im Bypass-Betrieb läuft. Jedoch wurde zusätzlich ein Wärmespeicher für die Gasturbine gebaut, sodass diese im Sommer zu Peak-Zeiten betrieben und bei niedrigen Strompreisen die Wärme aus dem Speicher verwendet werden kann, um die Strom- und Wärmeproduktion preislich zu optimieren (E_091:47-50).

Zwar verursachten die zwölf interviewten Energieversorgungsunternehmen in der zweiten Handelsperiode insgesamt mehr CO₂ als ihnen Emissionsberechtigungen kostenlos zugeteilt wurden, jedoch lag nicht bei allen befragten Unternehmen eine Unterausstattung vor (Tab. 3-4). Bei 4 von 12 befragten Energieversorgungsunternehmen deckten die in der zweiten Handelsperiode zugeteilten Emissionsberechtigungen die tatsächlich verursachten CO₂-Emissionen (verifizierte Emissionen).

Tab. 3-4. Vergleich der gesamten Zuteilungsmenge und der verifizierten Emissionen der interviewten Unternehmen in der zweiten Handelsperiode.

[Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf DEHSt 2013a]

Zuteilungsmenge versus verifizierte Emissionen	Anzahl interviewter Unternehmen nach Zuteilungsmenge in der zweiten Handelsperiode		
	weniger als 10 Mio. EB	mehr als 10 Mio. EB, weniger als 50 Mio. EB	50 Mio. EB und mehr
Zuteilungsmenge < verifizierte Emissionen (Unterausstattung)	3	1	4
Zuteilungsmenge > verifizierte Emissionen (Überausstattung)	2	2	

EB, Emissionsberechtigungen.

Bei allen Energieversorgungsunternehmen, welchen in der zweiten Handelsperiode 50 Mio. Emissionsberechtigungen und mehr zugeteilt wurden, lag eine Unterausstattung vor. Auch bei 3 der 5 interviewten Unternehmen, welche weniger als 10 Mio. Emissionsberechtigungen in der zweiten Handelsperiode kostenlos erhielten, war die Zuteilungsmenge kleiner als die verifizierten Emissionen.

Auswirkungen auf die Durchführung von Emissionsminderungsmaßnahmen

Da die Zuteilungssituation insbesondere von der unternehmensspezifischen Struktur des Energieerzeugungsportfolios des Energieversorgungsunternehmens abhängig ist, ergeben sich hieraus für die interviewten Energieversorgungsunternehmen unterschiedliche Handlungsstrategien.

„Wir wollen irgendwo unsere Carbon-Intensität abbauen. Da gibt es auch ein Pfad, wie wir das machen wollen, aber daran erkennt man schon, dass das Thema CO₂ ein wichtiger Bestandteil unserer Strategie ist und wesentlich durch CO₂ geprägt“ (E_021:2).

Um den CO₂-Ausstoß fossil befeuerter Kraftwerke zu reduzieren, können – wenn technisch möglich – in bereits existierenden Kohlekraftwerken biogene Brennstoffe mitverbrannt werden. Hierbei handelt es sich zumeist um Alt- und Restholz (E_021:118) in Form von Holzhackschnitzeln oder Holzpellets aus holzartiger Biomasse wie Landschaftspflegematerial ohne Grünschnitt (E_071:88, E_022:47). Daneben sind auch weitere Materialien aus Biomasse denkbar (E_071:88). Da die Verbrennung von Biomasse CO₂-neutral ist, wird durch das sogenannte Co-firing weniger CO₂ pro erzeugte Einheit Strom, als beispielsweise bei der reinen Kohleverstromung, emittiert.

„Wir wissen ganz genau ab 2013, wenn die nächste, die dritte Handelsperiode anfängt, dann müssen wir jedes CO₂-Zertifikat, was wir brauchen, kaufen. Und dann sollten wir mal rechtzeitig anfangen, einfach zu überlegen, wie können wir das einfach so ein bisschen reduzieren. Das war so ein bisschen der Auslöser gewesen, dass wir gesagt haben, wir möchten einfach gucken, ob es eine Alternative gibt auf dem Markt. ... Wir haben eine Technik im Kraftwerk, das nennt sich Wirbelschichttechnik und das ist so, dass die Kohle, die wir einsetzen ... sehr klein ist, sehr fein ist, dass die durch hohe Luftdrücke immer im Kessel gehalten wird in Umluft und das bot sich eben mit diesen Pellets eben auch an. Und dann haben wir verschiedene Pellets getestet, die wir kaufen konnten. Haben damit sehr gute Erfahrungen gemacht und haben dann gesagt, dann gehen wir einen Schritt weiter und versuchen das umzustellen“ (E_071:2).

Das interviewte Energieversorgungsunternehmen produziert die Pellets, die im Kohlekraftwerk mitverbrannt werden, in einem eigenen Pellet-Werk. Es liegt die Genehmigung vor, dass in diesem Werk die für die Verbrennung im Kraftwerk verwendeten Industriepellets, aber auch Pellets für Hausbrandanlagen hergestellt werden dürfen. Im Weiteren soll eine Mühle zur Zerkleinerung der Einsatzstoffe eingebaut werden, damit verschiedene Materialien in unterschiedlichen Größen bei der Pelletherstellung verarbeitet werden können, um flexibel auf die Marktsituation der Ersatzbrennstoffe reagieren zu können (E_071:88). Die Vermeidung von CO₂-Emissionen durch den Einsatz von CO₂-neutralen Ersatzbrennstoffen wird jedoch nur durchgeführt, wenn sie wirtschaftlich lohnend ist. So kann das Energieversorgungsunternehmen, wenn der Kohle- und CO₂-Preis so niedrig ist, dass kein wirtschaftlicher Vorteil durch den Einsatz von Ersatzbrennstoffen im fossil befeuerten Kraftwerk generiert werden kann, die selbst produzierten Pellets an Contracting-Anlagen vermarkten (E_071:100). Bezüglich der Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Ersatzbrennstoffen erläutert ein weiterer Interviewpartner Folgendes:

„So und da kalkulieren wir in der Tat, ob wir eine Tonne Ersatzbrennstoff gegenrechnen können, gegen ein CO₂-Zertifikat. Wenn sich das rechnet, verbrennen wir Ersatzbrennstoffe, wenn es sich nicht rechnet, verbrennen wir sie nicht“ (E_151:72).

Der Befragte berichtet weiter, dass im Kohlekraftwerk Klärschlamm oder Tiermehl mitverbrannt werden (E_151:79), da durch die Entsorgung dieser Ersatzbrennstoffe zusätzliche Einnahmen generiert werden können. Natürlich wirkt sich dies auch positiv auf die CO₂-

Bilanz aus – ein Mitnahmeeffekt, so der Interviewpartner (E_151:88). Auf die Frage, ob nun aufgrund des Emissionshandels eine verstärkte Verbrennung von Ersatzbrennstoffen erfolgt, antwortet der Interviewpartner, dass die technischen und genehmigungsrechtlichen Grenzen ausgenutzt werden, da es sich „rechne“ (E_151:89 f.). Auf die Frage, warum beispielsweise kein Altholz eingesetzt wird, erwidert der Befragte, dass der Markt für Altholz leer ist und „die Preise ziemlich kaputt“ sind (E_151:80-82). Auch nach Auffassung eines weiteren Interviewpartners ist die Mitverbrennung von Biomasse derzeit nicht wirtschaftlich, da die Kosten für Biomasse über den Kosten für fossile Brennstoffe inklusive der CO₂-Kosten liegen (E_041:72).

Bei Investitionsentscheidungen über Retrofitmaßnahmen, den Neubau oder Erwerb fossil befeuerter Kraftwerke ist der Preis für Emissionszertifikate zu berücksichtigen, da dieser die Wirtschaftlichkeit der Investition beeinflusst. Ein Interviewpartner äußert sich hierzu wie folgt:

„Das Thema CO₂ [ist] sofort, nachdem der Emissionshandel eingesetzt ist, natürlich zu einem Kostenfaktor geworden für die Kraftwerke, den gab es vorher nicht. Und damit hat es Einfluss genommen auf jede unternehmerische Entscheidung, die von CO₂ betroffen ist. ... Also, wenn Sie heute mit einer, ja ab 2005, wenn Sie da mit einer Geschäftsidee kommen, egal, ob das ein Kraftwerksneubau ist oder mergers & acquisitions, dann wird überlegt, was hat CO₂ für einen Einfluss und dann wird es berücksichtigt“ (E_021:10).

Wird der Wirkungsgrad eines Kraftwerkes erhöht, kann „mehr Megawatt aus dem Gleichen“ (E_031:52) herausgeholt werden. Aufgrund der Umsetzung von effizienzsteigernden Maßnahmen, wie der Ausrüstung von Kohlekraftwerken mit neuen Kohlestaubbrennern (E_032:90) oder das Ersetzen alter Kessel und Brenner (E_091:78), können die Primärenergieträger besser genutzt werden, wodurch sich die CO₂-Emissionen der Anlage pro produzierter Einheit Strom reduzieren (E_052:44) und somit weniger Emissionszertifikate benötigt werden. Darüber hinaus werden weitere Maßnahmen, wie der Bau von Fernwärmetransportleitungen durchgeführt, um weitere Anlagen an das Netz anzuschließen (E_091:78) und somit den Wirkungsgrad der Anlagen durch die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung weiter zu steigern. Durch diese Retrofitmaßnahmen können die Brennstoffkosten und die Menge an benötigten Emissionszertifikaten pro produzierter Einheit Energie gesenkt und die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Kraftwerken mit geringeren Wirkungsgraden verbessert werden (E_132:73).

Durch den Bau neuer Kohle- und Gaskraftwerke können ältere emissionsintensivere Anlagen ersetzt und diese somit stillgelegt werden. Durch den Neubau von emissionsärmeren Kraftwerken werden weniger spezifische CO₂-Emissionen je erzeugter Einheit Strom ausgesto-

ßen, somit die CO₂-Emissionen des Kraftwerksparkes (E_022:90) und die Menge an benötigten Emissionszertifikaten reduziert.

Da Unternehmen begrenzte Investitionsmöglichkeiten haben, müssen Entscheidungen darüber getroffen werden, welche Investition durchgeführt wird. Diese Entscheidungen werden laut Aussage der Experten nach zwei Kriterien getroffen: Das erste Kriterium ist die grobe strategische Ausrichtung. Hier stellt sich die Frage, welche Bereiche langfristig gestärkt werden sollen (E_111:38, E_031:104). Als zweites Kriterium ist die Wirtschaftlichkeit eines Projektes entscheidend (E_111:38).

Den Interviewpartnern wurde die Frage gestellt, ob die Energieversorgungsunternehmen nach dem Modell der Grenzvermeidungskosten über die Investition in CO₂-Vermeidungstechnologien, wie die Durchführung von Retrofitmaßnahmen oder den Ersatz alter fossil befeuerter Kraftwerke durch Kraftwerksneubauten, entscheiden. Hierzu erläutert ein Befragter Folgendes:

„Und ich kenne wirklich in der Wirtschaft kein Unternehmen, was Vermeidungskosten berechnet. Zumal das ja auch extrem davon abhängt, was man in dem Fall gerade wirklich verdrängt, was ja auch .. niemand wirklich richtig sagen kann. Dementsprechend ist das theoretische Modell der Vermeidungskosten zwar nett, aber praxisrelevant nicht (E_041:12).

Dies begründet er damit, dass der Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer Investition die prognostizierte Entwicklung des Strommarktpreises, der Brennstoffpreise, der CO₂-Preise sowie weiterer Kosten zugrunde liegt. Zwar besteht die Möglichkeit den prognostizierten Entwicklungspfad des CO₂-Preises auf einen bestimmten Zeitpunkt zurückzurechnen, um somit die Vermeidungskosten bestimmen zu können, aber dabei würde es sich nur um einen Wert handeln, so der Interviewpartner. Das Energieversorgungsunternehmen führt diese Rückrechnung zur Ermittlung der Vermeidungskosten nicht durch, da dieser Wert nicht von Interesse ist. Ferner ist hierbei zu beachten, dass bei der Ermittlung der Vermeidungskosten die spezifischen Kosten und Emissionen der Vermeidungsmaßnahme den spezifischen Kosten und Emissionen einer Referenztechnologie gegenübergestellt werden. Demnach werden die Vermeidungskosten maßgeblich von der Wahl der Referenztechnologie beeinflusst. Hierbei ist teilweise fraglich, welche Energieerzeugungsart durch die Investition in die jeweilige CO₂-Vermeidungsmaßnahme tatsächlich verdrängt wird und somit als Referenztechnologie heranzuziehen ist. Er erläutert, dass das Unternehmen diesbezüglich Planspiele durchführte, bei welchen festgestellt wurde, dass die Berechnung der Vermeidungskosten nicht das richtige Instrument ist (E_041:12-16, 58).

Diese Auffassung wird durch andere Befragte bestätigt.

„Wir gucken uns nicht singularär nur CO₂ an, wir gucken immer den Gesamtbusiness-Case an und da spielt CO₂ ein Rolle“ (E_021:56).

„Der Punkt ist, das ist doch etwas komplizierter für eine effizienzsteigernde Maßnahme, sprich Ertüchtigung des Kessels, Turbine, was auch immer, das jeweils auszurechnen. Das in einer Zahl auszudrücken, ist extrem schwierig, weil das beeinflusst .. den Wirkungsgrad, der Wirkungsgrad hat wieder Einfluss auf die Fahrweise des Kraftwerkes, dann muss ich den Kraftwerkseinsatz dynamisch durchsimulieren über x Jahre unter verschiedenen Annahmen von verschiedenen Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen. ... Aber jetzt im Vorfeld zu sagen, dass kostet jetzt 15, 18, 38 Euro, das, so eine Übersicht gibt es jetzt starr nicht, weil das sind hoch variable oder auch Bereiche, es gibt keine starren Werte eigentlich dazu, das gibt es nicht“ (E_141:26).

„Diese Rechnung hat aus meiner Sicht einen Fehler. Die ist richtig, wenn ich es gesamtwirtschaftlich mir angucke, aber nicht, wenn ich es unternehmensbezogen angucke. Denn als Unternehmen werde ich ganz genau rechnen, wie jeder andere auch, jeder Euro, den ich investiere, der muss das und das bringen. ... Also so direkt nicht zu machen, dass wir sagen, jetzt haben wir eine Kennziffer ab 60 Euro wird der Wirkungsgrad verbessert, ja, das nützt uns gar nichts. Da stimmen die ganzen Modelle nicht mehr, die Strompreismodelle nicht mehr, gar nichts mehr“ (E_151:69).

„Jede weitere Maßnahme in die Richtung [Effizienzmaßnahme, Anm. d. Autors] muss sich natürlich daran messen lassen, .. was sie bringt und da ist der Strompreis ein Ergebnis und das andere ist eben auch der mögliche Zertifikatpreis, der den Strompreis wiederum stützt“ (E_081:41).

Um die Investitionsprojekte miteinander vergleichen zu können, wird jede Investitionsentscheidung mit annähernd den gleichen Mitteln, beispielsweise durch die Durchführung eines Discounted Cash Flow-Verfahrens, bewertet (E_021:56). Diese Aussage wird durch weitere Befragte bestätigt. Auch hier werden die Investitionen mit einer Kapitalwertmethode, durch die Ermittlung des Barwertes oder der Internal Rate of Return, bewertet (E_031:10; E_041:14). Hierzu müssen Annahmen darüber getroffen werden, wie sich beispielsweise die Strommarkt-, Brennstoff- und CO₂-Preise über die gesamte Laufzeit des Kraftwerkes, 40 bis 50 Jahre, entwickeln (E_141:16). Um die Auswirkungen der verschiedenen Parameter auf den Barwert der Investition aufzeigen zu können (E_041:54; E_111:132), kommen verschiedene Sensitivitätsanalysen und Optionsmodelle zur Anwendung (E_021:56). Bezüglich der Durchführung von Sensitivitätsanalysen erläutert ein Interviewpartner, dass die verschiedenen Szenarien in sich konsistent sein müssen. Demnach wird beispielsweise ein Szenario erstellt, welches eine wirtschaftliche Depression abbildet. Hierbei wird davon ausgegangen, dass der Preis für Emissionszertifikate aufgrund geringerer Nachfrage sinkt und dieser somit einen geringeren Einfluss auf den Barwert der Investition hat. Da die Szenarien aber in sich konsistent sind, ist auch die Entwicklung des Strompreises an das jeweilige Szenario anzupassen. Denkbar ist auch ein Szenario, welches eine sehr ambitionierte Klimaschutzpolitik

abbildet. Auch hier werden die Parameter konsistent an das Szenario angepasst. Beispielsweise wird in solch einem Szenario von einem Preisanstieg der Emissionszertifikate ausgegangen, wodurch der Barwert der Investition negativ beeinflusst wird. Gegebenenfalls kann dieses Szenario sich aber auch positiv auf den Barwert einer Investition auswirken, wenn die spezifischen CO₂-Emissionen des geplanten Kraftwerkes geringer sind als die des marktpreissetzenden Kraftwerkes. Demnach sind bei steigenden CO₂-Preisen – ceteris paribus – Investitionen in emissionsärmere Technologien, wie beispielsweise Gaskraftwerke, gegenüber CO₂-lastigeren Investitionen wirtschaftlich tragfähiger (E_041:54; E_021:56). Bei der Ermittlung des Barwertes der verschiedenen Investitionen sind jeweils dieselben Strom-, Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen zugrunde zu legen, um die einzelnen Projekte miteinander vergleichen zu können (E_041:14,16). Die Auswirkungen der einzelnen Parameter auf den Barwert sind jedoch von den Spezifikationen der jeweiligen Investition abhängig.

Auf die Frage, ob die Bewertung einer Beteiligung an einem Kraftwerkspark, der Strom durch den Einsatz fossiler Brennstoffe erzeugt, richtig war, antwortet der Interviewpartner:

„Ob das [die Bewertung des Kraftwerksparks, Anm. d. Autors] richtig war zu dem Zeitpunkt, sage ich mal, nein, das ist nie richtig, wie Sie es bewerten, das war immer falsch. Aber einen Tod müssen Sie sterben“ (E_111:132).

Weiter führt er dazu aus, dass die Rechenalgorithmen einer Wirtschaftlichkeitsberechnung sehr einfach sind und es immer nur darum ginge, „was packen Sie vorne für einen Müll rein und was bekommen Sie hinten raus“ (E_111:134).

Nach Bewertung und Vergleich der unterschiedlichen Investitionsprojekte werden die Projekte durchgeführt, welche die vom Unternehmen vorgegebenen Investitionsanforderungen erfüllen. Hier spielt nicht nur die Rendite, sondern auch das Risiko der Investition eine Rolle (E_031:102-104), da die Renditeanforderung von der Risikostruktur der Investition abhängt. Demnach gibt es nicht eine Rendite, sondern projektspezifische oder länderspezifische Renditen (E_081:45). Ein anderer Interviewpartner erläutert hierzu, dass es Investitionsrichtlinien für den Konzern gibt, welche – in Abhängigkeit des Projektrisikos – unterschiedliche Renditeerwartungen enthalten (E_111:38-40). Risikoreiche Projekte müssen eine höhere Renditeerwartung erfüllen als Projekte, deren Risiko geringer ist (E_041:20). Erfüllt ein Investitionsprojekt nicht die Renditeerwartung, wird das Projekt nicht durchgeführt.

„Ich bin Umweltingenieur ... und auf Deutsch gesagt, der Umweltgedanke ist der Wirtschaft egal. ... Die Euphorie, die ich mal vor Jahren hatte, dass ich gesagt habe, wir machen jetzt Umweltmanagement und wir investieren in die Anlagen. Das ist alles Schall und Rauch, wenn es wirtschaftlich nicht darstellbar ist“ (E_071:228).

Ein anderer Interviewpartner erläutert, dass unter Umständen Projekte, welche die geforderte Rendite nicht erzielen, aufgrund besonderer strategischer oder lokaler Überlegungen weiterverfolgt werden. Dies ist jedoch die Ausnahme, so der Experte (E_141:86).

„Aber im Normalfall ist, wenn die vom Unternehmen vorgegebene Rendite nicht erfüllt ist, .. ein Projekt, egal, ob es jetzt Photovoltaik ist oder eine Wärmeleitung oder sonst was, .. dann vom Tisch. Ja, spielt dann keine Rolle“ (E_141:86).

Darüber hinaus erschweren Unsicherheiten bezüglich politischer Rahmenbedingungen die Bewertung von Investitionen. Hierzu erläutert ein Befragter eines kommunalen Unternehmens, dass eine Investition in Hinblick auf den Atomausstieg geplant und durchgeführt wurde. Sodann verabschiedeten die politischen Entscheidungsträger die Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke, wodurch die Investition entwertet wurde. Ein paar Monate später wurde von der Bundesregierung das Moratorium erwirkt, wodurch sich die wirtschaftlichen Bedingungen wieder veränderten (E_131:62).

„Also, der Begriff Planungssicherheit ist an der Stelle nicht zu gebrauchen, weil ich muss ja eigentlich auf 25 Jahre planen. Wenn wir alle halben Jahre dann andere politische Randbedingungen haben, dann wird das schon schwierig für so ein Unternehmen wie uns“ (E_131:62).

Ein Interviewpartner äußert sich bezüglich der Investition in konventionelle Kraftwerke wie folgt:

„Und ein konventionelles Kraftwerk, naja, rechnen Sie mal nach. So ein tolles Invest ist das auch nicht, bei hohen Risiken: CO₂-Markt, lauf ich, lauf ich nicht, liege ich in der Merit-Order irgendwo vorne, nicht vorne. Und Geld geht immer den Weg des geringsten Widerstandes“ (E_111:163).

Auch ein weiterer Interviewpartner äußert sich bezüglich einer Investition in ein Steinkohlekraftwerk, dass es nicht einfach ist, mit einem Steinkohlekraftwerk heute Geld zu verdienen (E_031:154).

Auf die Frage, ob „Carbon Capture and Storage (CCS)“ eine geeignete Maßnahme zur Reduzierung von CO₂ ist, antwortet ein Interviewpartner, dass es eine Option ist, um einen diversifizierten Anlagenpark auch unter hohen Emissionsminderungsanforderungen zu betreiben. Aufgrund dessen wird in diesem Bereich auch geforscht. Ob von dieser Forschungs- und Entwicklungsarbeit profitiert werden kann, wird sich erst in Zukunft herausstellen (E_031:185). Ein anderer Gesprächspartner erläutert, dass sich CCS-Technologien bei den aktuellen CO₂-Preisen nicht rechnen, jedoch aufgrund der „Erwartung in den zukünftigen Emissionshandel“ und somit aus strategischen Gründen in solche Forschungsprojekte investiert wird (E_041:42). Auch andere Befragte geben an, dass diese Technik aufgrund der

derzeitigen CO₂-Preise in Europa nicht wirtschaftlich ist (E_021:54; E_081:96; E_151:120). Ferner wird der Wirkungsgrad der Anlage durch die Abscheidung verringert (E_051:47). Weiter besteht für Verfahren, bei welchen beispielweise CO₂ in Gesteinsformationen tief unter der Erdoberfläche gespeichert wird, in Deutschland keine gesellschaftliche Akzeptanz (E_051:47; E_023:85) und somit ist CCS politisch nicht durchsetzbar, wenn es keine andere Lösung gibt, als das CO₂ in die Erde zu verbringen (E_151:120). Diese Auffassung teilt ein weiterer Befragter und erläutert, dass durch den Einsatz von CCS das Problem des CO₂-Ausstoßes bei der Verstromung von fossilen Brennstoffen nicht gelöst wird. Es wird, wie bei der Kernenergie, wo radioaktive Abfälle verursacht werden, die Endlagerung dieser aber noch nicht geklärt ist, nur verlagert. Die einzige annehmbare Variante wäre, wenn CO₂ dauerhaft chemisch stabil, in Pulver- oder Stoffform, also in seiner ursprünglichen Form, gespeichert werden könnte. Der Befragte ist aber nicht davon überzeugt, dass diese Variante der CO₂-Speicherung bahnbrechend wäre. Somit ist CCS „die Antwort auf eine falsch gestellte Frage“ (E_081:96).

3.2.1.2 Handel mit Emissionszertifikaten

Handelsstrategien

Aufgrund der Handelbarkeit der Emissionszertifikate stellt sich die Frage, welche Handelsstrategien die Energieversorgungsunternehmen verfolgen. Die Interviewpartner erläutern, dass eine Abteilung den Handel der relevanten Commodities für den Kraftwerkspark des Energieversorgungsunternehmens zentral durchführt (E_021:4; E_041:10; E_08:52; E_101:4; E_131:16; E_141:10). Mit der Einführung des Emissionshandels übernahm diese Handelsabteilung auch die Handelskompetenzen für das zusätzliche Commodity CO₂ (E_081:9, 52). Als Schnittstelle zwischen der Erzeugung und den Märkten (E_021:4) stellt die Handelsabteilung den Zugang aller Geschäftsbereiche des Energieversorgungsunternehmens zum Markt dar (E_041:10). Da die Handelsabteilung in der Regel die erzeugte Energie vermarktet sowie die für die Energieproduktion benötigten Brennstoffe und Emissionszertifikate einkauft, fällt die Energievermarktung, die Brennstoffbeschaffung und das Emissionszertifikate-Management in ihren Zuständigkeitsbereich (E_022:89; E_032:40; E_041:10; E_101:4; E_131:2, 16). Die Energiebeschaffung und -vermarktung erfolgt einerseits über internationale Börsen, aber auch im Rahmen des OTC-Handels (E_032:40; E_082:53).

Durch die Bündelung der Energiebeschaffung und -vermarktung in der Handelsabteilung übernimmt diese auch das Management der für die relevanten Commodities bestehenden Preis- und Mengenrisiken (E_022:89; E_032:40; E_082:71). Bei den größeren Energieversorgungsunternehmen ist diese Trading-Abteilung in einer eigenen Gesellschaft ausgelagert. Das durch den Emissionshandel bedingte technische Monitoring und das Reporting der

verursachten Emissionen werden in der Regel durch die Kraftwerke und die Kraftwerksgesellschaften selbst durchgeführt (E_021:4; E_031:4; E_131:18; E_141:10).

Durch die Teilnahme am europäischen Emissionshandel entstehen für die Emittenten Transaktionskosten. Hierunter fallen beispielsweise die Gebühren der DEHSt für die Kontoeröffnung im Emissionshandelsregister oder die Kosten für die Ausstattung des unternehmensinternen EDV-Systems zur sicheren Kommunikation und Übermittlung der Daten von und an die DEHSt. Weiter entstehen Kosten für administrative Aufgaben, wie das Reporting, die Erstellung des Emissionsberichtes gemäß TEHG sowie die Prüfung und Verifizierung dieser durch akkreditierte oder zertifizierte Prüfstellen (E_091:62; E_07:58). Zwar erstellten Kraftwerksbetreiber aufgrund rechtlicher Vorgaben auch schon vor der Einführung des Emissionshandels Emissionsberichte, doch die Berichterstattung ist nun, laut Aussage von drei Befragten, aufwendiger (E_091:66; E_071:58; E_101:28). Ferner fallen Kosten für den Handel der Zertifikate, beispielsweise für den Marktzugang, an (E_021:44; E_041:46).

„Wir kaufen unsere Zertifikate ja auch direkt selbst an der EEX, ..., also, wir erwarten sowieso eine eigentliche Börse irgendwann, dadurch haben wir ohnehin einen Marktzugang“ (E_041:46).

Ferner entstehen Kosten, insbesondere Personalkosten für das Back-Office, Risikocontrolling und die Analysen (E_031:68). Da die gesamte bestehende Infrastruktur der Handelsabteilung nun auch für das Commodity CO₂ verwendet wird, ist die Berechnung der Transaktionskosten schwierig, da es sich insbesondere bei den Personalkosten um nicht direkt zuordenbare Kosten handelt, sondern diese über einen festzulegenden Schlüssel zugeordnet werden müssten. Zwei Interviewpartner schätzen die Transaktionskosten auf unter 1 € pro t CO₂ (E_021:44, E_041:46). Einer dieser Befragten teilt mit, dass eine genaue Ermittlung der Transaktionskosten nicht erfolgt, da diese praktisch nicht so viel Bedeutung haben (E_041:46). Zwei Befragte teilen mit, dass die Transaktionskosten wenig ins Gewicht fallen (E_131:70; E_151:40). Die anderen Befragten können zur Höhe der Transaktionskosten keine Einschätzung geben.

Kleinere Emittenten, die keinen eigenen Marktzugang zum Handeln der Zertifikate an der Börse besitzen, beziehen ihre Zertifikate über Emissionshändler und Banken. Hierdurch entfallen einerseits die Kosten für den Marktzugang und die internen Kosten für den Handel der Zertifikate, andererseits entstehen Kosten für die Inanspruchnahme der Dienste von Emissionshändlern (E_031:70, 72).

Nach Einschätzung mehrerer Befragter besitzen Großemittenten, Energieversorgungsunternehmen wie auch Industrieunternehmen, einen Vorteil gegenüber Kleinemittenten, da ihre Transaktionskosten pro t CO₂ nicht so hoch sind (E_041:46; E_111:66, 68).

„Aber kommt halt drauf an, also, wenn Sie eine kleine Anlage, gerade mal 20 MW haben und da muss sich einer mit beschäftigen, da schlagen die Personalkosten natürlich gnadenlos durch“ (E_041:46).

Einzelne Befragte teilen mit, dass die Emissionszertifikate, welche den einzelnen emissionshandelspflichtigen Anlagenbetreibern kostenlos zugeteilt werden, in einem Pool vereint werden. Der Pool wird von der Handelsabteilung oder der Handelsgesellschaft des Energieversorgungsunternehmens verwaltet. Ein Interviewpartner erläutert hierzu, dass die Positionen zur Risikominimierung innerhalb des Pools erst einmal konsolidiert und sodann die entstandene Residualposition am Markt gekauft oder verkauft wird (E_021:4, 26). Da jede Produktionseinheit für ihr wirtschaftliches Ergebnis verantwortlich ist, erfolgt die Verrechnung der Emissionszertifikate der einzelnen Anlagen untereinander nicht nach konzerninternen Verrechnungspreisen, sondern nach Marktpreisen, erklärt ein anderer Experte. Weiter führt er aus, dass durch die Verrechnung mit Marktpreisen ein unabhängiger Maßstab zur Bemessung der an den Erfolg der Produktionseinheit gekoppelten Managervergütung vorliegt (E_041:40). Ein anderer Befragter bestätigt, dass die Übertragung von überschüssigen Emissionszertifikaten von einer Anlage auf eine andere innerhalb des Konzerns im Rahmen des Pooling wie unter fremden Dritten durchgeführt wird (E_071:16).

Größere und kleinere Energieversorgungsunternehmen teilen mit, dass das Energieversorgungsunternehmen mit Emissionszertifikaten handelt, insbesondere um Residualpositionen, eine Über- oder Unterausstattung mit Emissionszertifikaten, auf dem Markt auszugleichen. Nach Aussage mehrerer Befragter und laut den Geschäftsberichten ist der spekulative Handel, das Setzen auf steigende oder fallende Preise, nur in einem kleinen Umfang möglich, da hierfür unternehmensintern enge, klar definierte Grenzen vorgegeben sind und die Einhaltung dieser Begrenzungen überwacht wird (E_021:4; E_032:64; E_041:36, 38, 48). Weitere Befragte teilen mit, dass das Energieversorgungsunternehmen zwar mit Emissionszertifikaten handelt, jedoch nicht spekulativ (E_091:28) und Emissionszertifikate ausschließlich gekauft werden, um die für die Stromerzeugung benötigten Emissionszertifikate zu decken (E_152:41). In Bezug auf das spekulative Handeln berichtet ein Interviewpartner, dass das Unternehmen eine geringe Menge an Zertifikaten kaufte, um mit diesen „zu spielen“. Da die Zertifikate nur noch unter den Anschaffungskosten veräußert werden konnten, beschloss das Unternehmen von solchen „Aktionen die Finger zu lassen“ (E_071:64).

Ein Interviewpartner erläutert hierzu Folgendes:

„Sie haben wie bei jedem anderen Gut, das Sie am Handel beziehen können, ja auf der einen Seite die Möglichkeit, richtig dicke zu spekulieren, auf der anderen Seite nur den Bedarf einzudecken und Stadtwerke wie wir, wir sind keine Spekulanten“ (E_131:24).

Weiter erläutert er:

„Wenn Sie .. Handelsgeschäfte [im spekulativen Sinne, Anm. d. Autors] machen, dann brauchen Sie Risikokapital. So, und jetzt können Sie die Kapitalressourcen, die Sie haben, hernehmen, um ins Netz zu investieren, in Assets zu investieren oder Sie sagen, nein, wir nehmen da mal schnell 10 Millionen raus und spielen mal ein wenig am großen Börsenspiel mit. Im privaten Umfeld sagt man ja immer, wenn Du an der Börse spekulierst, mach das mit Geld, das Du übrig hast. Das gilt für Unternehmen genauso“ (E_131:78).

Ein Experte teilt mit, dass der Markt für Emissionszertifikate aufgrund der regulatorischen Sonderregeln schwer vorhersehbar ist. Demnach ist dieser „eher ein Muss-Markt, als ein Kann-Markt“ (E_081:52). Aufgrund dessen wird am Markt gehandelt, wenn es notwendig ist, aber es ist kein „handelbarer Markt, wie man sich den vielleicht vorstellen könnte“ (E_081:52). Aufgrund dieser Unvorhersehbarkeit ist das Risiko zu minimieren und auf Spekulationen zu verzichten:

„Also, da sind wir teilweise selbst überrascht worden, was der Emissionshandelsmarkt gemacht hat. Deswegen auch Risikominimierung im Geschäft, halt immer nicht spekulieren mit CO₂-Zertifikaten“ (E_041:48).

Hedging

Da die Preisentwicklung für Emissionszertifikate die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerkes beeinflusst, muss eine unternehmensindividuelle Strategie entwickelt werden, wie mit diesen umgegangen und die Risikoposition abgesichert werden kann (E_131:24). Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, veräußern die Energieversorgungsunternehmen ihre geplante Stromerzeugung am Terminmarkt (E_023:41, 97; E_032:51; E_052:126). Laut einem Geschäftsbericht wurden 75% der kontinuierlichen Stromproduktion auf Termin verkauft. Aufgrund der volatilen Strompreise wird die Restmenge am Spotmarkt angeboten (E_152:24). Nach Angaben eines Experten wird der überwiegende Teil der geplanten Stromerzeugung auf Termin – anderthalb, teilweise zwei Jahre vor dem Liefertermin – veräußert (E_041:36). Dem Geschäftsbericht eines weiteren interviewten Unternehmens ist zu entnehmen, dass der erzeugte Strom annähernd in vollem Umfang bis zu drei Jahre vor der Lieferung veräußert wird. Größtenteils erfolgt der Stromverkauf über die Börse. Hierbei trägt die Clearing-Stelle der Börse für diese Volumina das Kreditrisiko (E_022:60, 93).

Am Terminmarkt der EEX kann Strom bis zu sechs Jahre vor der Lieferperiode gehandelt werden (EEX 2012, S. 7). Das auf Termin gehandelte Volumen des Produktes Phelix Base Year Futures der EEX nimmt, je näher die Lieferperiode rückt, zu. In den dargestellten Lieferperioden 2011 bis 2015 wurden zwei Jahre vor der Lieferperiode zwischen 15 und 23% und im Jahr vor der Lieferung (Frontjahr) zwischen 68 und 79% des gesamten Volumens des jeweiligen Futures-Kontraktes gehandelt (Tab. 3-5). Das Handelsvolumens der Jahre 2011 bis 2014 am Spotmarkt der EPEX SPOT SE für die Preiszone Deutschland/Österreich betrug zwischen 225 Mio. MWh (Jahr 2011) und 263 Mio. MWh (Jahr 2014) (EPEX SPOT 2014, 2015b). Somit erreichte in den Jahren 2011 bis 2014 das Handelsvolumen auf dem Spotmarkt zwischen 29% (Jahr 2011) und 44% (Jahr 2013) des Handelsvolumens auf dem Terminmarkt. Der Mittelwert der Bruttostromerzeugung der Jahre 2011 bis 2014 in Deutschland betrug 627 Mio. MWh (AGEB 2015).

Tab. 3-5. Handelsvolumen des Phelix Base Year Futures in der Handelsperiode 2005 bis 2014.
[Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf EEX 2014f, 2015e]

Handels- periode	Lieferperiode 2011		Lieferperiode 2012		Lieferperiode 2013		Lieferperiode 2014		Lieferperiode 2015	
	Mio. MWh	%	Mio. MWh	%	Mio. MWh	%	Mio. MWh	%	Mio. MWh	%
2005	0,53	0,07								
2006	1,24	0,16	0,70	0,09						
2007	2,92	0,37	1,46	0,20	0,33	0,06				
2008	58,30	7,49	20,12	2,71	6,32	1,12	0,04	0,01		
2009	155,65	20,00	39,35	5,30	9,04	1,61	0,49	0,07	0,04	0,01
2010	559,57	71,91	158,40	21,32	48,55	8,63	3,58	0,53	0,19	0,02
2011			522,95	70,39	114,93	20,43	40,24	5,90	2,71	0,34
2012					383,51	68,16	102,22	14,99	39,67	4,99
2013							535,15	78,50	183,87	23,11
2014									569,11	71,54
Summe	778,21		742,98		562,68		681,72		795,59	

Um die Risiken im Erzeugungsgeschäft zu begrenzen, werden gleichzeitig mit dem Abschluss der Stromlieferungsverträge am Terminmarkt die für diese Erzeugung benötigten Brennstoffe und Emissionszertifikate beschafft (E_041:36, 48; E_023:41, 97; E_033:19; E_153:24).

„Wir haben schon 2003 die ersten CO₂-Zertifikate gehandelt auf einer Futures- oder Forward-Bases. Einfach, weil wir gesagt haben, wenn so was kommt, dann müssen wir einen liquiden Markt haben, um dann auch unsere Risikoposition absichern zu können“ (E_021:10).

Die Absicherung des Preisänderungsrisikos der Emissionszertifikate erfolgt, indem diese entweder physisch beschafft oder preislich abgesichert werden (E_023:41; E_041:36; E_153:43).

In unternehmensinternen Richtlinien wird festgelegt, welche Produkte zur Minderung der Preisrisiken eingesetzt werden dürfen (E_033:170; E_083:64). Als Sicherungsinstrumente der Commodity-Risiken kommen beispielsweise Forwards, Futures, Optionen und Swaps bei den Energieversorgungsunternehmen zum Einsatz (E_052:123; E_033:73).

Da die Energieversorgungsunternehmen den Großteil der geplanten Stromerzeugung ein Jahr vor Beginn der Lieferperiode veräußern und gleichzeitig die für die veräußerte Stromerzeugung benötigten Emissionszertifikate beschaffen, wurde der Zusammenhang zwischen dem CO₂-Preis und dem Strommarktpreis, jeweils am Terminmarkt, berechnet. Hierbei ergibt sich ein Bestimmtheitsmaß R^2 von 0,73. Somit können 73% der Variation des Strompreises am Terminmarkt mit Hilfe des Preises für Emissionszertifikate am Terminmarkt unter Annahme eines linearen Zusammenhangs erklärt werden (Abb. 3-6).

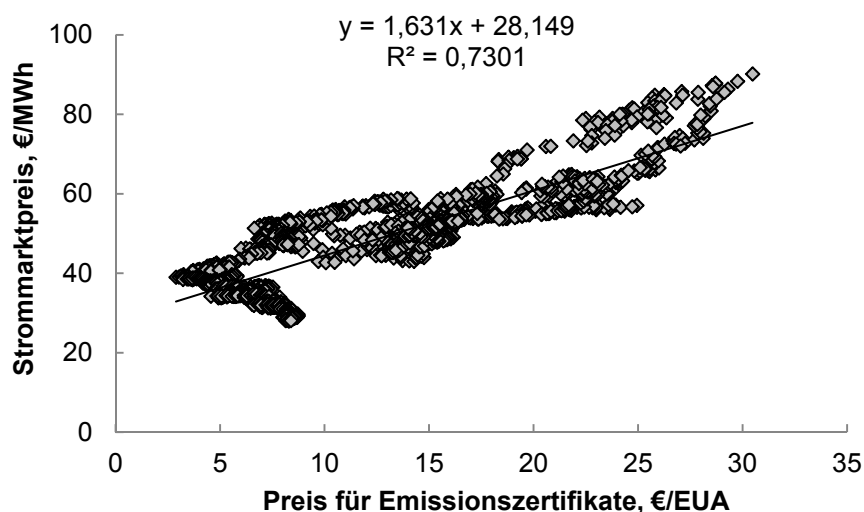


Abb. 3-6. Einfluss des Preises für Emissionszertifikate (Sekundärmarkt) am Terminmarkt auf den Strompreis am Terminmarkt für die Handelsjahre 2007 bis 2015.

EUA, EU Emission Allowance. Es wurden die Abrechnungspreise (Settlement Price) des Frontjahres der EUA-Futures (Lieferung Dezember) und der Phelix Base Year Futures verwendet. Phelix Base Year Futures sind drei Börsentage vor Beginn der Lieferperiode fällig (EEX 2012, S. 7). Aufgrund dessen wurden die EUA-Transaktionen der letzten Börsentage eines Jahres – ohne Handel des Phelix Base Year Futures – nicht berücksichtigt [Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf EEX 2014d, 2014f, 2015c, 2015e, 2016c, 2016e].

Bei der Darstellung des Zusammenhangs zwischen CO₂-Preis und Strompreis am Spotmarkt für den Zeitraum April 2008 bis Dezember 2015 ergibt sich hingegen ein Korrelationskoeffizient r von 0,57 und ein Bestimmtheitsmaß R^2 von 0,33 (Abb. 3-7). Aufgrund dessen können am Spotmarkt für den dargestellten Zeitraum nur 33% der Variation des Strompreises mit

Hilfe des Preises für Emissionszertifikate unter Annahme eines linearen Zusammenhangs erklärt werden.

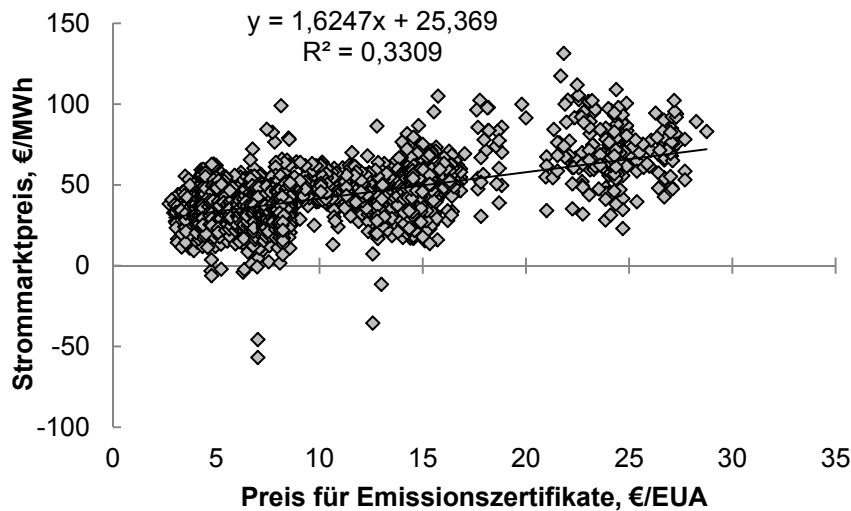


Abb. 3-7. Einfluss des Preises für Emissionszertifikate (Sekundärmarkt) am Spotmarkt auf den Strompreis am Spotmarkt der EPEX SPOT SE (Preiszone Deutschland/Österreich) für den Zeitraum April 2008 bis Dezember 2015.

EUA, EU Emission Allowance Es wurden die Abrechnungspreise (Settlement Price, bis 15.1.2009 Carbix) für EUA und des Phelix Day Base verwendet. Da EUA an Börsentagen und Strom am Spotmarkt an jedem Kalendertag gehandelt werden, wurde der Settlement Price für EUA des vorhergehenden Börsentages für Tage ohne EUA-Handel angenommen [Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf EEX 2014c; EPEX SPOT 2014; EEX 2015b; EPEX SPOT 2015b; EEX 2016b; EPEX SPOT 2016].

Neben der Möglichkeit, Emissionszertifikate zur Erfüllung der Abgabepflicht am Markt zu erwerben, nutzen die Emittenten das Borrowing innerhalb der Handelsperiode. Sind beispielsweise Maßnahmen zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes des Kraftwerkes geplant, welche jedoch erst im folgenden Jahr durchgeführt werden, können die für das laufende Jahr kostenlos zugeteilten Emissionszertifikate für die Abgabepflicht des Vorjahres genutzt werden. Können sodann durch den Einsatz der Emissionsvermeidungsmaßnahme im Folgejahr Emissionen reduziert werden, kann das Defizit des Vorjahres durch die überschüssigen Emissionszertifikate des laufenden Jahres ausgeglichen werden, sodass innerhalb einer Handelsperiode keine zusätzlichen Emissionszertifikate erworben werden müssen (E_071:58-62).

Eine Übertragung der am Ende der ersten Handelsperiode nicht zur Erfüllung der Abgabepflicht benötigten Emissionszertifikate in die zweite Handelsperiode war nicht möglich, wodurch die überschüssigen Emissionszertifikate wertlos wurden.

„Also, wir haben ja in der ersten Handelsperiode ... so und so viel Zertifikate an die Wand nageln können, weil sie ja nicht mehr verkaufbar waren. Als sie noch einen hohen Preis hatten, war es zu frisch, wollte keiner und als dann hinterher der Preis im Keller war, dann war es ja uninteressant“ (E_071:58).

Seit der zweiten Handelsperiode ist das Banking, die Übertragung von Emissionszertifikaten in die nächste Handelsperiode, möglich. Aufgrund dessen werden die Energieversorgungsunternehmen gefragt, ob die Möglichkeit des Banking von der zweiten in die dritte Handelsperiode genutzt wird. Einige Befragte geben hierüber keine Auskünfte, da sie sich zu solchen Angelegenheiten nicht äußern möchten (E_021:24) oder die genaue Strategie des Unternehmens hierzu nicht offen legen möchten (E_031:40). Ein Experte, der sich zur Möglichkeit des Banking nicht äußert, geht davon aus, „dass die zweite Handelsperiode eher ‚long‘ sein wird“ (E_031:40), da die Industrie aufgrund der Wirtschaftskrise in den Jahren 2008 und 2009 über überschüssige kostenlos zugeteilte Emissionszertifikate verfügt. Er erwartet, dass diese überschüssigen Emissionszertifikate von Seiten der Industrie gebankt werden. Bei den Energieversorgungsunternehmen ist nach seiner Einschätzung hingegen die Menge an überschüssigen Emissionszertifikaten eher gering (E_031:40). Ein anderer Experte antwortet, dass das Energieversorgungsunternehmen die Möglichkeit des Banking mit Sicherheit in Anspruch nehmen wird, wenn am Ende der zweiten Handelsperiode noch überschüssige Emissionszertifikate zur Verfügung stehen. Jedoch ist die Wahrscheinlichkeit, dass Emissionszertifikate in die nächste Handelsperiode übertragen werden können für das Energieversorgungsunternehmen gering, da die CO₂-Position short ist (E_041:36). Drei weitere Energieversorgungsunternehmen werden die überschüssigen Emissionszertifikate in die dritte Handelsperiode übertragen (E_051:87; E_102:3), um in der dritten Handelsperiode nicht alle benötigten Emissionszertifikate zukaufen zu müssen (E_091:28-30).

Die Möglichkeit des Banking ist ein Teilaspekt der Strategie zum Umgang mit Emissionszertifikaten. Natürlich wird ein Energieversorgungsunternehmen das Banking nur durchführen, wenn davon auszugehen ist, dass hierdurch – in Bezug auf die künftige Preisentwicklung – ein Vorteil realisiert werden kann, so ein Experte (E_081:37).

„Natürlich [ist] frisches Geld immer noch besser als Geld, das man irgendwann mal in der Zukunft bekommen wird. Insofern können Sie sich sicherlich vorstellen, ..., dass wir es in einem Umfang nutzen werden, aber sicherlich nicht im kompletten fang“ (E_081:37).

Nutzung von Emissionsgutschriften

Um die aus dem europäischen Emissionshandel resultierende Verpflichtung zu erfüllen, können Emittenten Emissionsgutschriften aus der Durchführung projektbezogener Mechanismen nach dem Kyoto-Protokoll in einem gesetzlich vorgeschriebenen Umfang einsetzen. Die Emittenten haben die Möglichkeit, sich an Klimaschutzprojekten zu beteiligen und die hieraus generierten Emissionsgutschriften zur Erfüllung ihrer Abgabepflicht zu verwenden. Zwei der befragten Energieversorgungsunternehmen beteiligen sich an Klimaschutzprojekten (E_021:32; E_031:8). Ein Interviewpartner teilt hierzu mit, dass schwerpunktmäßig Pro-

jekte im Bereich der Elektrizitätserzeugung – somit im Kerngeschäft – getätigt werden. Jedoch steht auch bei Klimaschutzprojekten die Risikoaversion im Vordergrund. Mithin werden nur qualitativ hochwertige Projekte entwickelt, um das politische Risiko zu minimieren, dass die Nutzung der Emissionsgutschriften aus durchgeführten Projekten, wie es beispielsweise bei Emissionsgutschriften aus HFC-23-Projekten der Fall war, eingeschränkt wird (E_031:42, 44). Auf die Frage, warum Energieversorgungsunternehmen diese Klimaschutzprojekte durchführen, antwortet ein Experte:

„Ganz einfach aus einem Kostengesichtspunkt. Weil wir glauben, dass man weltweit CO₂ noch deutlich günstiger vermeiden kann als in Europa. Und das ist eigentlich der Sinn des Emissionshandels, nämlich CO₂ dort zu vermeiden, wo es kostengünstig zu vermeiden ist, ja oder Treibhausgase im weitestgehenden Sinne. Und das halten wir nach wie vor für das richtige Herangehen, marktbasiert und möglichst global, weil da gibt es noch so viele Potenziale, die deutlich günstiger zu heben sind, als hier in Europa. Und das ist der Grund, warum wir das machen“ (E_021:34).

Die durch die Klimaschutzprojekte generierten Emissionsgutschriften werden sodann den Kraftwerksgesellschaften angeboten oder am Markt veräußert (E_021:4). Ein weiterer Interviewpartner teilt mit, dass sich die Geschäftsleitung gegen die Investition in Klimaschutzprojekte entschied. Die Entscheidung wurde damit begründet, dass weltweit initiierte Klimaschutzprojekte außerhalb des Wirkungskreises des regional tätigen Energieversorgungsunternehmens liegen und im Gegensatz zu Emissionsminderungsmaßnahmen, die vor Ort, in einer sich im Eigentum befindlichen Anlage durchgeführt werden, schwieriger zu koordinieren und zu steuern sind. Aufgrund dessen entschied sich die Geschäftsleitung in Emissionsminderungsmaßnahmen, Mitverbrennung von Biomasse im eigenen Kohlekraftwerk, zu investieren und so die durch den europäischen Emissionshandel resultierende Verpflichtung zu erfüllen (E_071:44, 48, 54). Eine aktive Beteiligung an Klimaschutzprojekten wurde bisher noch nicht vorgenommen, so erläutert ein anderer Experte, da das Energieversorgungsunternehmen Kraftwerke mit hohen Wirkungsgraden betreibt. Da die Zuteilung nach Benchmarks zu einer Überausstattung mit Emissionszertifikaten führt, bestand bisher keine Notwendigkeit, sich in Schwellenländern durch Klimaschutzprojekte zu engagieren (E_141:40).

Durch den Verkauf von Emissionsgutschriften auf dem Sekundärmarkt besteht die Möglichkeit diese, ohne die eigenständige Durchführung von Klimaschutzprojekten, zu erwerben. Diese alternative Beschaffung wird von den Energieversorgungsunternehmen genutzt, da die Emissionsgutschriften zu einem geringeren Marktpreis als Emissionszertifikate (EUAs) angeboten werden (E_131:28). Weiter teilt ein Befragter mit, dass im Portfolio teilweise ungewollte Emissionsgutschriften, beispielsweise aus HFC-23-Projekten, enthalten sind (E_041:10).

Auf die Frage, ob Emissionsgutschriften zur Erfüllung der Abgabepflicht eingesetzt werden, antwortet ein Experte Folgendes:

„In der Form, dass wir halt secondary CERs swapen, also das was wahrscheinlich mehr oder minder jeder Kraftwerksbetreiber macht, nämlich das Recht in Anspruch zu nehmen, 22% seiner zugeteilten CO₂-Zertifikate durch CERs oder ERUs zurückzugeben. Nehmen wir insofern in Anspruch“ (E_141:40).

Dieser EUA-CER/ERU-Swap ist wirtschaftlich sinnvoll, wenn die Emissionsgutschriften einen geringeren Marktpreis als die Emissionszertifikate aufweisen und somit die Preisdifferenz (Spread) gewinnerhöhend realisiert werden kann (E_091:28, 52; E_102:2). Auch hier gibt es die Möglichkeit, den Swap kurzfristig am Spotmarkt oder am Terminmarkt zu realisieren (E_101:50).

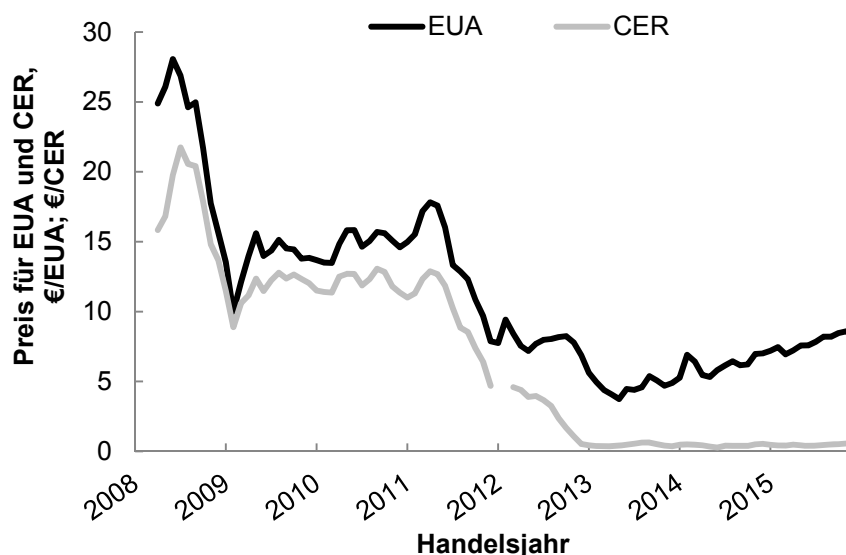


Abb. 3-8. Entwicklung des Preises für EUA- und CER-Futures-Kontrakte in den Jahren 2008 bis 2015 am Terminmarkt.

EUA, EU Emission Allowance; CER, Certified Emission Reduction. Die Abrechnungspreise (Frontjahr) werden als Monatsmittelwerte dargestellt. Der Handel mit CERs (Kontrakt: F2CR) für die Lieferperiode 2013 erfolgte an der EEX erst ab dem 26.3.2012 [Quelle: EEX 2014d, 2015c, 2016c].

Die Preise für CERs liegen in den Handelsjahren 2009 bis 2015 jeweils unter den Preisen für EUAs (Abb. 3-8). Die Entwicklung des Preises für CERs ist ab dem Jahr 2011 durch einen stärkeren Preisverfall als für EUAs gekennzeichnet. Der Preisverfall der CERs rührt insbesondere daher, dass ab der dritten Handelsperiode Emissionsgutschriften für Bestandanlagen nur noch zur Erfüllung der Abgabepflicht eingesetzt werden dürfen, wenn die für die zweite Handelsperiode festgesetzte Höchstmenge in den Jahren 2008 bis 2012 nicht ausgeschöpft wurde.

9 der 12 Befragten geben an, dass sie die für die Abgabe von Emissionsgutschriften in § 18 ZuG 2012 festgelegte Höchstmenge in vollem Umfang ausnutzen möchten. Ein Interviewter äußert hierzu:

„Also, ich denke mal ... diese Mengen, die da zugestanden wurden in der zweiten Handelsperiode, werden von allen vollständig ausgenutzt. Dafür sorgt die BWL von ganz allein“ (E_041:44).

Ein weiterer Befragter will zu dieser Frage keine Auskunft geben, zwei andere können hierzu keine Aussage treffen (E_031:66, E_051, E_111:52).

Nach Auswertung der Daten zur Abgabe von Emissionsgutschriften (EUROPÄISCHE KOMMISSION 2013) kann festgestellt werden, dass alle interviewten Energieversorgungsunternehmen für einzelne Anlagen Emissionsgutschriften einreichten (Tab. 3-6), unabhängig davon, ob die kostenlos zugeteilten Emissionszertifikate die verifizierten Emissionen der Anlagen decken oder nicht.

Tab. 3-6. Abgabe von Emissionsgutschriften im Zeitraum 2008 bis 2012 durch die emissionshandelspflichtigen Energieanlagen der interviewten Unternehmen.

[Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf EUROPÄISCHE KOMMISSION 2013]

Emissionsgutschriften	2008	2009	2010	2011	2012	Summe (2008-2012)	
Certified Emission Reductions (CERs)	4.353.059	12.066.407	11.938.135	8.735.744	12.846.280	49.939.625	
Emission Reduction Units (ERUs)		0	0	320.574	3.553.894	22.464.724	26.339.192
Gesamtsumme	4.353.059	12.066.407	12.258.709	12.289.638	35.311.005	76.278.817	

Insgesamt reichten die interviewten Energieversorgungsunternehmen in der zweiten Handelsperiode 76 Mio. Emissionsgutschriften ein. Da den interviewten Unternehmen in der zweiten Handelsperiode rund 759 Mio. Emissionsberechtigungen zugeteilt wurden, dürfen 167 Mio. Emissionsgutschriften nach § 18 ZuG 2012 eingereicht werden. Somit wurde die maximal zulässige Menge an einreichbaren Emissionsgutschriften in der zweiten Handelsperiode noch nicht ausgeschöpft. Die Ausschöpfungsquote der einzelnen interviewten Energieversorgungsunternehmen variiert. Sechs der interviewten Unternehmen schöpften die in § 18 ZuG 2012 festgelegte Höchstmenge fast oder vollständig aus. Die anderen sechs Unternehmen können in der dritten Handelsperiode noch Emissionsgutschriften zur Erfüllung ihrer Abgabepflicht bis zur Erreichung der Ausschöpfungsquote nutzen.

3.2.1.3 Entwicklung des Preises für Emissionszertifikate

Einige Interviews wurden vor dem Atomunglück in Fukushima geführt. Hier lag der Preis für ein EUA bei rund 14,8 €. Die anderen Interviews waren nach dem Atomunglück und während

des Atom-Moratoriums terminiert. In diesem Zeitraum stieg der Preis für ein EUA auf fast 17 €.

8 von 12 Interviewpartnern gehen von zukünftig steigenden Preisen für Emissionszertifikate aus. Zwei Befragte möchten sich hierzu nicht äußern. Ein Interviewpartner teilt mit, dass in den unternehmensinternen Kalkulationen davon ausgegangen wird, dass der Preis für Emissionszertifikate stetig steigt, eine genaue Zahl darf hier jedoch nicht genannt werden (E_041:48). Diese Aussage wird von zwei weiteren Befragten bestätigt: In den internen Berechnungen dieser beiden Energieversorgungsunternehmen wird mit einem Preis von 25 € für ein EUA kalkuliert (E_071:70; E_091:36). Ein Interviewpartner, mit welchem das Interview nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima geführt wurde, geht davon, dass ein noch ambitionierterer Kernenergieausstieg einen Effekt auf den europäischen Markt haben wird und somit tendenziell mit steigenden Preisen zu rechnen ist (E_031:80, 82). Nach Einschätzung eines Befragten kann die durch die Laufzeitverkürzung und Abschaltung von Kernkraftwerken entstehende Stromversorgungslücke momentan nur durch fossil befeuerte Stromerzeugungsanlagen geschlossen werden, wodurch mehr Zertifikate zur Stromerzeugung benötigt werden. Das Angebot an Zertifikaten sinkt und der Preis steigt (E_091:36). Hierzu meint ein anderer Befragter, dass die Preise für Zertifikate zunächst steigen werden, jedoch sodann beispielsweise neue Investitionen in Kraftwerke oder andere Gegebenheiten der Preissteigerung entgegenwirken (E_111:58). Weiter führt er aus:

„Und was immer sehr schwer ist bei diesen ganzen börsennotierten Themen ..., was ist schon eingepreist, was ist antizipiert, was passiert denn wirklich und dann geraten da irgendwelche Leute dann auch in Panik. Also, aus diesen kurzfristigen Reaktionen an der Börse einen langfristigen Trend abzulesen, ist extrem schwierig“ (E_111:60).

Auch ein anderer Befragter geht davon aus, dass die Preise zukünftig moderat steigen und sodann durch den Einsatz von Effizienztechnologien, alternativen Erzeugungsformen und einer Senkung des Energieverbrauches auf einem Niveau von real 40 bis 50 €/t CO₂ verharren. Er erwartet jedoch nicht, dass der Einsatz von CCS einen großen Beitrag zur Begrenzung der Preisobergrenze leistet (E_141:64). Ein Befragter geht davon aus, dass die Preise nicht steigen werden, da die bestehenden Unsicherheiten schon eingepreist sind (E_131:72).

Zur Frage, wie sich der Preis für CO₂ entwickeln wird, erläutern die Interviewpartner, dass diese Frage schwer zu beantworten ist, da die Preisentwicklung der CO₂-Zertifikate maßgeblich von politischen Diskussionen und Entscheidungen, welche sich insbesondere auf die Höhe der gemeinschaftsweiten Zertifikatmenge auswirken, beeinflusst wird (E_021:52; E_023:40; E_032:108; E_041:32; E_081:54).

„Aber, das was wir im Moment in den letzten vier, in den letzten sechs Jahren erlebt haben, zeigt ja einfach, wie das von der Politik immer wieder für Steuerungselemente in die ein oder andere Art verwendet wird. Jeder kocht da sein Süppchen. ... Das macht es sehr schwierig Es gibt ja alle möglichen Szenarien bis auf 45, 50 Euro, um eben diese Grenzvermeidungskosten zu erreichen. Andererseits sehen Sie ja auch mit dem Fuel-Switch zwischen Kohle und Gas, dass das auch eigentlich auch jetzt nicht so wirklich die ganz große Rolle gespielt hat. Deswegen, ich weiß es nicht und das ist auch genau der Grund, warum man das einfach zur Kenntnis nimmt und auch wenig taugt, um wirklich jetzt da große Planungen mit zu machen. Sie müssen es halt einkalkulieren. Im Grunde haben wir gesehen, wir haben eine Phase der Stabilität zwischen 13 und 17 Euro pro Tonne gehabt, die ist genauso wenig fundamental zu begründen. ... Man nimmt es zur Kenntnis, aber richtig viel machen mit dem Preis, glaube ich, kann man nicht“ (E_081:54).

Bei der Einschätzung der zukünftigen Preisentwicklung ist laut Aussage eines Interviewpartners beispielsweise stets darauf zu achten, wie sich die Europäische Union im Vorfeld auf die jährlich stattfindenden UN-Klimakonferenzen verhält, da eine Erhöhung des Emissionsreduzierungsziels zu einer Reduzierung der gemeinschaftsweiten Menge der Zertifikate und somit zu einer Erhöhung der Preise für CO₂-Zertifikate führt (E_021:52). Der Einfluss politischer Kontroversen auf den CO₂-Preis wurde beispielsweise im Jahr 2012 deutlich, als über eine Verknappung der Emissionszertifikate oder Verschiebung der Auktionsmenge diskutiert wurde und dies zu unterjährigen Preisausschlägen führte. Am Ende des Jahres 2012 fielen die CO₂-Preise unter den Wert zu Jahresbeginn. Als Grund hierfür wird in den Geschäftsberichten unter anderem die Vertagung der geplanten Abstimmung des Europäischen Parlaments bezüglich der Verknappung der Emissionszertifikate oder Verschiebung der Auktionsmengen in das Jahr 2013 genannt (E023:40; E_033:22; E_053:37; E_133:11; E_143:19). Solche politischen Diskussionen verunsichern die Akteure und tragen nicht zu einer Stabilität des Marktes bei (E_073:36). Auf der anderen Seite ist die Entwicklung der europäischen Wirtschaft bedeutsam: Produziert die Industrie aufgrund der geschwächten Konjunktur im Europäischen Wirtschaftsraum weniger, ist der CO₂-Ausstoß dieser geringer und somit werden weniger Emissionszertifikate zur Erfüllung der Abgabepflicht benötigt (E_032:108).

Im Laufe der zweiten Handelsperiode zeichnete sich ab, dass die gemeinschaftsweite Menge an ausgegebenen Emissionszertifikaten zuzüglich der eingereichten Emissionsgutschriften (CERs und ERUs) die verifizierten Emissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen übersteigt (Abb. 3-9). Im Jahr 2008 überstiegen die verifizierten Emissionen noch die Menge der ausgegebenen Emissionszertifikate zuzüglich der Emissionsgutschriften. In den Folgejahren hingegen lag jeweils ein Überschuss vor.

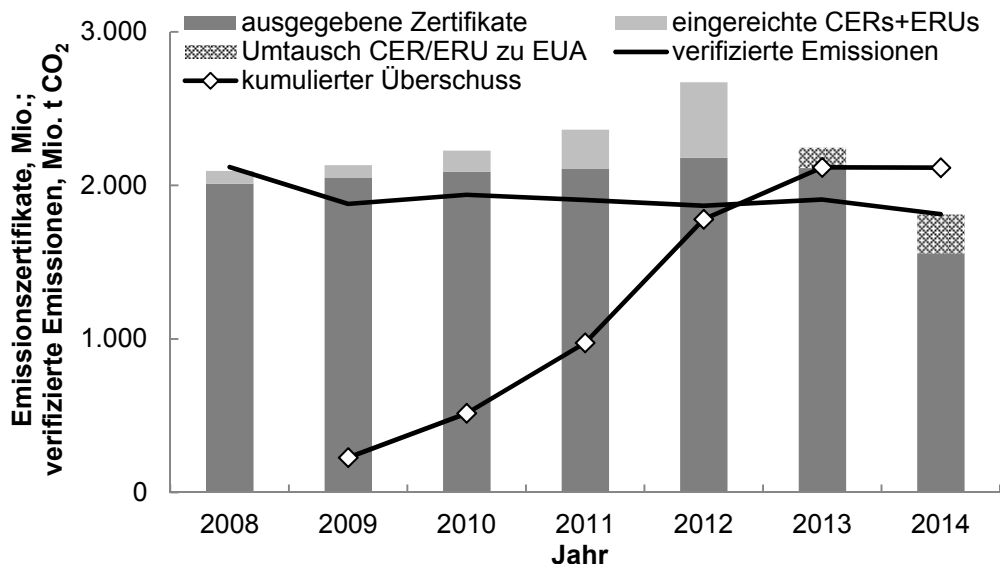


Abb. 3-9. Ausgegebene Emissionszertifikate, verifizierte Emissionen und kumulierter Überschuss aller emissionshandlungspflichtigen stationären Anlagen (ohne Flugverkehr) im Europäischen Wirtschaftsraum in den Jahren 2008 bis 2014.

CER, Certified Emission Reduction; EUA, EU Emission Allowance; ERU, Emission Reduction Unit. Die Menge der ausgegebenen Zertifikate entspricht der Summe aus den an die emissionshandlungspflichtigen stationären Anlagen kostenlos zugeteilten und den versteigerten Emissionszertifikaten. Bei der im Jahr 2014 dargestellten Menge an ausgegebenen Emissionszertifikaten ist bereits das Backloading (siehe hierzu Kapitel 5.1.1) berücksichtigt [Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf EUROPÄISCHE KOMMISSION 2013; EUROPÄISCHE KOMMISSION 2014b, 2015; EEA 2015b].

Am Ende der zweiten Handelsperiode lag ein kumulierter Überschuss von rund 1,8 Mrd. Emissionszertifikaten vor. Da die Übertragung der Emissionszertifikate von der zweiten auf die dritte Handelsperiode möglich ist und somit die Emissionszertifikate de facto unbegrenzt nutzbar sind, betrug der kumulierte Überschuss am Ende des Jahres 2014 über 2 Mrd. Emissionszertifikate.

Das Überangebot an Emissionszertifikaten ist teilweise auf die Abschwächung der Stromerzeugung und Industrieproduktion als Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise zurückzuführen. Ferner tragen die Nutzung von Emissionsgutschriften sowie der zunehmende Ausbau der erneuerbaren Energien und die hierdurch bedingte Verdrängung der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern zu einem Rückgang der Nachfrage nach Emissionszertifikaten bei. Aufgrund des Überangebotes an Emissionszertifikaten sank der Preis für Emissionszertifikate am Ende der zweiten Handelsperiode (E_023:40; E_043:13; E_073:36; E_133:11).

Da ab der dritten Handelsperiode der überwiegende Teil der Zertifikate den emissionshandlungspflichtigen Anlagen der Energiewirtschaft nicht mehr kostenlos zugeteilt, sondern versteigert wird und nur noch hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) zunächst noch kostenlose Emissionszertifikate erhalten (E_082:19; E_142:17), werden die Interviewpartner gefragt, wie sich die Versteigerung der Emissionszertifikate auf die Preisentwicklung und die betrieblichen Entscheidungen auswirkt. Die Befragten sind der Ansicht,

dass alleine die Tatsache der Versteigerung sich nicht auf den CO₂-Preis auswirkt, da die Energieversorgungsunternehmen den Preis für die Emissionszertifikate bereits in ihren internen Kalkulationen berücksichtigen, unabhängig davon, ob die Zertifikate kostenlos zugeteilt oder zugekauft werden müssen (E_031:84, 86; E_041:52; E_131:74; E_141:33-38). Die Preisbildung würde nur beeinflusst werden, wenn die Zertifikatmenge, beispielsweise durch die Zurückhaltung einer gewissen Menge durch den Staat, verknappt wird (E_041:52).

Die Versteigerung der Zertifikate belastet jedoch die Ertragslage der Energieversorgungsunternehmen in einem höheren Maße als die kostenlose Allokation, da die benötigten Emissionszertifikate in einem wesentlich größeren Umfang oder vollständig am Markt zugekauft werden müssen, wodurch pagatorische Kosten entstehen (E_023:98; E_053:58). Somit führt die aus der Versteigerung resultierende höhere Belastung der Ertrags- und Finanzkraft zu einer Einschränkung der Investitionsfähigkeit der Energieversorgungsunternehmen (E_023:98; E_033:17, 95).

Die Inbetriebnahme neuer fossil befeuerter Anlagen vor Beginn der dritten Handelsperiode war vorteilhaft, wenn der Wirkungsgrad der Anlage höher war, als der für die kostenlose Zuteilung der Emissionszertifikate maßgebende Benchmark. Hierdurch erfolgte eine Überausstattung mit kostenlos zugeteilten Emissionszertifikaten (E_092:11), wodurch noch einmal enorme Werte generiert werden konnten (E_031:32). Ein Experte erläutert in diesem Zusammenhang, dass sich durch die Versteigerung der Emissionszertifikate auch die Investitionsneigung verändert. Denn die kostenlose Allokation der Emissionszertifikate wirkt wie eine Anschubfinanzierung in neue Kraftwerke. Die für die Stromerzeugung eines neu gebauten Kraftwerkes benötigten Emissionszertifikate werden in der Investitionsrechnung zu prognostizierten Marktpreisen berücksichtigt. Somit könnte der Barwert der gesamten Menge an kostenlos zugeteilten Emissionszertifikaten ermittelt und die Emissionszertifikate zum ermittelten Barwert an eine Bank veräußert werden. Der vereinnahmte Betrag kann als Investitionszuschuss zum Bau des neuen Kohle- oder Gaskraftwerkes verwendet werden, wodurch die Anschaffungskosten der neuen Anlagen sinken. Da die Energiewirtschaft ab der dritten Handelsperiode nur noch für KWK-Anlagen eine kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten erhält, „[ist] die Hürde für Investitionen höher“ (E_041:52).

„Das hat natürlich damals historisch dazu geführt, dass alle Kohleanlagen bauen wollten, Gasanlagen bauen wollten. Das war halt die erste Phase, als noch dieser NAP II diskutiert wurde, bevor am Ende halt klar wurde, nichts mehr mit 14 Jahre Zuteilung, sondern da wird eine Vollauktion draus für die Stromseite. Da waren die Projekte dann natürlich schon alle am Laufen, die würde man heute so leicht nicht mehr machen (E_041:52). ...Und wir würden heute natürlich auch kaum noch eine Kohleanlage bauen, ganz simpel. Das war jetzt damals durch den Subventionseffekt über die kostenlose Zuteilung anders. Aber die Projekte verabschließen wir natürlich jetzt auch noch,

aber für zukünftige Investitionsentscheidungen spielt das natürlich alles keine Rolle mehr“ (E_041:62).

Tendenziell wird fortan verstärkt in Gaskraftwerke anstatt in Kohlekraftwerke investiert, so der Interviewpartner. Wie stark sich die Veränderung der Investitionsneigung im CO₂-Preis niederschlägt, ist schwer abzuschätzen (E_041:52).

3.2.1.4 Befürwortung, Defizite und Änderungsvorschläge

Die Mehrheit der Befragten befürwortet die Grundidee des europäischen Emissionshandels (E_031:88; E_041:60; E_071:172; E_091:56; E_101:76; E_111:62; E_141:66), wie beispielhaft nachfolgendes Zitat zeigt:

„Naja, ich meine von der Theorie her halte ich das für sehr richtig und auch für sehr schlau und es gibt viele Effekte, die in der Vergangenheit gezeigt haben, dass dieser europäische Markt tatsächlich die gewünschten Ergebnisse hervorbringt“ (E_081:56).

Ein anderer Interviewpartner erläutert in Bezug auf die Wirksamkeit des Emissionshandels Folgendes:

„Und man hat ja auch nach der ersten Handelsperiode gesehen, dass im Prinzip die Preise am Ende gegen 0 tendierten, weil man das gar nicht ausgeschöpft hat, was ja schon eigentlich für die Umwelt ein gutes Signal ist, ich habe ja nicht alles CO₂ verbraucht, was verfügbar war. Und das zeigt, dass das System eigentlich effizient handelt“ (E_111:64).

Ein Befragter erachtet den Emissionshandel nicht als effizientes Klimaschutzinstrument, da dieser nur rund 50% und nicht 100% der Emissionen erfasst (E_131:92). Ein Experte erläutert, dass das europäische Emissionshandelssystem in seiner jetzigen Ausgestaltung wenig mit der eigentlichen Grundidee und dem damit verbundenen globalen Ansatz zu tun hat, dort Emissionen zu vermeiden, wo es am günstigsten ist – weltweit.

„Und davon ist hier nicht viel übrig geblieben von diesen damaligen Ansätzen. Da ging es um Know-how-Transfer, es ging um Kapitaltransfer, wenn ich so will, Wirtschaftshilfe und wirklich mit dem Effekt, der global ja irgendwas bringt“ (E_151:122).

Da der Emissionshandel nicht weltweit nach einem einheitlichen Standard durchgeführt wird, könnte er nicht effizient sein, so führt der Experte weiter aus (E_151:125) und untermauert seine Aussage mit folgender Anmerkung:

„Nur um Ihnen eine Größenordnung zu geben: ... Der Zuwachs des chinesischen, einheimischen Kohleverbrauchs im letzten Jahr [2010: Anm. des Autors] – Zuwachs – entspricht genau der Menge an Kohle, die in Europa insgesamt verbraucht wird. Das heißt, die Chinesen haben im letzten Jahr 300 Millionen Tonnen mehr Kohle verbraucht und diese 300 Millionen Tonnen werden in Europa in einem Jahr verbraucht und China liegt im Moment bei gut 3 Milliarden Tonnen Verbrauch. Das heißt, wir reden hier über Marginalien bezogen auf das Weltklima“ (E_151:127).

Die zukünftige CO₂-Preisentwicklung spielt insbesondere für Investitionsentscheidungen eine bedeutende Rolle (E_023:92). Planungssicherheit besteht für die Emittenten jedoch nur, wenn die marktbeeinflussenden Rahmenbedingungen langfristig festgelegt werden. Die befragten Energieversorgungsunternehmen nennen in Bezug auf den Emissionshandel unterschiedliche Gründe und Defizite, welche insbesondere die Planungssicherheit gefährden, was dazu führt, dass die Prognose der Preisentwicklung nur durch fundamental getroffene Annahmen möglich ist (E_021:22).

Das Besondere am CO₂-Markt ist, dass es sich hierbei um einen politisch bestimmten Markt handelt, da die CO₂-Obergrenze von der Politik festgelegt wird. Somit hat die Politik entscheidenden Einfluss auf die Preisbildung am Markt. Zwar beeinflussen politische Eingriffe auch die Märkte anderer Commodities, aber nicht in dem Maße wie es beim europäischen Emissionshandel der Fall ist (E_021:22).

„Gerade der Emissionshandel ist ja nun ein Pseudo-Handel, der immer wieder im Wesentlichen davon beeinflusst wird, was ein EU-Politiker sagt oder was er nicht sagt und relativ wenig von harten Fakten abgeleitet wird“ (E_081:37).

Ein Interviewpartner bezeichnet das Berichtswesen der Europäischen Union in Bezug auf den Emissionshandel als „Katastrophe“ (E_021:160). Er nennt hier als Beispiel die Diskussion bezüglich der qualitativen Restriktion zur Beschränkung der Verwendung von CERs aus bestimmten Projekten. Da die Europäische Kommission jedoch nicht mitteilte, welche Kriterien für die Beschränkung entscheidend sind, herrschte lange Zeit Unklarheit, welche CERs von der Beschränkung betroffen sind. Sodann nannte die Europäische Kommission die „environmental integrity“ als das entscheidende Kriterium, wodurch die Nutzung von CERs aus bestimmten Projekten eingeschränkt wurde. Weiter konstatiert der Experte, dass die von der Beschränkung betroffenen CERs jedoch im „world sharing“ – im internationalen Emissionshandel der Staaten untereinander – weiter unbeschränkt verwendbar sind. Folglich fragt er sich, warum die Handhabung im europäischen und internationalen Emissionshandel unterschiedlich ist und das dies umweltpolitisch nicht integer sein kann. Dieses Vorgehen wirkt nach Ansicht des Interviewten so, dass die Mengenbeschränkung eingeführt wurde, um die sich am Markt befindliche Menge an CERs zu reduzieren, um somit eine Erhöhung des Preises herbeizuführen (E_021:164).

Ferner verunsicherten die Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen des europäischen Emissionshandels zwischen der zweiten und der dritten Handelsperiode die Emittenten.

„Also, ein Problem ist sicherlich dieses sprunghafte Thema. Also, jetzt von der zweiten auf die dritte Periode, dass dann die Versteigerung kommt, die Unsicherheit, wie viele

Zertifikate werden zugeteilt für GuD-Anlagen, gerade für den Wärmeanteil. Das ist extrem schwierig. Dadurch ... haben Sie keine Planungssicherheit“ (E_101:78).

Ferner haben die internationale Diskussion zum Klimaschutz und die Haltung der Europäischen Union im Rahmen der Festlegung der globalen Klimaschutzziele Auswirkungen auf den europäischen Emissionshandel. Beispielsweise billigte der Europäische Rat unter Nennung von Bedingungen die Erhöhung der Emissionsreduktion von 20% auf 30% bis 2020 gegenüber 1990. Die Bedingungen hierfür sind jedoch nicht klar, sondern „schwammig“ formuliert (E_021:164). Dies führt dazu, dass Unsicherheit bei den beteiligten Akteuren besteht, welche konkreten Bedingungen eintreten müssen, dass die Europäische Union das Klimaschutzziel erhöht (E_021:164). Somit ist eine „sorgfältige und vorsichtige Kommunikation in diesem Markt“ wichtig, um die beteiligten Akteure nicht zu verunsichern (E_021:160) und somit unterjährige Preisausschläge aufgrund politischer Äußerungen zu vermeiden. Denn durch Unsicherheit sinkt die Abschätzbarkeit der CO₂-Preise (E_041:62) und somit die Planungssicherheit für Investitionsentscheidungen (E_111:66). Die Folge ist Investitionszurückhaltung (E_041:62).

Weiter kann der europäische Emissionshandel durch das Eingreifen der Politik in den Markt nicht wirken (E_081:54).

„Wenn halt irgendjemand aus der Politik sagt, 15 € ist zu wenig, es müssen 20 sein für ein Zertifikat oder am besten noch 25 und wenn sich das nicht einstellt, dann müssen wir halt an der Schraube so lange drehen, bis der Preis da ist, das ist ein Offenbarungseid. Also, in dem Augenblick, wo so was jemand sagt, ist eigentlich klar, dass das mit dem Markt nichts mehr zu tun hat“ (E_081:58).

Hierdurch entsteht der Eindruck, dass der Emissionshandel „etwas Willkürliches hat“ (E_081:62). Nach Ansicht eines Befragten wird der Emissionshandel als rein fiskalisches Mittel missbraucht (E_151:124).

Auch die Dauer der beiden ersten Handelsperioden, drei und fünf Jahre, wird von mehreren Befragten als zu kurz erachtet (E_111:66). Zwar verbessert sich diese Situation dadurch, dass der Zeitraum der dritten Handelsperiode acht Jahre beträgt, doch auch diese Periode ist noch zu kurz, da Investitionen in konventionelle Kraftwerke Laufzeiten von mehr als 20 Jahren aufweisen, so ein Experte (E_021:160). Ferner sind die Regelungen des europäischen Emissionshandels derzeit nur bis 2020, aber nicht darüber hinaus festgelegt, was beispielsweise folgende Auswirkungen auf die Neubauplanung fossil befeuerter Kraftwerke hat:

„Wenn wir investieren würden, würde das Kraftwerk aus heutiger Sicht 2019, 2018 ans Netz gehen können. Dann würde es zwei Jahre unter einem gesicherten Regime lau-

fen. Wie sieht denn das neue Thema dann aus? Und haben wir hier nicht die Sorge, dass hier ein stranded investment bei uns auf der Wiese steht und das sind die Dinge, die wir jetzt beobachten müssen und das macht alles natürlich keinen großen Spaß vor der Frage der Investitionssicherheit“ (E_151:201).

Aufgrund der Langfristigkeit der Investitionen sind stabile energiepolitische Rahmenbedingungen für die Energieversorgungsunternehmen besonders wichtig (E_023:92), um die CO₂-Preisentwicklung verlässlicher prognostizieren zu können und daraus folgend die Planungssicherheit zu erhöhen.

„So, also, erst mal die Rahmenbedingungen müssen abgesichert werden und das andere Thema ist eine langfristige Sicherheit der Bedingungen, ja. Und wenn es dann dazu eine Änderung gibt, muss das frühzeitig angekündigt werden, transparent gemacht werden“ (E_021:160).

Weiter geben die Befragten an, dass die Effizienz des Emissionshandels dadurch eingeschränkt wird, dass die europäischen Mitgliedsstaaten bei der Ausgestaltung des Emissionshandels versuchen, ihre eigenen Präferenzen durchzusetzen, obwohl es sich um ein europaweites System handelt (E_041:114; E_081:54, 56). Als Beispiel nennt ein Befragter die Ausnahmeregelungen im Rahmen des Emissionshandels für osteuropäische Länder, die in jüngerer Vergangenheit der Europäischen Union beitraten und nach Ansicht des Experten diese Ausnahmeregelungen bis 2020 erhielten, da ihre Energieversorgung sehr kohlelastig ist (E_151:131).

Darüber hinaus kritisieren zwei Interviewte die Komplexität des Systems. Die Emittenten müssen eine Vielzahl von gesetzlichen Regelungen beachten, um die an sie gestellten Anforderungen ordnungsgemäß zu erfüllen. Weiter erhöhen verschiedenste Ausnahmeregelungen und unterschiedliche Zuteilungsregularien für die einzelnen Anlagen die Komplexität (E_091:60; E_131:98). Nach Meinung eines weiteren Befragten führt der Lobbyeinfluss der Industrie zu einer Ungleichbehandlung der Beteiligten des Emissionshandels. Aufgrund dessen sollten den emissionshandelspflichtigen Industriezweigen nur solche Ausnahmeregelungen gewährt werden, die zum Erhalt der Konkurrenzfähigkeit auf dem Weltmarkt beitragen. Durch die somit entstehende Angleichung der Regelungen bestehen für Betreiber von Energie- und Industrieanlage gleichermaßen Anreize zur Emissionsreduktion (E_071:176).

Kritisch äußern sich die Experten bezüglich der Thematik, dass KWK-Anlagen ab der dritten Handelsperiode nur noch eine geringe Menge an Emissionszertifikaten kostenlos erhalten, wodurch ein Nachteil gegenüber Hausbrandanlagen entsteht, die nicht dem Emissionshandel unterliegen (E_071:74; E_082:49).

„Und merkwürdigerweise müssen wir dann auch zukaufen für die Fernwärmeerzeugung. Das hat mir noch keiner erklären können, wo da der Sinn drin sein soll. Ich habe eine hocheffiziente, ökologisch sinnvolle Art und Weise Wärme zu erzeugen und werde dann quasi bestraft mit CO₂-Zertifikaten. Weil, wenn ich mir nebenbei ein Häuschen baue, baue eine alte Ölheizung ein, dann ist gut so. Also, manche Dinge muss ich nicht verstehen (E_131:32).

„Was uns schon ein wenig ärgert ist sicherlich, dass wir als Wärme-/Fernwärmeerzeuger im Grunde voll dem Emissionshandel, mehr oder minder dem Emissionshandel unterliegen und dezentrale Wärmeerzeugung halt ausgenommen ist. Was ich ja durchaus verstehen kann, da es hier sehr kleinteilige Erzeugungen sind irgendwann, aber halt die Fernwärmeerzeugung da einzubeziehen als eigentlich effizienteste Technologie ist halt schon relativ ärgerlich und wenig verständnisbringend für uns“ (E_141:68).

Wie dargestellt, beeinflusst der Preis für Emissionszertifikate die Einsatzplanung fossil befeuerter Kraftwerke. Somit trägt der europäische Emissionshandel zur kurzfristigen Optimierung des Kraftwerksparks bei.

„Also, ich glaube, für die Steuerung des Kraftwerksparks ist es ein effizientes System, effizienter auch als andere. Aber für den Rest. Ich glaube, man muss andere Wege auch zulassen können“ (E_111:62).

Ob der Emissionshandel jedoch eine langfristige Wirksamkeit entfaltet, ist für die Befragten schwer zu beurteilen (E_041:62). Ein weiterer Experte äußert sich diesbezüglich wie folgt:

„Wenn man sich die Zeit mal anschaut, seitdem der Handel eingeführt wurde, was sich denn tatsächlich wirklich fundamental geändert hat, muss ich ganz ehrlich sagen, nichts. Also, ich wüsste keinen, der jetzt deswegen besonders stark in andere Technologien investiert hätte, die Renaissance der GuD-Technologie ist nicht wirklich eingetreten. Und zu Themen wie CCS, also immer dann, wenn es wirklich mal Geld kosten würde, dann springt aber auch keiner wirklich, sondern dann ist das klassische Mantra wieder, ja, ohne, dass uns jemand Geld aus dem Steuersäckel gibt, machen wir es doch nicht. Ja, und deswegen muss man unterm Strich sagen, ich glaube so in der kurzfristigen Optimierung, dass also ein Ziel, was man sich für ein Jahr gesteckt hat, damit eingehalten werden kann, in einem eingeschwungenen Zustand, dafür passt es. Aber, ob damit die langfristige Strategie wirklich erreicht werden kann, da liegt es einfach daran, dass die Strategen, die da diskutieren einfach keine gemeinsame Sichtweise haben, worauf sie eigentlich hinaus wollen“ (E_081:56).

Der Emissionshandel als Instrument der Mengensteuerung führt dazu, dass nur die festgelegte Obergrenze an CO₂ ausgestoßen wird (E_041:62) und da diese Obergrenze im Zeitablauf reduziert wird, führt der Emissionshandel zu einer Emissionsreduktion. Jedoch scheint der derzeitige Preis für Emissionszertifikate zu niedrig, damit dieser einen Anreiz bietet, in emissionsarme Technologien zu investieren (E_083:40).

Ein Befragter, der den Emissionshandel nicht als effizientes Klimaschutzinstrument ansieht, da von diesem nicht alle Emissionen erfasst werden, plädiert für eine Steuerlösung.

„Wenn der Staat etwas steuern will, dann hat er ein ganz einfaches Instrument dazu. Das heißt: Steuern. Dann muss ich halt da, wo ich mit diesen CO₂-haltigen Primärenergien in den Markt gehe, eine Steuer drauf legen. Da muss halt dort, wo Kohle, wo Erdgas, wo Erdöl in den Markt kommt, kommt eine Steuer drauf, fertig. Nur dann werden alle Produkte teurer“ (E_131:162).

Der Steuersatz könnte planmäßig jährlich steigen, wodurch die von der Steuer Betroffenen ausrechnen können, wann eine Effizienzmaßnahme wirtschaftlich tragfähig ist (E_131:164).

Ein anderer Experte erwähnt, dass eine Steuerlösung aufgrund geringerer Transaktionskosten im Vergleich zum Emissionshandel effizienter sein könnte. Weiter führt er aus, dass der Emissionshandel eine geringere Lenkungswirkung als eine Steuer aufweist, wenn der CO₂-Preis nicht mehr signifikant in Bewegung gerät und weiter auf dem Niveau von unter 20 €/t CO₂ verbleibt. Aufgrund dessen könnte eine Steuerlösung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht effizienter sein (E_031:88). Rückwirkend betrachtet wäre eine Steuer vielleicht effizienter gewesen, aber diese ist genauso anfällig für politische Willkür wie der Emissionshandel, so die Äußerung eines weiteren Experten (E_081:54).

Ein Interviewpartner sieht den Emissionshandel als eine Ausprägung der Klimapolitik, aber „nicht notwendigerweise als gesetzt, dass das Instrument dauerhaft angewendet wird.“ Durch den Emissionshandel wird CO₂ ein Preis beigemessen, der die Aktivitäten des Energieversorgungsunternehmens beeinflusst. Aber er kann sich auch vorstellen, dass die Einhaltung von CO₂-Emissionsminderungen durch ein anderes Instrument geregelt wird. Beispielsweise könnte im Bundesimmissionsschutzgesetz die maximale Emissionsmenge eines Kraftwerkes festgelegt werden. Denn stellen die erneuerbaren Energien langfristig den größten Anteil der Energie bereit, wird nur noch ein geringer Anteil an Energie durch CO₂-verursachende Brennstoffe erzeugt, wodurch das Emissionsvolumen sinkt. Ferner strebt die Bundesregierung wie auch die Europäische Union eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2050 von mindestens 80% gegenüber 1990 an. Somit ist es fraglich, ob der Emissionshandel auf längere Sicht das richtige Instrument zur Steuerung des CO₂-Ausstoßes ist oder ob es nicht effizienter wäre, die Restemissionen sodann über ein ordnungsrechtliches Instrument zu regulieren. Weiter könnte der Preis für Emissionszertifikate aufgrund der fluktuierenden Einspeisung der erneuerbaren Energien stark schwanken. Wird beispielsweise in einem Normaljahr 80% der Energie aus erneuerbaren Energien erzeugt, könnte der Anteil – je nach Windjahr – in einem Jahr auf 90% oder 95% steigen und in einem anderen Jahr auf 70% sinken. Hierdurch variiert der Anteil der Energiebereitstellung aus fossilen Brennstoffen und mithin auch der CO₂-Preis (E_031:189-204).

Kritisch beurteilt ein anderer Experte die derzeitige Situation am deutschen Strommarkt.

„Ich müsste eigentlich die Merit-Order umstellen, das würde aber bedeuten, dass ich die CO₂-Zertifikate anders bewerten müsste. Da haben wir den urigen Umstand, dass das Kohlekraftwerk eben in den Grenzkosten günstiger ist, als ein Gaskraftwerk. Der CO₂-Ausstoß ist aber von einer KWK-Anlage sicherlich ein ganz anderer als von einem alten abgeschriebenen Kohlekraftwerk. Also, das passt eigentlich von der Systematik her nicht. Betriebswirtschaftlich mag das so sein, aber wir verfolgen damit oder wir haben halt die falsche Maßnahme, um das Ziel zu erreichen“ (E_131:148).

Die Merit-Order müsste sich am CO₂-Ausstoß der Stromerzeugungsanlagen orientieren und nicht mehr an den reinen Grenzkosten der Erzeugung, fügt er an (E_131:152).

3.2.2 Investition in erneuerbare Energien

3.2.2.1 Determinanten für die Investition in erneuerbare Energien

Die Antworten der Experten auf die Frage, welche Determinanten ausschlaggebend sind, damit die Energieversorgungsunternehmen in erneuerbare Energien investieren, zeigen, dass an eine Investition in erneuerbare Energien die gleichen Anforderungen gestellt werden wie an andere Investitionsprojekte auch: Das Projekt muss wirtschaftlich sein und somit die unternehmensinternen Rendite- und Risikoanforderungen erfüllen (E_021:96, 98; E_031:102; E_041:66; E_081:60; E_111:32). Demnach werden potentielle Projekte identifiziert und sodann nach den üblichen Verfahren der Investitionsrechnung bewertet, um zu sondieren, welche Projekte die unternehmensinternen Investitionsanforderungen erfüllen (E_03:102; E_082:23). Anschließend erhält das Projekt den Zuschlag, welches den besten Business-Case aufweist (E_021:98). Ein anderer Experte erklärt, dass das Energieversorgungsunternehmen ein Klimaschutzprogramm verfasste. Hier werden separat Mittel bereitgestellt, um Projekte, wie beispielsweise eine Fernwärmeleitung oder eine erneuerbare Energien-Anlage, zu finanzieren, deren berechnete Rendite geringfügig unter der unternehmensintern geforderten Rendite liegt, welche aber wichtige marketingspezifische oder strategische Aspekte aufweisen (E_141:8).

Ein Befragter erklärt, dass die Energiewirtschaft schon immer stark von der Politik beeinflusst wird (E_031:102). Da sich die Politik das Ziel gesetzt hat, den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzutreiben (E_031:102) und hierfür Anreizsysteme schuf (E_041:4), fokussieren sich die Energieversorgungsunternehmen zukünftig auf die Investition in erneuerbare Energien-Anlagen (E_031:102; E_041:4). Ein anderer Interviewpartner äußert diesbezüglich Folgendes:

„[Bei den] erneuerbaren Energien ist immer die Politik, glaube ich, der treibende Faktor. Die Politik hat diese Ausbauwünsche, also muss man als Unternehmen sich dann damit auseinandersetzen und sagen, ok, einen gewissen Teil meines Portfolios werde ich in Zukunft auch da rein, oder sagen wir mal, das Geld da rein investieren“ (E_111:70).

Aufgrund des politischen Ziels, die erneuerbaren Energien in Deutschland auszubauen, besteht für Projekte in erneuerbare Energien ein hohes Maß an politischer Sicherheit und aufgrund der derzeit bestehenden Förderbedingungen auch ein hohes Maß an wirtschaftlicher Sicherheit (E_111:162). Somit werden an erneuerbare Energien-Projekte geringere Renditeanforderungen gestellt als an andere Projekte (E_041:20).

Aus den geführten Interviews geht klar hervor, dass eine Investition in erneuerbare Energien ohne ein Fördersystem zur Schaffung finanzieller Anreize, in Deutschland durch das EEG, nicht wirtschaftlich darstellbar ist und somit der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht oder nicht in dem Maße durchgeführt worden wäre (E_031:114; E_041:68; E_051:13; E_071:42; E_081:62; E_091:20; E_111:86; E_131:136; E_141:78, 80; E_151:56). Dies ist damit zu begründen, dass die derzeit am Markt erzielbaren Strompreise nicht ausreichend sind, um eine erneuerbare Energien-Anlage wirtschaftlich zu betreiben (E_041:68, 70).

Aufgrund des Fehlens eines europaweit einheitlichen Fördersystems zum Ausbau der erneuerbaren Energien besteht für die Energieversorgungsunternehmen die Möglichkeit, dort in erneuerbare Energien zu investieren, wo die Förderbedingungen und somit die Renditeerwartungen am höchsten sind (E_021:98; E_041:66; E_083:15).

„Wir werden jetzt hier nicht in Deutschland investieren, nur weil wir in Deutschland investieren wollen, sondern .. da guckt die Betriebswirtschaft ziemlich stark auf die Förderbedingungen und danach wird investiert, ganz knallhart“ (E_041:66).

Da die Wirtschaftlichkeit der Investition in erneuerbare Energien stark von den Förderbedingungen beeinflusst wird, ist es wichtig, dass die politischen Rahmenbedingungen sicher sind. Sind die politischen Rahmenbedingungen ungewiss, ist das Risiko der Vergütung nur schwer kalkulierbar, erläutert ein Interviewpartner (E_051:78-79).

Vier Stadtwerke geben an, nur in regionale Projekte zu investieren oder investieren zu wollen, da sie großen Wert auf den regionalen Bezug und den Erhalt der Wertschöpfung in der Region legen (E_071:2; E_091:44; E_101:106; E_131:124, 128). Ferner befürwortet die Lokalpolitik in der Regel den Ausbau regionaler, dezentraler erneuerbarer Energien-Anlagen, wodurch solche Projekte leichter realisiert werden können (E_101:108).

Ein Interviewpartner weist darauf hin, dass unternehmensintern nicht festgelegt wird, in welche erneuerbare Energiequelle investiert wird, jedoch das Unternehmen versucht, weitere Projekte in den Feldern zu akquirieren, in denen das Unternehmen schon erfolgreich aktiv ist (E_031:104). Demnach beeinflusst auch das vom Unternehmen angestrebte Erzeugungsportfolio die Investition in erneuerbare Energien (E_101:106). Dies bestätigt auch ein anderer

Interviewpartner, der bei einem Energieversorgungsunternehmen beschäftigt ist, welches Know-how in der Kohleverstromung besitzt. Hierdurch hat das Unternehmen beispielsweise Erfahrungen im Umgang mit verunreinigter Kohle. Dieses Know-how wird auch bei der Erzeugung von Energie aus Biomasse benötigt, wenn durch die Verbrennung von verunreinigtem und schadstoffbelastetem Altholz die Abgase einer anspruchsvollen Reinigung unterzogen werden müssen. Weiter kann das thermische Know-how auch bei Geothermie- und Solarthermieranlagen eingesetzt werden, hingegen erfordert der Betrieb von Windenergie- und Photovoltaikanlagen andere Kenntnisse. Das Unternehmen überlegt somit, wo das vorhandene Know-how eingesetzt, erweitert und sich mit diesem speziellen Wissen ein Vorteil gegenüber Wettbewerbern verschafft werden kann, um hierdurch einen Mehrwert zu generieren (E_051:62-67). Ein weiterer Experte erläutert, dass in eine Technik investiert werden sollte, die gesellschaftlich akzeptiert wird und bei welcher erwartet werden kann, dass sie marktnah wird, um sie sukzessive in den Markt integrieren zu können (E_141:76). Ein Interviewpartner, der bei einem Stadtwerk beschäftigt ist, nennt als weiteren Grund für die Investition in erneuerbare Energien, dass hierdurch die Abhängigkeit von den Vorlieferanten reduziert werden kann. Denn wird der Strom in eigenen erneuerbaren Energien-Anlagen produziert, muss das Stadtwerk diesen nicht mehr am Markt zukaufen. Somit erhöht sich der eigenproduzierte Anteil am Strom, der für die Kommune benötigt wird. Hierdurch kann die Kommune zusätzliche Einnahmen generieren, wenn der Betrieb der erneuerbaren Energien-Anlage wirtschaftlicher ist als der Zukauf des Stroms am Markt und die Wertschöpfung in der Kommune verbleibt. Hierdurch wird die Stromproduktion teilweise „rekommunalisiert“. Auf der anderen Seite müssen Stadtwerke immer mehr von Privatpersonen erzeugten Strom, insbesondere von Photovoltaikanlagen, abnehmen. Hierdurch werden sie unabhängig von der Eigenproduktion mit einem wachsenden Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien im städtischen Netz konfrontiert, wodurch die konventionellen Kraftwerke, die sich im Eigentum des Stadtwerkes befinden, verdrängt werden (E_071:38).

3.2.2.2 Wind, Sonne, Biomasse oder Geothermie?

Im Rahmen der Interviews erläutern die Experten, welche Gründe für oder gegen die Investition der Energieversorgungsunternehmen in die unterschiedlichen erneuerbaren Energieträger sprechen.

Windenergie

Die Windenergie, insbesondere an Land, wird von drei Interviewpartnern als eher marktnah (E_041:2) und als wirtschaftlichste erneuerbare Energiequelle angesehen (E_111:78).

„Ich gehe davon aus, dass wir in zehn Jahren Onshore ohne Förderung finanzieren können Sprich, wir werden dort wahrscheinlich relativ als erstes von allen erneuerbaren Energien ohne Förderung sinnvoll investieren können. Und dagegen muss Offshore ankämpfen“ (E_081:88).

Ein Interviewpartner geht davon aus, dass Onshore-Windenergieanlagen in 20 Jahren, Offshore-Windenergieanlagen deutlich später, ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden können (E_042:33). Die Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hängen von den Lernkurveneffekten ab. Bei Offshore-Windenergieanlagen wird das technische Risiko in den nächsten zehn Jahren aufgrund umfangreicher Erkenntnisse vermindert, so ein Experte (E_111:162). Einem Geschäftsbericht ist zu entnehmen, dass bei den Herstellungskosten von Windenergieanlagen auf See eine deutliche Kostensenkung aufgrund von Lernkurven- und Skaleneffekten erwartet wird (E_083:42). Bei Onshore-Windenergieanlagen geht ein weiterer Befragter davon aus, dass sich die Lernkurveneffekte nicht mehr so stark auf die Herstellungskosten auswirken. Weiter sind die windgünstigen Standorte schon erschlossen. Die Stromproduktion auf windungünstigeren Standorten führt zu höheren Kosten. Aufgrund dessen schlägt er den Bau höherer Anlagen vor.

„Und wenn man jetzt die ungünstigen Standorte haben möchte, da kann man noch so viel in Effizienz oder eben Kostensenkung in der Anlagentechnik haben. Sie müssen halt dann mehr investieren, ja. Eine andere Alternative ist halt statt höherer Vergütung, höhere Anlagen, ganz simpel. Also, das was der Bundesverband Windenergie oder alle anderen vorschlagen, ist natürlich vollkommen richtig. Bauen Sie Anlagen mit 200 m Höhe hin, da haben Sie ganz andere Windbedingungen, da haben Sie dann auch im bayerischen Wald dann Anlagen, die sich ähnlich rechnen können, wie halt an der Küste. Das muss man halt dann .. irgendwo in Kauf nehmen“ (E_041:92).

Weitere Interviewpartner bestätigen, dass bei Windenergieanlagen an Land die Flächenverfügbarkeit problematisch ist (E_111:80; E_151:97). Trotz der Schwierigkeiten wird nach Ansicht der Interviewpartner die Windenergie zukünftig eine tragende Rolle spielen (E_021:108; E_111:71 f.; E_141:124). 10 der 12 befragten Unternehmen planen zukünftig Investitionen in Windenergieanlagen an Land, vier interviewte Unternehmen zusätzlich den Ausbau der Windenergie auf See.

Ein Experte erläutert, warum das Energieversorgungsunternehmen das im EEG geregelte optionale Stauchungsmodell für die Vergütung des Stroms aus Offshore-Anlagen bevorzugt.

„Und wir sind halt auch für dieses Stauchungsmodell, weil das natürlich noch mal einen positiven Effekt auf die Amortisationsdauer hat und damit die Refinanzierung erleichtert. Weil die Banken natürlich sagen, ... wenn ich das Geld eher drin habe, ist mir es natürlich lieber, also nehme ich nicht so hohe Risikoaufschläge da mit rein. Und deswegen waren wir auch Anhänger, sage ich mal, einer höheren, kürzeren Förderung und ... dann Wegfall der Grundvergütung und dann muss man halt in den Markt gehen“ (E_041:66).

Diese Meinung wird durch einen weiteren Experten bestätigt. Auch er sieht durch das Stauchungsmodell für Offshore-Windenergieanlagen den Vorteil, dass hierdurch beispielsweise die Rückflüsse an die kreditgebenden Banken früher erfolgen können, wodurch das Risiko

der Banken reduziert und somit die Folgekosten, wie Zinszahlungen, gesenkt werden können (E_081:80).

Nach Aussage der Experten werden die Energieversorgungsunternehmen nach Ablauf der Anfangsvergütung für Windenergie Offshore nicht die sich aus dem EEG ergebende Grundvergütung in Anspruch nehmen (E_111:88), denn „das wäre ein schreckliches Szenario, wenn das nur 3,5 Cent wären“ (E_081:82). Bei Offshore-Windenergieanlagen wird bei einem Energieversorgungsunternehmen derzeit mit einer durchschnittlichen Rendite von 9% vor Steuern gerechnet, so der Interviewpartner. Diese, nach seiner Ansicht nach, geringe Rendite ist nur gerechtfertigt, da in den ersten Jahren bei Erhalt der Anfangsvergütung kein Marktrisiko besteht. Aber auch das technische und das sich aus dem Winddargebot ergebende Risiko sind laut seiner Aussage schon genug (E_111:86). Er erläutert, dass für den Zeitraum nach Ablauf der Anfangsvergütung von einem Strompreis ausgegangen wird, der zu einer Rendite zwischen 12 und 15% führt, da das Energieversorgungsunternehmen bei einer Renditeerwartung von 9,5% in der Basisbetrachtung nicht in einen Offshore-Windpark investiert hätte (E_111:88). Anschließend führt er an, dass eine Stromvergütung von 3,5 Cent/kWh die Stilllegung des Parks bedeutet, da die Betriebskosten des Parks ungefähr bei 3,5 Cent/kWh liegen. Würde sodann noch eine Kostensteigerung in der Investitionsrechnung angenommen, könnte der Offshore-Windpark nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden (E_111:90). Ausgehend von einer Inbetriebnahme der Offshore-Windparks in den Jahren 2011/2012 und somit einem Auslaufen der Anfangsvergütung in den Jahren 2023/2024 wird für diesen Zeitraum laut seinen Aussagen ein Strompreis prognostiziert, der deutlich über 5 bis 6 Cent/kWh liegt (E_111:91-92). Zwei weitere Interviewpartner erläutern, dass bei der Prognose des zukünftigen Strompreises zu beachten ist, dass dieser, wenn alle in der Nordsee stehenden Windparks gleichzeitig Strom liefern, aufgrund des hohen Stromangebotes sinkt (E_041:58; E_081:82). Trotz dessen wird ein Strommarktpreis von über 3,5 Cent/kWh erwartet (E_081:82).

In Großbritannien, so erläutern zwei Experten, sind die zu erwartenden Strompreise und auch die Förderungsbedingungen für Offshore-Windenergieanlagen im Vergleich zur deutschen Förderung der erneuerbaren Energien vorteilhafter, sodass die Energieversorgungsunternehmen dort investieren (E_041:66). Windenergieanlagen werden in Großbritannien durch ein Quotenmodell, somit einem marktbasierten System, gefördert. Die Betreiber der Windenergieanlagen erhalten für den erzeugten Strom zusätzlich zum Strompreis Grünstromzertifikate (E_041:106; E_081:26). Zwar ist das Vergütungssystem in Großbritannien aufgrund der Förderbedingungen unsicherer, jedoch wirtschaftlicher als in Deutschland. Dies ist auch anhand der Anzahl der endgültigen Investitionsentscheidungen für Offshore-

Windparks in Großbritannien im Vergleich zu Deutschland ersichtlich, wie ein Experte erläutert (E_081:78).

„Das liegt eben zum einen begründet, dass, wenn man das schlicht und ergreifend vergleicht und sagt, auch wenn der englische Markt über die ROCs ein wenig Unsicherheit drin hat und über die Anlegbarkeit des Strompreises, ist er in Summe nach allen Prognosen doch noch spannender als das deutsche EEG“ (E_081:78).

Zudem ist die Kostenbelastung an Standorten in Großbritannien geringer als beispielsweise in Deutschland, da dort die Windenergieanlagen näher an der Küste und somit in geringeren Wassertiefen gebaut werden dürfen (E_041:66).

Neben den Förderbedingungen beeinflusst die Einhaltung von Umweltstandards, die insbesondere bei der Errichtung von Offshore-Windparks zu beachten sind, die Wirtschaftlichkeit der Investition. Ein Experte erläutert, dass anfänglich davon ausgegangen wurde, dass ein Windpark neutral zur Umwelt ist.

„Aber der Glaube, die Windmühle geht ohne jeden impact an der Natur vorbei, der ist natürlich nicht gegeben“ (E_081:78).

Werden Auflagen zum Schutz der Umwelt erlassen, welche bei der Errichtung und des Betriebs des Offshore-Windparks eingehalten werden müssen, beeinflussen diese die Wirtschaftlichkeit der Investition. Als ein Beispiel wird die Diskussion zur Minderung von Rammerschall genannt (E_081:78; E_11:120). Würde beispielsweise ein Bauausschlusszeitfenster definiert werden, sodass in einem Zeitraum von Mai bis September keine Rammungen in den Meeresboden „aufgrund der Lärmentwicklung und den damit verbundenen negativen Auswirkungen auf den Tümmeler“ (E_081:78) durchgeführt werden dürfen, führt dies, wie ein verzögerter Netzanschluss, zu einer wirtschaftlichen Belastung des Investors (E_081:78).

„Natürlich will kein Mensch den Tümmeler vertreiben, aber man kann auf der Nordsee außerhalb einer Periode von Mai bis September ... schwer bauen. Das ist vielleicht denkbar, aber das ist immens gefährlich. Also, man geht wirklich auf das Risiko Menschenleben dort zu gefährden, weil einfach die Wellenhöhe und die Sturmhäufigkeit so monumental sind. Zu Deutsch, auch hier, wenn man dieses Bauausschlusszeitfenster bekommt, schwupp die wupp, hat man schon wieder ein halbes Jahr Verzögerung mit den gleichen Implikationen“ (E_081:78).

Ferner beeinflusst der Netzanschluss die Wirtschaftlichkeit eines Offshore-Windparks entscheidend. Verzögert sich der Netzanschluss führt dies zu finanziellen Einbußen, welche die Wirtschaftlichkeit der Investition gravierend beeinflusst (E_081:78).

Biomasse

Zwei Experten erläutern, dass die Energieversorgungsunternehmen in Biomasseanlagen investieren, da Biomasse als eher marktnahe erneuerbare Energiequelle eingestuft wird

(E_041:70; E_141:76). Ein weiterer Befragter erläutert, dass in Biomasseanlagen investiert wird, da das Unternehmen aufgrund des Betriebs konventioneller Kraftwerke über thermisches Know-how verfügt, welches für den Betrieb von Biomasseanlagen genutzt werden kann (E_051:62 f.).

Ein Experte erläutert, dass in einem eigenen Werk des Energieversorgungsunternehmens Holzpellets produziert werden, um diese im Steinkohlekraftwerk zur CO₂-Einsparung mit zu verbrennen. Ferner werden diese Pellets auch in Contracting-Anlagen eingesetzt. Der Bau von Contracting-Anlagen, beispielsweise in Schulen, in welchen die vom Unternehmen selbst hergestellten Pellets verbrannt werden, sieht das Unternehmen als zweiten Schwerpunkt seiner Geschäftstätigkeit, der zukünftig weiter ausgebaut werden soll. Das Energieversorgungsunternehmen strebt mittelfristig an, den Großteil der hergestellten Pellets in eigenen Anlagen zu verwerten (E_072:41). Ein Vorteil dieser Vorgehensweise ist, dass die Pellets durch den Zubau weiterer Contracting-Anlagen verwertet werden können, wenn die Mitverbrennung der Pellets im konventionellen Kraftwerk aufgrund niedriger Brennstoff- und CO₂-Preise nicht wirtschaftlich ist (E_071:6, 100).

Der Zubau von Biomasseanlagen bedingt einen höheren Maisausbau. Wenn die Politik gegen diese „Vermaisung“ vorgeht, werden die Preise für Biomasse steigen, da alternative Brennstoffe, wie beispielsweise die durchwachsene Silphie oder die Holzvergasung derzeit teurer sind, als die Erzeugung von Energie durch den Einsatz von Mais, so die Meinung eines Experten. Auch der Einsatz von Reststoffen gestaltet sich schwierig, da diese erst einmal beschafft werden müssen (E_041:88). Weiter berichtet er, dass häufig Aussagen zu hören sind, dass es in Deutschland zu wenige Reststoffe gibt, um die bereits bestehenden Biomasseanlagen zu befeuern, da in Deutschland viele Stoffe recycelt oder auf andere Art und Weise genutzt werden. Er geht davon aus, dass die Produktion von Strom aus Biomasseanlagen zu den derzeitigen Preisen mit einer gleichzeitigen Verhinderung der Vermaisung nicht möglich ist (E_041:88). Das Energieversorgungsunternehmen hofft, dass die Vergütung für den Strom aus Biomasseanlagen so hoch sein wird, dass sich die Wirtschaftlichkeit der Kurzumtriebsplantagen zur Gewinnung von Energiepflanzen, in die das Unternehmen relativ viel investiert, einstellt. Das Unternehmen setzt darauf, dass durch die zusätzliche Nachfrage nach alternativen Energiepflanzen ein Markt kreiert wird, der zusätzliche Mengen fördert. Weiter muss hierfür die Option für den Import von Biomasse offengehalten werden, da dies zu preisdämpfenden Effekten führt. Aufgrund dessen ist in diesem Energieversorgungsunternehmen ein weltweit operierendes Team mit der Aufgabe der Biomassebeschaffung betraut (E_041:90). Auch andere Experten gehen davon aus, dass der Konkur-

renzdruk unter den Biomasseanlagen zunimmt und erwarten, dass die Preise für Substrate steigen werden (E_071:78, 86).

„Wir merken es momentan mit unserer Biomasseanlage, dass wir momentan eher Schwierigkeiten hätten, eine weitere Anlage in der Größenordnung zu bauen, weil das Holz nicht da ist. Das ist das nächste Problem. Nach uns sind so viele Biomasseanlagen noch zusätzlich entstanden, dass wir mittlerweile wirklich uns anstrengen müssen, das Holz zu vernünftigen Konditionen mit der Menge zu bekommen“ (E_091:44).

Auch dieses Unternehmen sucht nach alternativen Einsatzstoffen zur energetischen Nutzung. Als Alternative wird beispielsweise der Anbau von Pappeln oder Ulmen in Kurzumtriebsplantagen geprüft (E_071:80; E_091:44), um dem Konkurrenzdruck und der Preissteigerung der Biomasse zu begegnen. Ferner bezieht ein Energieversorgungsunternehmen Biomasse aus internationalen Quellen, um diese zu analysieren und deren Einsatzmöglichkeiten zu erforschen (E_052:34).

Zum zukünftigen Ausbau von Biomasseanlagen erläutert ein Interviewpartner Folgendes:

„Ich weiß gar nicht, wo die Biomasse alle herkommen soll (E_021:108). ... Also, da sehe ich große, große Probleme. Restholz im Wald .. Ich glaube mal, da sind die heutigen Biomasseanlagen schon so weit ausgebaut, dass es da auch irgendwann Konkurrenz gibt. Dann wird es noch die Pelletheizungen geben und dann wird es meines Erachtens einen großen Wettbewerb um Holz geben. Und was dann übrig bleibt, sind, ja, Energiepflanzen und da gibt es das Problem der konkurrierenden Nutzung zum Lebensmittel. Da bin ich etwas skeptischer, was den Ausbau, die Potenziale der Biomasse betrifft“ (E_021:110).

Ein Experte kann den Einsatz von Biomasse zur Strom- und Wärmegewinnung nicht nachvollziehen, da die Vergütung im EEG festgeschrieben ist, die Kosten für die Brennstoffe aber durch den Marktpreis bestimmt werden. Nach seiner Ansicht geht derjenige, der in Biomasseanlagen investiert, somit ein hohes Risiko ein. Weiter ist es seines Erachtens zu kleinteilig, um beispielsweise die Daseinsversorgung einer Stadt zu sichern, da hierfür große Anlagen im zweistelligen MW-Bereich benötigt werden und solch ein Kraftwerkspark kaum noch gesteuert werden kann (E_081:68).

Ein anderer Interviewpartner geht davon aus, dass es auf dem Markt der Biomasseanlagen eine Bereinigung gegeben wird.

„Aber, da hoffe ich natürlich, dass wir eine Anlage haben, die so rechtzeitig gebaut worden ist, die so gut funktioniert und die so einen hohen Wirkungsgrad hat und auch vor allem KWK-Nutzungsgrad hat, dass ich sage, ich habe beste Voraussetzungen, dann wird es wahrscheinlich meine Anlage mit am längsten geben und der Markt bereinigt das. Also, da wird es meiner Meinung nach eine Marktbereinigung geben. ... Es wird eine Bereinigung geben, wo die Leute merken, es gibt nicht mehr genügend

Holz und ohne Holz steht die Anlage oder ich habe nicht genügend Wärmeabsatz“ (E_091:116).

Vorteilhaft an der vom Energieversorgungsunternehmen betriebenen Biomasseanlage ist nach Auffassung des Experten, dass es sich bei dieser um eine KWK-Anlage handelt. Ziel des Energieversorgungsunternehmens ist es, die Anlage fast ausschließlich in Kraft-Wärme-Kopplung zu fahren und somit – auch aufgrund des KWK-Bonus – wirtschaftlich betreiben zu können (E_091:116).

Solare Strahlungsenergie

Der Zubau von Photovoltaikanlagen nahm in den letzten Jahren aufgrund der Förderung stark zu. So berichtet ein Interviewpartner, dass vor 4 bis 5 Jahren 60 Anlagen von Privatkunden in das regionale Stromnetz des Energieversorgungsunternehmens einspeisten, im Jahr 2011 waren es rund 500 Anlagen (E_071:40).

Ein Interviewpartner erklärt, dass das Energieversorgungsunternehmen durch Zuschüsse den Bau von Photovoltaikanlagen auf Schuldächern im zweistelligen kW-Bereich zu Bildungszwecken fördert. Weiter wurden größere Anlagen auf Dächern im dreistelligen kW-Bereich bereits realisiert. Das Energieversorgungsunternehmen ist bestrebt, weitere geeignete Dächer, beispielsweise der Schwestergesellschaften, für die Stromerzeugung mittels Photovoltaikanlagen zu nutzen (E_141:122).

Mehrere Interviewpartner erläutern, dass aufgrund der Sonneneinstrahlung in Deutschland das Verhältnis zwischen der Investitionssumme und dem Ertrag bei Photovoltaikanlagen gering ist (E_041:70; E_071:104).

Ferner wird von einigen Experten dargestellt, dass Photovoltaikanlagen weniger zur Produktion großer Strommengen geeignet sind (E_111:70).

„Photovoltaik mag ein Modell sein für Investoren oder Leute, die Geld verdienen wollen, aber wir als EVU, wir sind natürlich letztendlich darauf angewiesen, dass aus dieser Anlage Strom rauskommt. ... Wir waren in so einem Projekt unterwegs und haben so eine große Freiflächenanlage geprüft, aber da kommt ja so wenig Strom raus, dass ich sage, nein, das Geld muss, sage ich jetzt mal, sinnvoller investiert werden (E_091:90).

Die Investitionskosten für Photovoltaikanlagen werden, nach Auffassung zweier Experten, in den nächsten Jahren deutlich sinken. Ein Interviewpartner begründet seine Auffassung damit, dass es sich bei diesen Anlagen nicht um Maschinen mit beweglichen Teilen handelt und somit ein dramatischer Kostenverfall möglich ist (E_031:106). Ein anderer Befragter argumentiert ähnlich:

„... Die Produktionskosten von Solarenergieanlagen sind noch lange nicht da, wo sie hinkönnen. Und dadurch, dass ich eben eine Halbleitertechnologie habe, die einen extremen Effekt bei Massenproduktion hat, komme ich da aus meiner Sicht auch noch weiter runter. Also, wenn man den Druck jetzt noch einmal verdoppeln und verdreifachen würde, die Jungs würden die Module auch für 1.500 Euro hinkriegen. Zwar dann mit Fertigung in China, aber es ist wirklich wie so ein Plasma-Fernseher, die haben vor ein paar Jahren noch 5.000 Euro gekostet oder 10, heute kriegen Sie sie bei Saturn nachgeworfen und die werden immer noch billiger werden. Und das geht bei Solar auch“ (E_111:168).

Ferner geht der Befragte davon aus, dass die Senkung der Produktionskosten von Photovoltaikanlagen mittelfristig das Gesamtsystem der Stromerzeugung und die Merit-Order beeinflussen kann. Insbesondere auch in anderen Ländern mit höherer Sonneneinstrahlung, sodass dort Strom aus Sonnenenergie kostengünstiger erzeugt werden kann als durch Windenergie (E_111:168).

Ein Interviewpartner kritisiert die indirekte Förderung der Eigennutzung des durch Photovoltaikanlagen erzeugten Stroms. Die sogenannte grid parity wird erreicht, wenn die Stromgestehungskosten kleiner oder gleich der Kosten für den Bezug von Strom sind und es somit wirtschaftlich vorteilhaft ist, den selbsterzeugten Strom aus Photovoltaikanlagen nicht mehr ins öffentliche Netz einzuspeisen, sondern selbst zu nutzen. Zwar wird der eigengenutzte Strom nicht über das EEG vergütet, doch indirekt gefördert, da die Haushalte keine Stromsteuer, keine Umlagen und keine Netzentgelte für den eigengenutzten Strom abführen. Jedoch müssen diese Haushalte nachts oder an Tagen, an denen die Photovoltaikanlage keinen Strom erzeugt, mit Strom aus dem öffentlichen Netz versorgt werden.

„In der Form ist es, sag ich mal, ein nettes Mittel, um die Förderhöhe im EEG niedrig zu halten, aber volkswirtschaftlich natürlich ein fragwürdiges Instrument auf diese grid parity zu gehen“ (E_041:88).

Die Photovoltaik hat ihre Anwendungsberechtigung dort, wo keine Netze zur Stromversorgung zu Verfügung stehen, wie beispielsweise an Autobahnen zur Versorgung von Messgeräten oder in Ländern ohne Netzinfrastruktur, so die Auffassung eines weiteren Interviewpartners. Hingegen hält er die deutsche Förderung von Photovoltaikanlagen und die damit einhergehende dezentrale Stromversorgung volkswirtschaftlich für nicht sinnvoll, da hier eine völlig vernetzte Stromversorgung vorliegt (E_021:170).

Gegen die Investition in Photovoltaikanlagen aus Sicht eines Befragten spricht zudem, dass das Betreiben einer Photovoltaikanlage für ein Energieversorgungsunternehmen als Anlagenbetreiber keine wertschöpfende Tätigkeit darstellt.

„Also, wir sind halt vorwiegend Anlagenbetreiber, wir sind ja keine Photovoltaikzellen-Hersteller. Irgendwelche Margen, die da verdient werden, davon sehen wir ja gar nichts. Für uns ist halt interessant, was beim Betrieb einer Anlage kommt“ (E_041:70).

Gleicher Ansicht ist ein weiterer Interviewpartner, der zusätzlich erläutert, dass kein spezielles Know-how für den Betrieb einer Photovoltaikanlage benötigt wird (E_051:65).

Bei dem Betrieb solarthermischer Kraftwerke hingegen wird thermisches Know-how, wie beispielsweise bei Kohlekraftwerken oder Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse oder Grubengas, benötigt. Somit, so erläutert ein Befragter, kann das Energieversorgungsunternehmen sein bereits vorhandenes Wissen auch bei der Energieerzeugung durch solarthermische Kraftwerke einsetzen und hierdurch einen zusätzlichen Nutzen generieren (E_051:66). Die baugleiche Anlage des beispielsweise in Spanien errichteten solarthermischen Kraftwerkes könnte auch in Deutschland aufgebaut werden, da ein nicht unerheblicher Teil der Zulieferer aus Deutschland stammten, so erklärt ein weiterer Interviewpartner. Jedoch ist die Sonneneinstrahlung in Deutschland um rund die Hälfte geringer als in Spanien (E_081:66).

Zur zukünftigen Rolle der Photovoltaik am Energiemix äußert sich ein Experte wie folgt.

„Photovoltaik, wenn man es aus Sicht eines Erzeugers sieht, spielt keine Rolle, wird nie eine Rolle spielen. Wenn man aus Sicht eines Kunden, eines Einfamilienhausbesitzers jetzt, wird natürlich durch die, ja, irgendwo am Horizont erscheinende grid parity und die Entwicklung bei den Preisen wird es natürlich schon eine Rolle spielen, ob ich dann selber meine Solaranlage aufs Dach baue oder auch nicht“ (E_111:76).

Weiter ist nach der Ansicht des Experten kritisch zu hinterfragen, ob der Ausbau der Photovoltaik in Deutschland aufgrund der geringen Sonneneinstrahlung energiewirtschaftlich sinnvoll ist (E_111:76). Zwar steigt die installierte Leistung der in Deutschland errichteten Photovoltaikanlagen, aber die hieraus resultierende Arbeit ist gering, so ein weiterer Experte (E_021:108).

Ein anderer Interviewpartner erläutert hingegen, dass der Anteil der Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen am Energiemix prozentual stark wachsen wird und somit langsam Volumeneffekte generiert werden (E_141:124).

Sonstige erneuerbare Energien

Ein Interviewpartner erläutert, dass das Energieversorgungsunternehmen in Deutschland Pumpspeicherkraftwerke als Speichertechnologie betreibt. Laut seiner Aussage ist in Deutschland das Potential der *Wasserkraft* zur Stromerzeugung weitgehend ausgeschöpft (E_041:4). Aufgrund dessen erweitern und modernisieren die Energieversorgungsunterneh-

men zur Steigerung der Effizienz die bereits bestehenden Wasserkraftwerke (E_032:18; E_082:25, 55).

Bezüglich des Potentials der *Geothermie* erläutert ein Interviewpartner, dass bei dieser Technologie ein Bohrrisiko besteht. Zwar könnte dieses über eine Versicherung oder dadurch minimiert werden, dass der Staat eine Bürgschaft für das Bohrrisiko übernimmt und somit der Anlagenbetreiber nur die Kosten der Bohrung trägt, die zum Erfolg führt. Hierdurch sinken die Kosten für den Anlagenbetreiber. „Allerdings volkswirtschaftlich ist natürlich hinten und vorne nix geholfen, weil der Staat natürlich ... jede erste und zweite Bohrung natürlich voll finanzieren muss“, so der Experte. Ferner sind die Bedingungen in Deutschland aufgrund geringerer Wassertemperaturen schlechter als beispielsweise in Italien. Aufgrund dessen ist seines Erachtens die Geothermie nicht die Idealtechnologie zur permanenten Stromerzeugung (E_041:92). Einem Geschäftsbericht ist zu entnehmen, dass das Geothermie-Potential zur Wärmeversorgung weiter erschlossen werden soll. Hingegen steht die Stromerzeugung durch Geothermie-Anlagen aufgrund des mit den Tiefenbohrungen einhergehenden Risikos nicht im Mittelpunkt des Interesses (E_082:54; E_083:47).

3.2.2.3 Fluktuierende Einspeisung der erneuerbaren Energien

Die Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien, Windenergie und solare Strahlungsenergie, ist stark wetterabhängig. Somit ist eine Vorhersage der durch sie erzeugten Strommenge nur anhand von Wetterprognosen möglich. Da das Wetter nur für wenige Tage im Voraus relativ sicher prognostiziert werden kann, ist auch eine Vorhersage der aus fluktuierenden erneuerbaren Energien erzeugten Strommenge nur kurzfristig möglich (E_021:202).

Im betrachteten Zeitraum 2012 bis 2014 produzierten die Windenergieanlagen in den Monaten Januar bis März und Oktober bis Dezember zwischen 63 und 65% der gesamten jährlichen Stromerzeugung. Die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie zeigt einen gegenläufigen Verlauf. Zwischen 73 und 77% der gesamten Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie wurde in den Jahren 2012 bis 2014 in den Monaten April bis September erzeugt (Abb. 3-10). Der Mittelwert der stündlichen Stromerzeugung aus Windenergie lag im Jahr 2012 bei 5.233 MW (SD 4.450 MW), im Jahr 2013 bei 5.384 MW (SD 4.856 MW) und im Jahr 2014 bei 5.866 MW (SD 5.475 MW). Auch der Mittelwert der stündlichen Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie nahm im Jahr 2014 mit 3.746 MW (SD 5.661 MW) im Vergleich zu den Jahren 2012 mit 3.154 MW (SD 4.827 MW) und 2013 mit 3.388 MW (SD 5.353 MW) zu. Es wird ersichtlich, dass die Streuung der Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien mit Zunahme des Erzeugungsvolumens steigt.

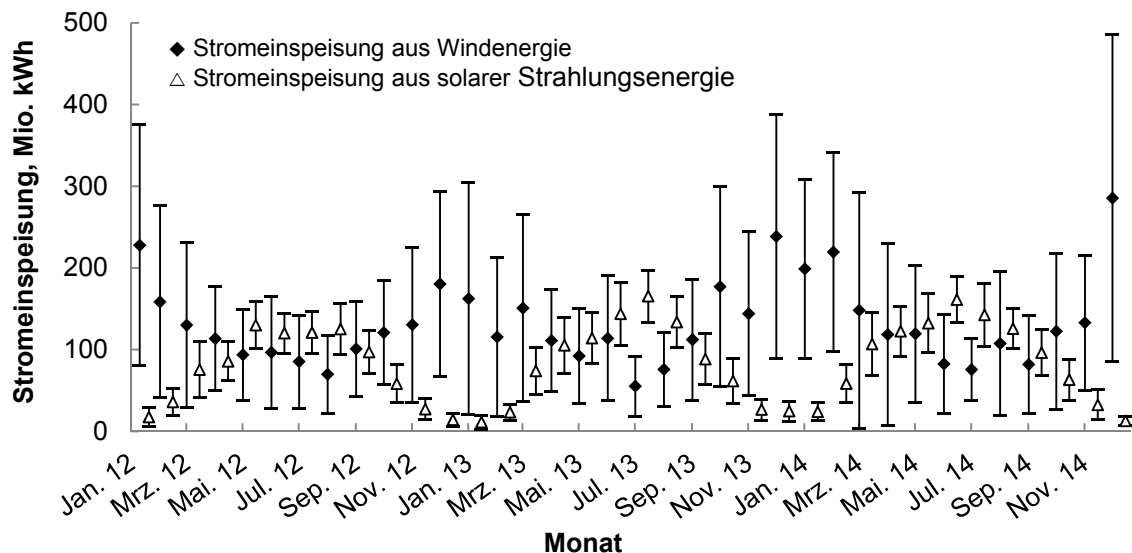


Abb. 3-10. Mittelwert der täglichen Stromspeisung pro Monat sowie Streuung der täglichen Stromspeisung innerhalb eines Monats der in den Jahren 2012 bis 2014 in Deutschland erzeugten und im Rahmen des EEG verwerteten Stromspeisung aus Windenergieanlagen und aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie.

Die Streuung der täglichen Stromspeisung wird als Standardabweichung dargestellt [Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf ÜNB 2014b, 2015c].

Durch die zunehmende Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien ist die Netzstabilität aufgrund mangelnder Netzkapazität gefährdet (E_022:98; E_151:158). Somit stellt sich bei der Diskussion bezüglich des Ausbaus der erneuerbaren Energien unweigerlich die Frage, ob ein Netzausbau in Deutschland erforderlich ist.

Zwei Interviewpartner erläutern, dass die Anforderungen an die Netze heute andere sind als in der Vergangenheit: Früher wurden Kraftwerke in den Lastschwerpunkten gebaut und das Netz – vereinfacht gesagt – radial aufgebaut. Nach außen wurde das Netz immer schwächer. Heute produzieren dezentrale erneuerbare Energien-Anlagen in Gebieten Strom, in welchen bislang wenig Last war, da dort die benötigten Flächen vorhanden sind. Somit muss das Verteilnetz im Außenbereich verstärkt werden (E_071:164; E_131:186). Ferner werden Transportnetze benötigt, um große Strommengen transportieren zu können (E_131:186). Um die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen und den durch erneuerbare Energien-Anlagen erzeugten Strom effizient zu den Verbrauchern zu bringen, ist der Netzausbau in Deutschland unumgänglich, so die herrschende Meinung der Befragten (E_021:180; E_031:132; E_041:116; E_071:162; E_081:84 f.; E_091:118; E_101:154; E_111:120; E_131:186; E_141:144; E_151:160).

Ein anderer Experte hingegen vertritt die Auffassung, dass erst einmal überprüft werden muss, wie viele Stunden im Jahr es Probleme bei der Netzstabilität aufgrund der Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien-Anlagen gibt. Unter Umständen ist es kosten-

günstiger, in solchen Situationen die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zu drosseln, als die Netze auszubauen (E_051:76).

Vor solch einer Ansicht warnt ein anderer Experte:

„Naja, natürlich können Sie da noch so Optimierungen machen und sagen, Sie müssten Ihre Netze nicht auf den letzten Spitzentag [ausbauen]. Aber das ist doch heute schon so: Wenn Sie nach Schleswig-Holstein gehen, wird heute schon Windenergie runter geregelt, ja, nicht weil es irgendjemand Spaß macht, sondern weil es einfach Netzüberlastungen gibt und wir kommen in die Situation relativ kurzfristig dann auch rein, wo das dann größere Netzbereiche umfasst und wir einfach die Stabilität nicht mehr gewährleisten. Also, ... da warne ich auch vor, das ist nicht so ein ganz einfaches Thema nur mal des einen Tages, weil die Gesamtnetzstabilität in Europa ist ein extrem hohes Gut, gerade auch in Deutschland. Und das Thema ist zu kompliziert, um zu sagen, naja, für den einen Tag, das kriegen wir schon hin. Auch die Frage, wie viele Kraftwerke laufen müssen, um überhaupt Netzstabilität noch gewährleisten zu können in Ernstfällen, da kann man sich trefflich drüber streiten und da warne ich davor zu sagen, naja, wir brauchen die Netze gar nicht ausbauen. Das kriegen wir auch anders in den Griff, das wird dann nicht mehr gehen. Nicht mehr, wenn wir die Ausbauziele wirklich erreichen wollen“ (E_111:122).

Mehrere Interviewpartner vertreten die Auffassung, dass der Netzausbau vom Norden zu den großen Lastschwerpunkten im Süden die größte zu bewältigende Herausforderung darstellt (E_021:132, 172, 174; E_091:118; E_131:186). Ein Befragter skizziert die sich möglicherweise ergebende Konsequenz, wenn das Stromnetz vom Norden in den Süden nicht ausgebaut wird: Der deutsche Markt könnte in eine Nordzone und eine Südzone zerfallen (E_081:87).

Zwei Interviewpartner erläutern, dass beispielsweise Windenergieanlagen auf See nicht wirtschaftlich betrieben werden können, wenn die Einspeisung von Strom aus diesen Anlagen wegen eines Netzengpasses reduziert werden muss und somit Umsatzeinbußen zu verzeichnen sind.

„... Mittelfristig ist ja so was, so eine Geschichte, wie ein EEG nicht spannend. Das ist eine Anschubfinanzierung. Das ist nicht dafür gedacht, dass auf Ewigkeit Offshore sich nur lohnt, wenn man 15 Cent dafür bekommt. Sondern mittelfristig muss es erreicht werden, dass sich Offshore genauso wie alle Energieversorgungsmethoden in sich trägt. Dafür muss man ihn loswerden können“ (E_081:88).

„Und man muss auch immer sehen, Offshore ist ein schönes Beispiel dafür: Ich investiere keine 1,5 Milliarden Euro in einen Offshore-Windpark, wenn es dann eine Unsicherheit gibt, dass das Ding nicht produziert. Ich empfehle einfach mal einen Blick in so eine Wirtschaftlichkeitsrechnung, welchen Einfluss die Verfügbarkeit auf die Wirtschaftlichkeit hat und wenn ich dann 5% abziehen muss oder 10%, weil ich runter geregelt werde, dann wars das. Dann ist das Ding nicht mehr wirtschaftlich und das mache ich deswegen nicht“ (E_111:122).

Weiter teilt der Befragte mit, dass der im EEG geregelte Anspruch auf Zahlung einer Entschädigung bei Reduzierung der Einspeisung aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wegen eines Netzengpasses zwar für den Anlagenbetreiber die Investitionssicherheit erhöht, aber volkswirtschaftlich der Ausbau der Netze vorzuziehen ist.

„Und insofern, klar, wenn mir einer sagt, naja, wenn du dann abgeregelt wirst, dann kriegst du dein Geld trotzdem, gerne. Und dann sprechen wir wieder über die Frage, was ist denn volkswirtschaftlich da besser, ein paar Netze? Denn so teuer, muss man ganz klar sagen, sind vielleicht dann Netze auch wiederum nicht“ (E_111:122).

Um den Netzausbau zügig durchzuführen, müssen verschiedene Hürden überwunden werden. Teilweise wird der Bau der Netze durch den Widerstand der Bevölkerung in den Regionen gehemmt (E_021:178; E_041:92; E_091:118; E_111:124). Ein Interviewpartner erläutert, dass die Bürger Erdkabel gegenüber Freileitungen bevorzugen (E_021:178). Aber auch gegen Erdkabel regt sich Widerstand in der Bevölkerung, wie ein weiterer Experte anhand der Stromtrasse im Thüringer Wald erläutert. Denn auch der Einsatz von Erdkabeln hat Auswirkungen auf die Natur und die Kulturlandschaft, da beispielsweise eine Wiederbewaldung der Erdkabeltrasse nicht möglich ist (E_111:124).

Zwei Interviewpartner erläutern, dass neben dem Ausbau der nationalen Netze, ein Vorteil im Ausbau eines europäischen Verbundnetzes besteht (E_041:117 f.; E_081:88). Die Vorteilhaftigkeit erläutern sie anhand der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen. Die in der Nordsee stehenden Offshore-Windparks besitzen einen hohen Gleichzeitigkeitsfaktor. Demnach besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass diese zur gleichen Zeit Strom produzieren und die Nachfrage nach Strom an der Küste zu gering ist, diesen vollständig abzunehmen. Um die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien nicht reduzieren zu müssen, ist es mittelfristig von zentraler Bedeutung, das nationale, aber auch das europäische Netz auszubauen, um die Stromerzeugung über größere geographische Gebiete ausgleichen zu können (E_041:124; E_081:88).

„Den Vorteil, den Sie haben könnten durch ein europäisches Netz ist natürlich, dass so ein europäisches Netz größer ist, als so ein Tiefdruckgebiet beispielsweise. Ja, und dann haben Sie eben nicht mehr diese starke Gleichzeitigkeit. ... Und das muss man nutzen und da helfen nationale Denkmuster nicht weiter“ (E_041:124).

„Also, die Wahrscheinlichkeit, dass wir vor Helgoland Sturm und im Ärmelkanal Flaute haben und umgekehrt, die ist relativ klein. ... Die Wahrscheinlichkeit, dass im Mittelmeer Flaute ist und in der Nordsee Wind, die ist wiederum sehr hoch gegeben. Also, diese beiden Wetter funktionieren nahezu disjunkt voneinander. Dadurch, dass wir die Alpen als Wetterscheide zwischen drin haben, gehen die Tiefs und die Hochs normalerweise entweder in nördlicher oder südlicher Richtung sehr sehr weite Wege oder das sind vollkommen unterschiedliche Wettersysteme. ... Selbst wenn Deutschland den kleinen Schritt geht und sagt, ich habe genug Kapazität um die, ich spinn jetzt mal, vor Amrum produzierte Offshore-Energie bis nach Landshut zu transportieren, dann

heißt das noch lange nicht, dass Sie sie dort gerade auch zu einem sinnvollen Preis verkaufen können. Das wäre nur, wenn ich sage, ok, wir haben das in Europa. Und in Italien haben die gerade ein riesen Problem, weil Flaute und die Sonne nicht scheint, weil es Nacht ist und wir haben einen super Sturm an der Nordsee, dann ist das auf einmal sinnvoll. Insofern ist der Netzausbau bestimmt einer der ganz ganz kriegsentscheidenden Punkte, ob sich Offshore weiter lohnt“ (E_081:88).

Durch den Ausbau des europäischen Verbundnetzes würde nach Ansicht eines Experten auch die Wichtigkeit der Speicherung von Strom reduziert werden.

„Weil, wer will speichern, wenn ich sage, das ist doch kein Thema, irgendwo in Europa wird die Energie eigentlich permanent gebraucht“ (E_081:90).

Wie oben dargestellt, führt die Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien zu Netzengpässen. Diese Effekte könnten nicht nur durch den Ausbau der Netze, sondern auch dadurch reduziert werden, wenn sich der Betrieb dieser Anlagen näher an die Nachfragesituation (E_041:110), beispielsweise durch Speicher, orientiert. Ein Interviewpartner erläutert, dass sich Speicher betriebswirtschaftlich nur rechnen, wenn diese jeden Tag ausgleichend tätig werden. Kommt der Speicher nur in wenigen Stunden zum Einsatz, führt dies zu einer erheblichen Kostensteigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien-Anlagen (E_041:112). Nach Ansicht des Interviewpartners ist der Netzausbau deutlich günstiger als die Nutzung von Speichern oder der Ausbau von erneuerbaren Energien-Anlagen in Gebieten, in welchen aufgrund der natürlichen Bedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb ohne eine höhere Vergütung nicht möglich ist (E_041:120). Laut Aussage eines weiteren Experten sind großtechnische Speichertechnologien, außer Pumpspeicherkraftwerke, derzeit noch nicht marktfähig. Somit investiert das Energieversorgungsunternehmen gegenwärtig nicht in Speichertechnologien, da hierdurch kein wirtschaftlicher Vorteil generiert werden kann und somit kein Investitionsanreiz besteht (E_141:150).

Ein anderer Experte erläutert, dass es bei einem Überangebot betriebswirtschaftlich effizienter sein kann, Anlagen abzuschalten, anstatt den überschüssigen Strom zu speichern.

„Aber es kann natürlich deutlich billiger sein, also, das einfach abzuschalten, anstelle jetzt mit einem Wirkungsgrad, Zykluswirkungsgrad von 60% und hohen Kosten die Energie irgendwo zu speichern. Also, ich würde sagen, .. es ist halt eine Frage, wie optimal man das System gerne ausgestalten möchte. Als Ingenieur sage ich natürlich, Energie, die man irgendwo produzieren kann, sollte man tatsächlich auch aufheben und einspeichern, aber es ist eine Frage des Preises und der Anreize, die dafür notwendig sein werden“ (E_081:94).

In Zukunft wird es immer wichtiger sein, dass Anlagen nicht grundlastfähig, sondern regulierungsfähig sind, so ein Interviewpartner. Biogasanlagen in der heutigen Konfiguration mit Blockheizkraftwerk (BHKW) erfüllen die Eigenschaft der Regulierungsfähigkeit jedoch nicht,

da diese nicht so einfach ausgeschaltet werden können (E_111:190). Hingegen tragen Anlagen, bei welchen das erzeugte Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist wird und welches sodann – bei Bedarf – durch eine Gasverbrauchseinrichtung in Energie umgewandelt wird, zur Regulierungsfähigkeit bei. Denn das Erdgasnetz ist per definitionem ein Speichermedium.

„Das Netz [Erdgasnetz, Anm. des Autors] ist ein riesiger Speicher mit den Kavernenspeichern, wo ich ja schon große Mengen, fast über ein Jahr, einspeichern kann“ (E_111:192).

Weiter erklärt der Interviewpartner, dass die Verbrauchskurve von Gas einer U-Kurve entspricht, da der Hauptanteil des Erdgases in den Wintermonaten verbraucht wird. Die Aufbereitung von Biomethan auf Erdgasqualität ist jedoch bei kleineren Anlagen bis 500 kW nicht wirtschaftlich. Da die spezifischen Kosten mit der Größe der Anlage stark fallen, spricht sich der Interviewpartner für den Bau von größeren Biogasanlagen aus, bei welchen die Aufbereitung des Biogases und die Einspeisung des Biomethans in das Erdgasnetz wirtschaftlich ist (E_111:174, 188, 194).

3.2.3 Wechselwirkungen zwischen Emissionshandel und Förderung der erneuerbaren Energien

3.2.3.1 CO₂-Emissionsvermeidung durch erneuerbare Energien

Grundsätzlich ist die gemeinschaftsweite Menge an Emissionszertifikaten und somit die Menge an CO₂, die von den emissionshandelspflichtigen Anlagen emittiert werden darf, fixiert. Somit führt der europäische Emissionshandel dazu, dass die emissionshandelspflichtigen Anlagen nicht mehr CO₂ als die fixierte Obergrenze ausstoßen.

„So, und wenn da jetzt noch ein Windpark einspeist, ändert das an der CO₂-Bilanz im Stromsektor überhaupt nichts. ... Weil der Windpark speist ein, verdrängt irgendwo ein fossiles Kraftwerk und stattdessen wird wahrscheinlich ein Stahlwerk oder Zementwerk das Zertifikat nutzen und die gleiche Menge CO₂ rausbauen. Also, an der CO₂-Bilanz in Europa ändern die Regenerativen überhaupt nichts“ (E_021:82).

Die zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt zu einer Verdrängung der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen. Hierdurch sinken die durch die Stromerzeugung verursachten CO₂-Emissionen und die Nachfrage der Kraftwerksbetreiber nach CO₂-Zertifikaten. Dieser Nachfragerückgang wirkt sich preisdämpfend auf den CO₂-Preis aus (E_041:62). Europaweit können andere emissionshandelspflichtige Anlagenbetreiber die von den Kraftwerksbetreibern nicht nachgefragten Zertifikate nutzen. Somit könnten diese ihre Produktion ausweiten und die Abgabepflicht der hierdurch zusätzlich verursachten Emissionen mit den preisreduzierten Emissionszertifikaten erfüllen. Aufgrund dessen führt der Ausbau der erneuerbaren Energien in Sektoren, die dem Emissionshandel unterliegen, nicht zu einer CO₂-Reduktion (E_021:82).

Ein anderer Experte bestätigt diese Aussage, wenn von einer statischen Betrachtung ausgegangen wird (E_031:96). Wird hingegen von einer dynamischen Betrachtung ausgegangen, führt der preisdämpfende Effekt der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien auf den Preis für Emissionszertifikate dazu, dass zukünftig Raum für die Festlegung eines strengeren CO₂-Reduktionsziels und somit einer Reduzierung der gemeinschaftsweiten Menge an Emissionszertifikaten besteht (E_031:92, 96).

„Nach 2020 Also, wenn wir das EU-Ziel, die 20-20-20 Ziele erreichen oder gar vielleicht sogar übererfüllen, wird man natürlich umso straffere Ziele dann in der darauf folgenden Periode auch angehen können“ (E_031:96).

Ein weiterer Befragter erläutert, dass durch die Förderung erneuerbarer Energien Technologien gefördert werden, in welche marktgetrieben nur investiert werden würde, wenn der Strommarktpreis, der durch den CO₂-Preis beeinflusst wird, einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht. Somit würde ein marktgetriebener Ausbau der erneuerbaren Energien nur bei einem hohen CO₂-Preis, der zu einer Erhöhung des Strompreises führt, erfolgen (E_041:62). Ein weiterer Befragter erläutert hierzu:

„Im Prinzip könnten Sie ja sagen, das EEG gibt es nicht. Das wäre eigentlich die sinnvollste Maßnahme, um CO₂ einzusparen in Europa. ... Was würde dann passieren? Gute Windparks ... , die existieren, die würden erst einmal alle bestehen bleiben, weil die stranded cost. Aber der neue Windpark würde sich nur dann rechnen, wenn er entsprechend kostengünstig wäre Und dann würden wir eigentlich das sinnvollste CO₂-mäßig machen, denn nur da würde dann der Windpark entstehen, wo er auch wirklich günstiger CO₂ einspart ...“ (E_021:80).

Einer der Experten führt weiter aus, dass durch die preisdämpfende Wirkung des geförderten Ausbaus der erneuerbaren Energien, andere – nicht geförderte – CO₂-Vermeidungsmaßnahmen aufgrund des geminderten CO₂-Preises nicht durchgeführt werden. Dies führt dazu, dass nur noch Maßnahmen zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes realisiert werden, die mit geringen Kosten verbunden sind. Kostenintensive CO₂-Vermeidungsmaßnahmen, wie die erneuerbaren Energien, werden gefördert und ersetzen andere CO₂-Vermeidungsmaßnahmen, in die investiert werden würde, wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien marktgetrieben erfolgen würde (E_041:62).

Diesem preisdämpfenden Effekt könnte entgegengewirkt werden, wenn die durch erneuerbare Energien, aber auch Energieeffizienzmaßnahmen vermiedene CO₂-Menge bei der Festsetzung der gemeinschaftsweiten Menge der Zertifikate berücksichtigt wird. Dazu müsste für jeden Mitgliedsstaat der EU prognostiziert werden, welche Menge an CO₂-Emissionen durch den geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien und durch Energieeffizienzmaßnahmen vermieden wird. Auf Basis dieser Prognose wird sodann die gemeinschaftsweite Menge der CO₂-Zertifikate festgelegt (E_041:62; E_111:156). Somit würde in einem idealtypischen

Modell der Ausbau der erneuerbaren Energien in den Zielvorgaben des Emissionshandels antizipiert werden (E_041:62). Bezüglich der Berücksichtigung der aus der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien resultierenden CO₂-Reduzierung bei der Festlegung der CO₂-Obergrenze im Emissionshandel erklärt ein weiterer Experte Folgendes:

„Also, in einer idealen Welt schon. Das Festlegen von Klimazielen war immer ein sehr politischer Prozess und ein Aushandeln, wirklich, ja, ein Basar. ... Es wurde sicherlich auch viel vorher geforscht und Studien auch für die Politik gemacht, wie dann mal ein Ziel nach 2020 aussehen könnte. Aber da wird sicher am Schluss nicht die exakte Rechnung die Rolle spielen, aber es wird sich eine andere Wahrnehmung, also ein Bauchgefühl auch in der Politik und in den Kreisen um die Politik herum entwickelt haben, was möglich ist“ (E_031:98).

Nach Auffassung eines weiteren Befragten gibt es kein System, das heute für zehn Jahre fortgeschrieben werden kann (E_111:156). Ein anderer Experte warnt vor einer ständigen Anpassung der gemeinschaftsweiten CO₂-Höchstmenge, da dies zu einer Verunsicherung der Marktteilnehmer und somit zu Investitionszurückhaltung führt (E_041:62).

Aufgrund der Koexistenz des Emissionshandels und des EEG kann die Reduzierung von CO₂ nicht das einzige Ziel des EEG sein. Das EEG verfolgt weitere Ziele (E_031:2), wie die Minderung von Energieimporten, Schaffung von Arbeitsplätzen sowie Dezentralisierung der Energieversorgung (E_021:84; E_071:196). Die Dezentralisierung der Energieversorgung als ein Ziel des EEG zeigt sich nach Ansicht eines Experten dadurch, dass die EEG-Vergütung für kleinere Anlagen höher ist als für größere Anlagen (E_041:82, 84).

„Ich meine, das macht im gewissen Rahmen natürlich Sinn, zum Beispiel KWK-Wärmesenkung auch im Kleinen zu nutzen, aber es ist halt alles mit hohen Kosten verbunden. Aber was im EEG oder halt auch in der Meinungsbildung in der Politik natürlich eine große Rolle spielt, ist ja, wir machen den Strom selbst, die Energie-Autarkie und dafür ist man bereit, relativ viel Geld halt auch zu investieren und das ist natürlich nicht förderlich für größere Anlagen, ganz simpel. Und dementsprechend werden die halt nicht gefördert, also weichen halt alle dann am Ende halt auch auf diese kleineren Anlagen aus“ (E_041:82).

Rohstoffe für die Energiegewinnung aus Steinkohle- und Gaskraftwerken werden in der Regel importiert. Teilweise erfolgt der Import dieser Rohstoffe aus geopolitisch schwierigen Regionen.

„Das heißt, wir sind von Regionen abhängig, egal, ob Kohle, ob Öl, ja, die sind hochexplosiv und da hängt unsere Wirtschaft dran. ... Früher war klar, du hast die Kohle aus dem Ruhrgebiet gehabt, du hast noch Öl aus der Nordsee gehabt und dann ging dieser Boom los, es zentralisierte sich und das heißt unsere Wirtschaft ist komplett abhängig von anderen Ländern und die sind eben nicht unbedingt so krisensicher“ (E_071:206).

Somit kann der Ausbau der erneuerbaren Energien die Importabhängigkeit von politisch instabilen Regionen verringern (E_071:206).

3.2.3.2 Einfluss des CO₂-Preises auf die Investition in erneuerbare Energien

Durch die Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken findet eine Substitution von fossilen Brennstoffen durch Biomasse statt. Hierbei beeinflusst, wie bereits erläutert, der CO₂-Preis die Menge an Biomasse, die im fossil befeuerten Kraftwerk mitverbrannt wird. Sind die Kosten des Ersatzbrennstoffes abzüglich der Kosteneinsparung durch die Nichtnutzung von CO₂-Zertifikaten geringer als die Kosten des fossilen Brennstoffes und der benötigten CO₂-Zertifikate, wird Biomasse im Kohlekraftwerk mitverbrannt. Können hingegen durch die Mitverbrennung von Biomasse keine Kosteneinsparungen generiert werden, wird diese nicht durchgeführt. Demnach ist der Einsatz der im fossil befeuerten Kraftwerk mitverbrannten Biomasse abhängig von den Biomasse-Brennstoffpreisen, den fossilen Brennstoffpreisen und dem CO₂-Preis. Aufgrund der Möglichkeit der Substitution von Kohle durch Biomasse hat der CO₂-Preis einen direkten Einfluss auf den Einsatz von Biomasse zur Energiegewinnung. Eine Förderung der Biomasse-Mitverbrennung in fossil befeuerten Kraftwerken wäre wünschenswert, so ein Interviewpartner. Diese ist jedoch politisch schwer durchsetzbar, da eine Förderung der großen Energieversorgungsunternehmen nicht gewünscht ist (E_041:72).

Die gleiche Ansicht vertritt ein weiterer Interviewpartner.

„Co-firing ist in Deutschland, ist ja alles was dann Richtung Energiewirtschaft geht, ... ein Teufelszeug in den politischen Kreisen und zwar nicht nur bei den Alt-Grünen, die schon immer was gegen die Energiewirtschaft haben, sondern auch bei der CSU, die natürlich dann sieht, dass die Bauern wieder in die Abhängigkeit der Energiewirtschaft kommen könnten, was gar nicht stimmt. Also da, auch da, wäre mehr Rationalität angebracht, in vielen einzelnen Details“ (E_111:172).

Nach Ansicht zweier Experten kann durch die Mitverbrennung von Biomasse in Kraftwerken kostengünstiger CO₂ vermieden werden als durch den Neubau einer EEG-Biomasseanlage (E_041:76). Bezüglich des Co-firing berichtet ein Interviewpartner aus der Historie: Bis vor einigen Jahren wurde in Braunkohleanlagen Altholz, das meistens aus den Niederlanden importiert wurde, mitverbrannt. Denn in den Niederlanden gab es keine Deponiemöglichkeiten, sodass die Holzlieferanten die Holzentsorgung in Kraftwerken bezahlten. Die Mitverbrennung führte dazu, dass ein Teil der für die Stromerzeugung benötigten Kohle durch einen CO₂-neutralen Brennstoff, Altholz, substituiert wurde. Hierdurch wurden weniger CO₂-Emissionen pro erzeugte Einheit Strom emittiert. Durch die Einführung des EEG in Deutschland veränderte sich die Situation: Das Altholz wird nun in EEG-Anlagen verbrannt, da in diesen durch das EEG geförderten Anlagen der Einsatz von Altholz wirtschaftlicher erfolgen kann. Dies führt nach Ansicht des Experten zu einer Belastung der Letztverbraucher, da

diese die EEG-Umlage zur Förderung des Stroms aus Biomasse wirtschaftlich tragen. Darüber hinaus veränderten sich die gesetzlichen Rahmenbedingungen in den Niederlanden dahingehend, dass dort Co-firing wieder zugelassen ist und gefördert wird. Nun wird Holz aus Deutschland in die Niederlande exportiert, da dort die Mitverbrennung wirtschaftlicher ist als die Nutzung des Altholzes zur Energiegewinnung in Deutschland (E_021:118). Bezüglich der Mitverbrennung von Biomasse in bereits bestehenden Kraftwerken ist jedoch zu beachten, dass zwar mit relativ wenigen Fördermitteln eine erhebliche CO₂-Minderung und der Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht werden würde, jedoch dies wahrscheinlich zu Biomasseimporten führt, da in Deutschland nicht so viel Biomasse zur Verfügung steht (E_041:75, 88).

Ein anderer Interviewpartner erläutert, dass aufgrund des errichteten Biomasse-Heizkraftwerkes, welches in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird, insbesondere die Leistung des ältesten, erdgasbetriebenen Heizkraftwerkes gedrosselt wird (E_091:46, 74, 76).

„Unsere Biomasseanlage erzeugt im Jahr ungefähr 90.000 MWh Wärme. Und diese Wärme wird jetzt nicht mehr in einer Anlage produziert, die früher Zertifikate gebraucht hat. Das heißt, diese Tonnen CO₂ bleiben mir echt übrig, dadurch, dass ich praktisch investiert habe und das ist der Vorteil, den wir daraus nutzen“ (E_091:74).

Der Preis für Emissionszertifikate hat in diesem Fall einen Einfluss auf die Investition in erneuerbare Energien, da ein Biomasse-Heizkraftwerk die Wärmeerzeugung einer Anlage, die fossile Brennstoffe einsetzt, übernimmt und diese somit substituiert. Mithin werden CO₂-Emissionen vermieden und weniger Emissionszertifikate für die Tätigkeit der fossil befeuerten Anlage benötigt.

Da die Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien-Anlagen in Deutschland grundsätzlich durch das EEG für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres festgelegt ist, herrscht hinsichtlich der Vergütungshöhe in den Jahren, in denen der Vergütungsanspruch besteht, grundsätzlich keine Unsicherheit. Aufgrund dessen besteht in dieser Zeit auch kein Marktpreisrisiko (E_021:62).

„Also, ich glaube, man kann sehr wohl in erneuerbare Energien investieren, ohne sich Gedanken darüber zu machen, was im Emissionshandel geschieht, je nachdem, wie das Förderregime ist“ (E_081:5).

Hingegen wird die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke maßgeblich vom Strommarktpreis, der vom CO₂-Preis beeinflusst wird, bestimmt. Da die Vergütung des Stroms aus erneuerbaren Energien jedoch aufgrund der EEG-Vergütung nicht vom CO₂-Preis beeinflusst wird, hat dieser in Deutschland für die Dauer der festen Einspeisevergütung keinen Einfluss auf die Investition in erneuerbare Energien.

„Ja und insofern brauchen Sie da interessanterweise die CO₂-Kostenfrage gar nicht zu stellen. Das ist ja das Witzige bei der europäischen Politik“ (E_021:56).

Durch Investitionen in die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen sinkt, ceteris paribus, die CO₂-Intensität (g CO₂/kWh) des Kraftwerksparks, jedoch nicht der durch die Energieerzeugung verursachte CO₂-Ausstoß des Energieversorgungsunternehmens (E_021:56). Denn Energieversorgungsunternehmen, die konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien-Anlagen, wie beispielsweise Windenergieanlagen, betreiben, lassen diese Anlagen nicht „gegeneinander laufen“ (E_081:50). „Ja, so funktioniert ja der Markt nicht“ (E_021:68). Demnach wird das fossil befeuerte Kraftwerk des Energieversorgungsunternehmens nicht runtergefahren, wenn beispielsweise die Windenergieanlagen des Unternehmens Strom produzieren. Die Energieversorgungsunternehmen versuchen, Strom aus erneuerbaren Energien-Anlagen und aus konventionellen Kraftwerken gleichzeitig wirtschaftlich zu erzeugen (E_081:50; E_021:67-72). Weiter ist zu beachten, dass die Abschaltung oder Drosselung eines konventionellen Kraftwerkes, welches Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt, dazu führt, dass auch die Wärme dieser Anlage nicht mehr zur Verfügung steht (E_081:50; E_104:56).

Erst nach Ablauf des Förderzeitraumes, wenn der Anspruch auf Zahlung der EEG-Vergütung für den aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom erlischt, ist der Strommarktpreis maßgeblich.

„Und wenn man es sich anschaut momentan unsere Projekte, die wir in Deutschland haben, die sind über einen sehr sehr weiten Zeitraum im EEG abgegolten. Natürlich werden nach Auslaufen des EEG die dann gültigen Strompreisszenarien greifen und in die wiederum fließen die Zertifikatüberlegungen mit ein. Das ist aber, wenn man jetzt eine faire Projektverzinsung anlegt und sagt, jetzt lasse ich mal 15 Jahre lang Cash-Flow einlaufen, wo es nicht berücksichtigt ist, dann geht das im Rauchen noch relativ stark unter“ (E_081:28).

Wie diesem Zitat zu entnehmen ist, hat der Strommarktpreis und somit der CO₂-Preis einen geringen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Investition in erneuerbare Energien, wenn die Einnahmen aus der Stromerzeugung während der Laufzeit der Anlage überwiegend durch die EEG-Vergütung bestimmt werden und die Energieerzeugung aus einer erneuerbaren Energien-Anlage nicht die Erzeugung einer fossil befeuerten Anlage des Energieversorgungsunternehmens ersetzt.

Die Interviewpartner erklären, dass die Grundvergütung nach Auslauf des Stauchungsmodells für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen nicht in Anspruch genommen wird, da eine höhere Strommarktpreisentwicklung prognostiziert wird (E_041:28, 30; E_081:82; E_111:88). Somit beeinflusst der CO₂-Preis über den Strommarktpreis die Wirtschaftlichkeit einer Inves-

tion in Offshore-Windenergieanlagen früher als beispielsweise bei Photovoltaikanlagen, für welche 20 Jahre zuzüglich Inbetriebnahmejahr die feste Einspeisevergütung maßgeblich ist (E_031:20, 22; E_041:20, 18). Auch bei Onshore-Windenergieanlagen kann es in Abhängigkeit der prognostizierten Strompreisentwicklung wirtschaftlich attraktiver sein, in der Endvergütungsphase den Strom am Markt zu veräußern und nicht die Grundvergütung in Anspruch zu nehmen (E_031:22).

Wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hingegen durch ein Quotenmodell gefördert, wirkt sich der CO₂-Preis über den Strommarktpreis sofort auf die Wirtschaftlichkeit der Investition in erneuerbare Energien aus, da neben dem Erhalt von Grünstromzertifikaten der Strom aus erneuerbaren Energien durch den Strommarktpreis vergütet wird (E_041:18, 22, 24; E_081:26). Aufgrund dessen ist der Einfluss des CO₂-Preises auf die Investition in erneuerbare Energien vom Fördersystem der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abhängig (E_081:5).

Wie dargestellt, spielt der CO₂-Preis bei der Entscheidung, ob in erneuerbare Energien-Anlagen investiert wird, eine untergeordnete Rolle. Mithin ergeben sich durch den europäischen Emissionshandel für die erneuerbaren Energien-Anlagen keine wirtschaftlichen Risiken, aber auch keine wirtschaftlichen Chancen (E_021:62).

„Und wie gesagt, .. ich glaube, das Problematische wird sein, dazustellen, wie der Emissionshandel aufgrund oder bei der Koexistenz dieser beiden Systeme, welche Auswirkungen er jetzt hat oder nicht hat, das ist schwer. Also selbst für das Unternehmen .. muss man da ganz genau überlegen, was hat denn dazu geführt. Letztendlich hat es dazu geführt, dass man gesagt hat, ok, wir sind CO₂-lastiger als andere und deswegen müssen wir alle Maßnahmen durchspielen, die zu einem Abbau dieser CO₂-Lastigkeit führen und da sind die Regenerativen ein Bestandteil neben Retrofit und Effizienzsteigerung und so weiter und so fort. Und Sie haben dann natürlich noch .. die Besonderheit, dass Sie, was .. sonst nirgendwo bei einer Kraftwerksinvestition da ist, das Sie eine abgesicherte Stromvergütung haben und das macht den Business-Case da etwas leichter, ja. So, und jetzt aber zu sagen, ob .. Windkraft jetzt wegen EEG oder wegen Emissionshandel gebaut worden ist, ... ist schwer zu entscheiden. Eigentlich muss man sagen, ja, die Grundrichtung der Strategie ist durch den Emissionshandel geprägt, ...viele Einzelentscheidungen auch, bei den Regenerativen gibt es noch die zusätzliche Komponente EEG“ (E_021:184).

Es wird deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit eines konventionellen Kraftwerkes maßgeblich durch den erzielbaren und den CO₂-Preis determinierten Strommarktpreis beeinflusst wird. Die Wirtschaftlichkeit einer Investition in eine erneuerbare Energien-Anlage wird hingegen in Deutschland durch die Vergütung des EEG bestimmt. Auf der anderen Seite wirkt sich jedoch der Ausbau der erneuerbaren Energien auf den Großhandelspreis für Strom und somit auf die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke aus.

3.2.3.3 Merit-Order-Effekt

Die ÜNB sind verpflichtet den Strom, der durch erneuerbare Energien-Anlagen erzeugt wird, am vortägigen oder untertägigen Spotmarkt einer Strombörse zu veräußern (E_021:152). Somit verbreitern die erneuerbaren Energie-Anlagen die „must-run-Anlagen“ der Merit-Order (E_021:72). Da die Grenzkosten von Photovoltaik- und Windenergieanlagen nahe 0,00 € liegen (E_081:106; E_141:88), wird der Strom aus diesen Anlagen zu einem geringen Preis an der Börse angeboten. Hierdurch verschiebt sich die Angebotskurve (Abb. 3-11).

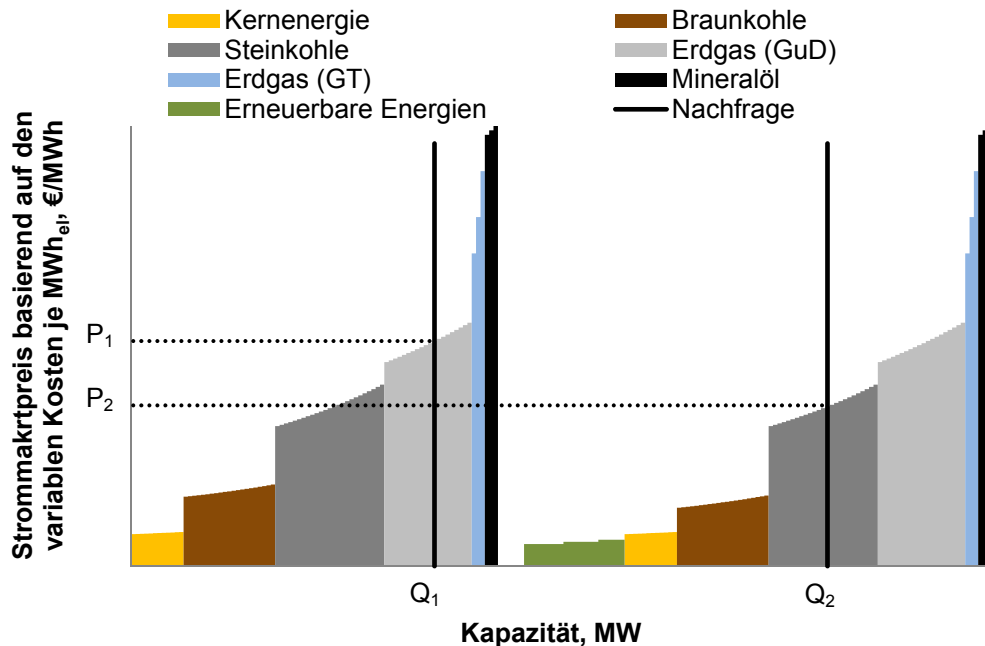


Abb. 3-11. Schematische Darstellung des Merit-Order-Effektes.

EE, erneuerbare Energien; GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk; GT, Gasturbinenkraftwerk; P_1 (P_2), Gleichgewichtspreis ohne Stromeinspeisung aus EE (mit Stromeinspeisung aus EE); Q_1 (Q_2), Gleichgewichtsmenge bei P_1 (P_2); $P_1 - P_2 = \Delta P$ Merit-Order-Effekt [Quelle: In Anlehnung an SENSFUß 2013, S. 2].

Aufgrund dessen hat die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energie-Anlagen kurzfristig einen stark dämpfenden Einfluss auf den Börsenstrompreis (E_031:122; E_091:122; E_131:148; E_141:88).

„Also, wenn halt die Sonne scheint oder der Wind weht, dann sind sie halt alle gleichzeitig da. Und das wird natürlich in jedem Marktsystem dazu führen, dass man eben ein Über- oder sehr hohes Angebot zu einer gewissen Phase hat und das senkt halt auf jeden Fall kurzfristig erst mal die Preise“ (E_041:64).

Dieser Effekt wird als Merit-Order-Effekt bezeichnet (Abb. 3-11).

Durch die zunehmende Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien sinkt die Nachfrage nach konventionell erzeugtem Strom, da dieser aufgrund der vorrangigen Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien und der Vermarktung am Spotmarkt verdrängt wird

(E_042:26; E_051:69; E_152:17, 22). Hierdurch sinkt die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke (E_071:126; E_101:170). Demnach beeinflusst neben den Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie weiteren Faktoren auch das zunehmende Angebot des Stroms aus den fluktuierenden erneuerbaren Energien den Börsenstrompreis (E_033:94).

„Dadurch, dass wir jetzt eigentlich mit dem EEG-System einen Parallelmarkt schaffen oder eigentlich keinen Markt, sondern einen großen Anteil der Kraftwerkskapazität aus dem Markt herausnehmen und in ein isoliertes System überführen, ergibt sich natürlich eine enorme Marktverzerrung, die dazu führt, aber auch immer dazu führen wird, dass der Strompreis an der Börse, der ja auf Grenzkostenbasis sich bildet, sinkt. Das ist ja auch ablesbar“ (E_081:102).

In den Jahren 2012 bis 2014 lassen sich zwischen 66 und 70% der Variation des Handelsvolumens am Spotmarkt der EPEX SPOT SE für die Preiszone Deutschland/Österreich mit Hilfe der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien erklären (Abb. 3-12). Der Korrelationskoeffizient r zwischen der Residuallast (Gesamtlast - Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien) und dem Spotmarktpreis nimmt im Betrachtungszeitraum zu und beträgt 0,91 ($R^2 = 0,83$) im Jahr 2014. Zur Bereinigung der Daten um Ausreißer wurde die Standardabweichung des Spotmarktpreises (2012: 18,69 €/MWh; 2013: 16,46 €/MWh; 2014: 12,78 €/MWh) ermittelt und der Mittelwert des Spotmarktpreises (2012: 42,60 €/MWh; 2013: 37,78 €/MWh; 2014: 32,76 €/MWh) um das Dreifache der Standardabweichung erhöht und erniedrigt. Unter Berücksichtigung der Werte, die innerhalb des so ermittelten Korridors (2012: -13,46, 98,65; 2013: -11,61, 87,17; 2014: -5,56, 71,09) liegen, beträgt das Bestimmtheitsmaß R^2 zwischen der Residuallast und dem Spotmarktpreis 0,78 im Jahr 2012, 0,78 im Jahr 2013 und 0,84 im Jahr 2014.

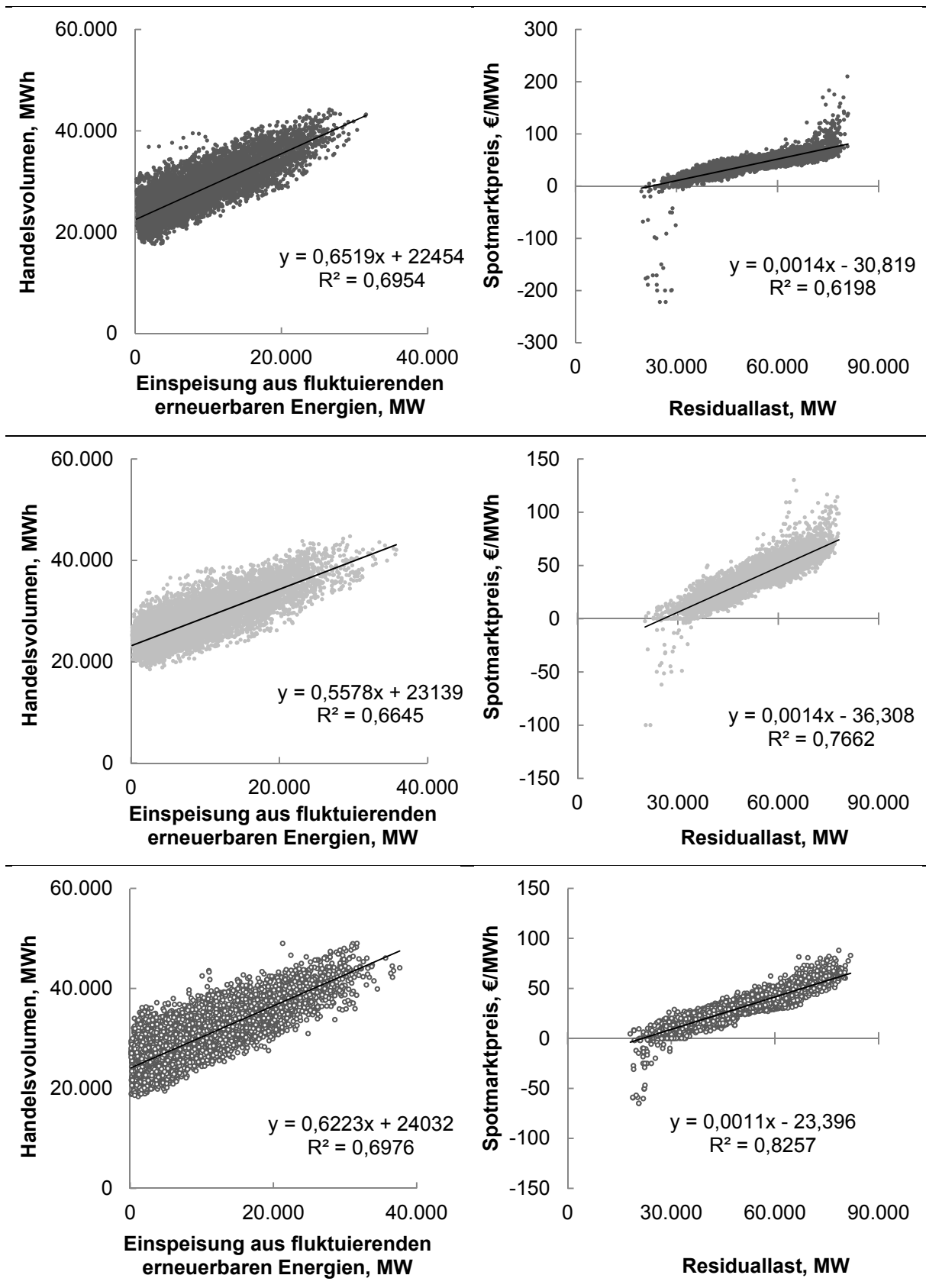


Abb. 3-12. Einfluss der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (Windenergie und solare Strahlungsenergie) deutscher Standorte auf das Handelsvolumen und Darstellung des linearen Zusammenhangs zwischen Residuallast und Strompreis am Spotmarkt der EPEX Spot SE für die Preiszone Deutschland/Österreich in den Jahren 2012 bis 2014.

• 2012; • 2013; ○ 2014 Residuallast = Gesamtlast - Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien [Quelle: EPEX SPOT 2014, 2015b; ÜNB 2014b, 2015c; ENTSO-E 2015, 2016].

Beispielsweise kann es an Weihnachten oder Pfingsten zu Situationen kommen, dass aufgrund geringer Nachfrage und einer hohen Einspeisung von Wind- und/oder solarer Strahlungsenergie ein Überangebot an Strom besteht. Dies kann zu negativen Strompreisen an der Börse führen, sodass ein Stromabnehmer für die Abnahme des Stroms bezahlt wird (E_021:152).

In den Jahren 2009 bis 2015 wurde in insgesamt 408 Einzelstunden ein negativer Strommarktpreis am Spotmarkt der EPEX SPOT SE für die Preiszone Deutschland/Österreich ermittelt (Abb. 3-13). Im Vergleich zum Jahr 2009 verringerten sich die Einzelstunden mit negativem Strommarktpreis in den Jahren 2010 und 2011. In den darauffolgenden Jahren stieg die Anzahl der Einzelstunden mit negativen Strommarktpreisen wieder an. Jedoch traten im betrachteten Zeitraum auch mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien negative Strompreise in weniger als 1,5% der Stunden auf. Für den Zeitraum 2009 bis 2015 wies das Jahr 2012 mit -58,8 €/MWh den höchsten gewichteten Mittelwert der negativen Strommarktpreise auf.

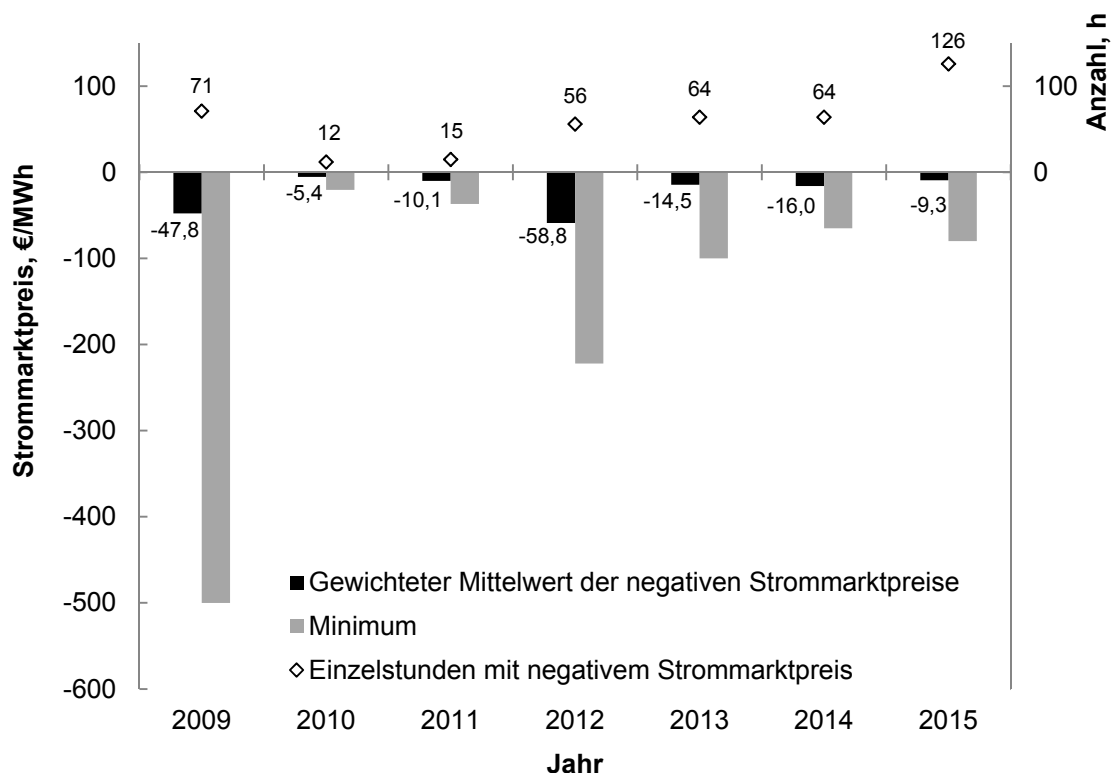


Abb. 3-13. Gewichteter Mittelwert und Minimum der negativen Strommarktpreise sowie Anzahl der Einzelstunden mit negativem Strommarktpreis am Spotmarkt der EPEX SPOT SE (Phelix Day Base, Preiszone Deutschland/Österreich) im Zeitraum 2009 bis 2015.

Um den gewichteten Mittelwert der negativen Strommarktpreise zu ermitteln, wurde der sich in den Einzelstunden ergebende negative Strompreis mit der Menge des in dieser Stunde gehandelten Volumens multipliziert. Diese Ergebnisse wurden summiert und durch die Menge des in dem gesamten Jahr in den Einzelstunden mit negativem Strommarktpreis gehandelten Volumens dividiert [Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf EPEX SPOT 2014, 2015b, 2016].

Im Jahr 2014 wurde am Spotmarkt der EPEX SE für die Preiszone Deutschland/Österreich in den Einzelstunden mit negativen Strompreisen insgesamt ein Volumen von 2.588.221 MWh gehandelt. Dieses Volumen stieg zwar im Jahr 2015 auf 4.770.005 MWh. Jedoch sank der gewichtete Mittelwert der negativen Strommarktpreise im Jahr 2015 im Vergleich zum Jahr 2014. Derzeit werden die negativen Preise dadurch verstärkt, dass einige Grundlastkraftwerke bei negativen Preisen ihre Leistung nicht vermindern, sondern „durchfahren“, wie ein Interviewpartner erläutert (E_041:110).

Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien könnte zukünftig dazu führen, dass die Häufigkeit negativer Strompreise und die Volatilität am Großhandelsmarkt zunehmen (E_034:94). Am Spotmarkt bestand früher ein Unterschied von 25 bis 27 € zwischen den Base- und Peak-Preisen, derzeit liegt diese Differenz teilweise unter 10 €. Am Wochenende liegt teilweise keine Preisdifferenz zwischen Base und Peak vor, so ein Experte (E_091:124). Im Jahr 2007 lag im Betrachtungszeitraum 2005 bis 2015 der höchste Unterschied zwischen Peak- und Base-Preis vor: Der Jahresmittelwert des Strompreises am Spotmarkt für Spitzenlast (Peak) betrug 48,75 €/MWh und der Jahresmittelwert für Grundlast (Base) 37,99 €/MWh. Somit lag der Peak-Preis um 28,3% über dem Base-Preis. Seit dem Jahr 2009 nähern sich die Strompreise in Spitzen- und Grundlastzeiten am Spotmarkt der EPEX SPOT SE an (Abb. 3-14). Im Jahr 2015 lag mit 10,9% der niedrigste Unterschied zwischen dem Jahresmittelwert der Peak-Preise (35,06 €/MWh) und dem Jahresmittelwert der Base-Preise (31,63 €/MWh) vor. Im Betrachtungszeitraum 2005 bis 2015 lag erstmals im Monat April 2015 der Monatsmittelwert der Peak-Preise unter dem Monatsmittelwert der Base-Preise.

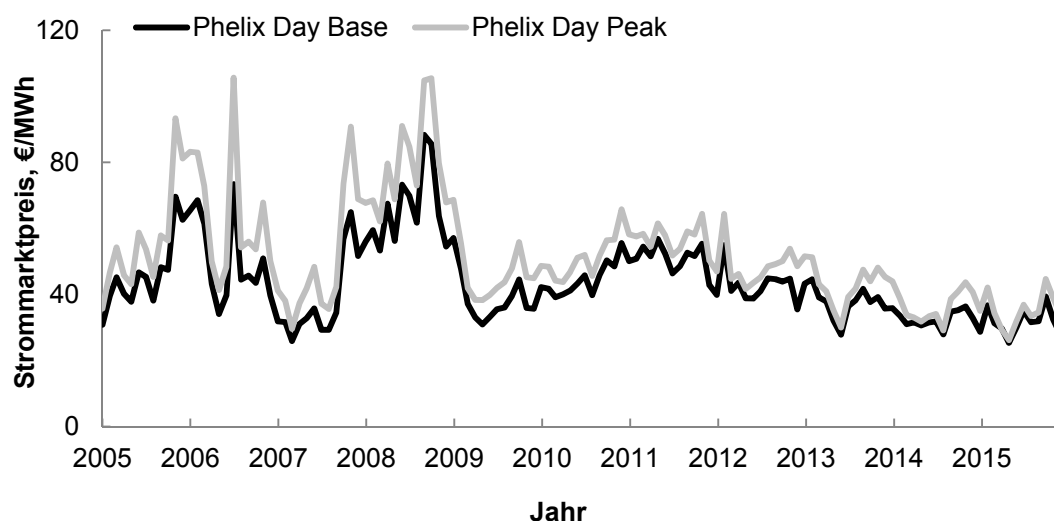


Abb. 3-14. Strompreisentwicklung am Spotmarkt der EPEX SPOT SE für die Preiszone Deutschland/Österreich von Phelix Day Base und Phelix Day Peak in den Jahren 2005 bis 2015. Die Strommarktpreise werden als Monatsmittelwerte dargestellt. In der Abbildung werden als Base der Tagesindex von Montag bis Sonntag (0-24 Uhr) und als Peak der Tagesindex Montag bis Sonntag (8-20 Uhr) berücksichtigt [Quelle: EPEX SPOT 2014, 2015b, 2016].

Nach Ansicht eines Interviewpartners sinken die Preise für Spitzenlaststrom durch die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen deutlich (E_091:124). Dies wird daran ersichtlich, dass das Verhältnis der Stundenmittelwerte zum jährlichen Mittelwert der Strompreise der Stundenkontrakte am Spotmarkt der EPEX Spot SE für die Preiszone Deutschland Österreich in der Mittagszeit im Zeitablauf abnimmt (Abb. 3-15).

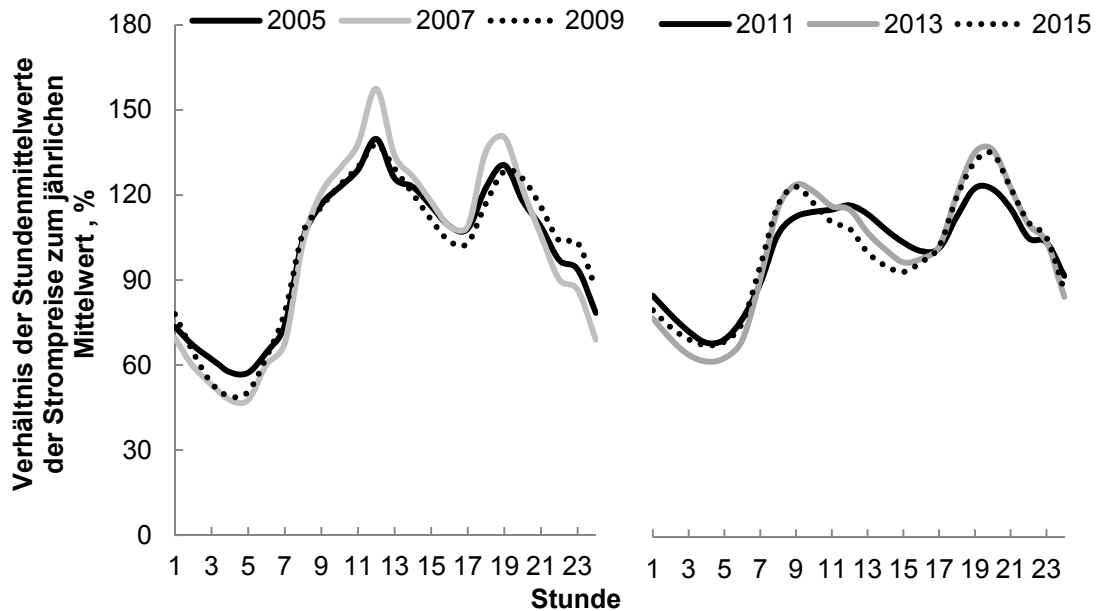


Abb. 3-15. Verhältnis der Stundenmittelwerte der Strompreise zum jährlichen Mittelwert der Strompreise am Spotmarkt der EPEX Spot SE für die Preiszone Deutschland/Österreich.

[Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf EPEX SPOT 2014, 2016]

Ein Interviewpartner stellt fest, dass durch das Sinken des Strommarktpreises die KWK-Gaskraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Die Grenzkosten der Stromerzeugung der Kohlekraftwerke, die sich insbesondere aus den Brennstoff- und den CO₂-Kosten ergeben, sind geringer als die Grenzkosten der Gaskraftwerke, sodass der durch Kohlekraftwerke erzeugte Strom zu geringeren Preisen an der Börse angeboten werden kann, obwohl Kohlekraftwerke grundsätzlich mehr CO₂ pro erzeugte Kilowattstunde als Gaskraftwerke verursachen (E_131:148). Zudem tragen der Merit-Order-Effekt und das hierdurch bedingte Sinken des Börsenstrompreises dazu bei, dass der Clean Spark Spread in den letzten Jahren in den negativen Bereich sinkt und somit die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken unwirtschaftlich ist (E_024:42; E_033:94; E_084:39; E_103:35; E_134:11).

Einerseits führt der Merit-Order-Effekt dazu, dass der Strommarktpreis und somit die Strombeschaffungskosten der Energieversorgungsunternehmen sinken. Diese Kostenentlastung kann von den Energieversorgungsunternehmen an die Letztverbraucher weitergegeben werden. Auf der anderen Seite hat der Merit-Order-Effekt einen erheblichen Nachteil:

„Eine Einspeisevergütung sorgt von vornherein dafür, dass man eben den Markt verzerrt, was in Ordnung ist, so lange wie das ein kleiner Bereich ist, wenn das irgendwie 1.000, 2.000 MW sind, zahlt man das aus der Portokasse. ... Und das ist das Witzige an der Geschichte, dass der Strompreis, der eigentlich anlegbar wäre als Grenzkostenpreis fallen wird und damit eigentlich dazu führt, dass man die Erneuerbaren eigentlich noch stärker subventionieren muss, klar. Das ist so“ (E_081:104).

Somit steigt die Differenz zwischen der EEG-Vergütung und den Einnahmen aus der Vermarktung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Spotmarkt. Diese Differenz, die EEG-Umlage, wird durch die Energieversorgungsunternehmen an die Letztverbraucher weitergegeben, sodass die aus dem Merit-Order-Effekt resultierende Kostensenkung der Strommarktpreise kompensiert wird (E_141:88).

Genauso wie der Ausbau der erneuerbaren Energien zu einer Senkung des Börsenstrompreises führt, wirkt der Zubau neuer Kohle- oder Gasanlagen preissenkend und die Stilllegung von Kernenergieanlagen preisstigernd. Der Merit-Order-Effekt führt mittelfristig dazu, dass aufgrund des geringen Strommarktpreises nicht in andere konventionelle Anlagen, beispielsweise Gaskraftwerke, welche marktgetrieben – ohne den Merit-Order-Effekt – errichtet werden würden, investiert wird, da die Wirtschaftlichkeit dieser nicht gegeben ist (E_041:64). Diese Aussage erläutert der Interviewpartner anhand der Gegenüberstellung der Investition in eine Windenergieanlage und ein Gaskraftwerk. Der Zubau einer Windenergieanlage oder eines Gaskraftwerkes, welche den Strom jeweils zu 6 Cent/kWh anbieten, würde den gleichen strompreissenkenden Effekt bewirken. Da jedoch der Strom der Windenergieanlage gemäß EEG mit rund 9 Cent/kWh vergütet wird und somit die Investition weniger Risiko birgt, wird in den Bau der Windenergieanlage investiert (E_041:64). Wird hingegen Biomasse in bestehenden Kohlekraftwerken zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes mitverbrannt, führt dies nicht zu einer Steigerung des Merit-Order-Effektes, da hier Kohle durch Biomasse ersetzt wird und dadurch die bestehenden Kapazitäten nicht erhöht werden (E_041:78).

Wie die Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien-Anlagen langfristig auf den Börsenstrompreis wirkt, ist derzeit noch Gegenstand von Untersuchungen. Es ist zu prüfen, zu welchen Preisen konventionelle Kraftwerke ihren Strom anbieten, inwieweit konventionelle Kraftwerke stillgelegt werden und hierdurch Knappheitssituationen auftreten (E_031:122). Weiter ist derzeit unklar, welche Kraftwerke die Stilllegung der Atomkraftwerke aufgrund des Atomausstiegs kompensieren (E_101:170).

3.2.3.4 Bewertung der Förderung der erneuerbaren Energien und zukünftiges Strommarktdesign

Grundsätzlich befürworten die Befragten das EEG (E_091:108, 110; E_111:62; E_131:168; E_141:96). Der Ausbau der erneuerbaren Energien wäre ohne das EEG heutiger Prägung nicht in dem Maße erfolgt (E_021:90) und somit ist das EEG hinsichtlich des Zubaus der installierten Leistung von erneuerbaren Energien-Anlagen ein erfolgreiches Instrument (E_041:102). Der große Vorteil des EEG ist die über einen Förderungszeitraum von 20 Jahren zuzüglich Inbetriebnahmejahr garantierte Einspeisevergütung, wodurch die Investitionen in erneuerbare Energien kalkulierbar, planbar (E_081:80) und abgesichert sind (E_101:150).

Die Interviewpartner wurden gefragt, ob die im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele, insbesondere zum Ausbau der erneuerbaren Energien, realistisch sind. Nach Ansicht mehrerer Interviewpartner kann das von der Bundesregierung genannte zeitlich gestaffelte Ziel zum Ausbau der erneuerbaren Energien realisiert werden (E_041:92; E_081:112; E_111:112; E_151:111), wenn die Rahmenbedingungen und der benötigte Finanzmittelbedarf zur Verfügung gestellt werden (E_141:118).

Ein Experte gibt zu bedenken, dass beim Ziel zum Ausbau der erneuerbaren Energien darauf geachtet werden muss, dass das Gesamtsystem an diese Entwicklung angepasst wird (E_041:92). Er empfiehlt die Durchführung von Praxistests, um zu überprüfen, ob der angestrebte Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 80% bis zum Jahr 2050 realisierbar ist. In einzelnen Regionen oder beispielsweise auf Inseln könnte getestet werden, ob die Stromnachfrage zu 80% oder sodann vollständig durch erneuerbare Energien-Anlagen gedeckt werden kann. Ferner kann hierdurch überprüft werden, inwieweit Back-up-Kapazitäten bereitgestellt werden müssen, wenn die Stromnachfrage aufgrund einer geringen Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien nicht durch diese gedeckt werden kann (E_041:92).

„Aber so einen Praxistest braucht man, da helfen hunderte von Studien mit theoretischen Aussagen nicht weiter. Deswegen finde ich so einen Realtest einfach gut. Und wo das kostenmäßig am Ende landet, hängt dann auch ein bisschen an den Lernkurveneffekten. Und ansonsten ist das eigentlich eine reine Geldfrage“ (E_041:92).

Ein weiterer Interviewpartner erläutert, dass das Ziel, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 80% bis 2050 zu erhöhen, „das Aus für die Braunkohle im Jahr 2050 [bedeutet]“ (E_151:182). Hierbei gibt er zu bedenken, dass somit auch die Wärmeversorgung von Regionen entfällt, die durch Braunkohlekraftwerke erzeugte Fernwärme erhalten (E_151:182).

Einige Experten halten die Annahmen, dass Deutschland einen erheblichen Anteil von Strom importieren muss, um seinen Strombedarf zu decken und die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken in anderen Ländern, wie beispielsweise Norwegen, für fragwürdig (E_021:132, 144; E_051:84), „weil hier werden Probleme auf Nachbarländer verlagert, weil man zu feige ist, diese Probleme im eigenen Land zu lösen“ (E_151:118).

Nach Ansicht eines Interviewpartners wurde die Offshore-Fläche zu günstig eingeschätzt (E_021:132).

„Also, wenn man sich mal die Offshore-Flächen anguckt und wenn man ... die sonstigen Nutzungen wie Naturschutzgebiete, Schifffahrtsstraßen und so weiter abzieht, dann wird es schon knapp mit dem Offshore“ (E_021:132).

Ein anderer Experte erläutert, dass das Ausbauziel der Windenergie Offshore sehr anspruchsvoll ist. Er geht davon aus, dass dieses Ausbauziel nicht erreicht wird, da die ökonomischen Anreize zu gering sind (E_111:112).

Zwei Interviewpartner sehen die Erreichung des Energieeffizienzziels und die damit einhergehende Senkung des Energieverbrauchs, die dem Konzept zugrunde liegen, als kritisch an, da Deutschland schon frühere Ziele zur Effizienzsteigerung nicht erreichte (E_021:132) und die Anzahl von strombetriebenen Geräten kontinuierlich wächst (E_131:204).

Als größte Herausforderung zur Erreichung der im Energiekonzept festgelegten Ziele sieht ein Experte die Akzeptanz von Übertragungskapazitäten, um den aus erneuerbaren Energien produzierten Strom zu den Verbrauchseinrichtungen zu transportieren (E_021:132).

Ein Experte geht davon aus, dass die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien nicht erreicht werden, da sich erneuerbare Energien-Projekte nicht in dem geplanten Umfang umsetzen lassen (E_091:96).

Die zukünftige Herausforderung bezüglich der Förderung der erneuerbaren Energien ist die stärkere Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien (E_031:132).

„Und wir haben ein Dilemma, das natürlich auf der einen Seite diejenigen, die investiert haben, einschließlich unseres Unternehmens, darauf pochen, zurecht, das gewisse Rahmenbedingungen, die garantiert wurden zum Zeitpunkt der Entscheidung, auch wirklich eingehalten werden können. Umgekehrt aber jetzt irgendwo der Schwenk gemacht werden muss in eine etwas stärkere Marktintegration“ (E_081:110).

Aufgrund der im EEG geregelten Abnahme-, Übertragungs- und Verteilungspflicht des Netzbetreibers für den Strom aus erneuerbaren Energien sowie der Vergütungspflicht erzeugen

erneuerbare Energien-Anlagen ihren Strom größtenteils nicht bedarfsorientiert (E_141:142). Denn die Anlagenbetreiber erhalten grundsätzlich, unabhängig von der Angebots- und Nachfragesituation, die gleiche Vergütung. Somit haben die Betreiber von erneuerbaren Energien-Anlagen keinen Anreiz, ihren Strom bedarfsorientiert zu erzeugen (E_041:110; E_141:142) und sind demnach „noch sehr weit weg von dem tatsächlichen Marktgeschehen“ (E_031:126). Einigkeit besteht darüber, dass die Förderung der erneuerbaren Energien nicht zu einer weiteren Belastung der Letztverbraucher führen darf, um den Industriestandort Deutschland und die Akzeptanz der erneuerbaren Energien in der Gesellschaft nicht zu gefährden (E_021:98; E_031:132-134; E_131:108; E_151:182). Nach Ansicht eines Interviewpartners sollte ab einem bestimmten Zeitpunkt der wohlüberlegte Übergang vom derzeitigen Fördersystem in ein anderes Modell erfolgen (E_081:110). Die Förderung der erneuerbaren Energien von einem dirigistischen System in ein marktwirtschaftliches System zu überführen, gestaltet sich jedoch schwierig, da hierdurch beispielsweise Industriezweige supprimiert werden können, so ein weiterer Interviewpartner (E_111:62).

Der derzeitige Strommarkt basiert auf Grenzkosten. Zwar weisen die erneuerbaren Energien, wie Wasserkraft, Windenergie und solare Strahlungsenergie, Grenzkosten von nahe 0,00 € auf, aber der derzeit erzielbare Strommarktpreis reicht zur Deckung der Vollkosten einer erneuerbaren Energien-Anlage nicht aus. Aufgrund dessen ist das auf Grenzkosten basierte Strommarktdesign für erneuerbare Energien-Anlagen nicht geeignet. Es muss ein System etabliert werden, durch welches der „grüne Wert“ dieses Stroms, beispielsweise in Form eines Grünstromzertifikates, einen finanziellen Wert erhält, der sodann in die Preisbildung mit einfließt (E_081:106). Auch ein weiterer Gesprächspartner konstatiert, dass Offshore-Windenergieanlagen nicht wirtschaftlich durch den sich am Markt ergebenden Strompreis, der durch den CO₂-Preis beeinflusst wird, betrieben werden können. Auch für die Wirtschaftlichkeit von Onshore-Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen ist nach Ansicht des Interviewpartners der derzeitige Strommarktpreis unzureichend (E_041:66, 70).

Denkbar wäre die Ablösung des EEG durch ein Quotenmodell. Als Maßstab zum Vergleich der beiden Systeme müssen die Kosten pro erzeugte MWh herangezogen werden. Nach Auffassung eines Experten sind diese Kosten bei einem Quotenmodell geringer als bei einem Preismodell, da die erneuerbaren Energien-Anlagen durch das marktbasierende System in Konkurrenz zueinander stehen. Durch dieses marktbasierende, mengengesteuerte System wäre der Ausbau der erneuerbaren Energien aber nicht in der Weise vorangeschritten wie es mit einem preisgesteuerten System, dem EEG, der Fall ist (E_021:128, 130). Ein Quotenmodell als Marktinstrument ist nach Ansicht eines weiteren Experten aus volkswirtschaftlicher Sicht einem preisgesteuerten System vorzuziehen. Er erläutert, dass bei der Einführung

von politischen Instrumenten für den Staat nicht die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz, sondern die Fördermitteleffizienz im Vordergrund steht. Er verdeutlicht seine Aussage anhand der Vergütung von Onshore-Windenergieanlagen: Durch ein Quotenmodell werden alle Onshore-Windenergieanlagen gleichermaßen gefördert, unabhängig vom Winddargebot am Standort. Dadurch erwirtschaften Betreiber von Anlagen an windhöffigen Standorten einen höheren Gewinn als Betreiber, deren Windenergieanlagen an Standorten mit geringerem Winddargebot errichtet werden. Gemäß EEG ist die Vergütung für Strom aus Onshore-Windenergieanlagen standortdifferenziert ausgestaltet. Somit werden Anreize geschaffen, Windenergieanlagen auch an Standorten mit weniger guten Windbedingungen zu errichten. Bei einer standortundifferenzierten Förderung im Rahmen eines Quotenmodells würde in diese Anlagen aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit nicht investiert werden. Durch die standortdifferenzierte Vergütung ist die Höhe der Rendite von Onshore-Windenergieanlagen weniger von den Windverhältnissen abhängig als bei einem Quotenmodell und die Betreiber von Windenergieanlagen an sehr windhöffigen Standorten werden nicht überfördert (E_041:110).

„Volkswirtschaftlich, der reine Ökonom würde sagen, geht nicht. Aber, das sind halt zwei Sichtweisen. ... Die reden oftmals aneinander vorbei, wie ich es beobachten kann. Irgendwann muss man sich halt entscheiden, was man will“ (E_041:110).

In Schweden beispielsweise erfolgt die Förderung der erneuerbaren Energien über ein Quotenmodell. Im Gegensatz zu Großbritannien werden hier die Zertifikate nicht technologiespezifisch zugeteilt (E_041:106).

„Die Schweden sind radikal, die machen halt volle Volkswirtschaft, denen ist halt auch egal, dass eine Biomasseanlage dann gegebenenfalls deutlich mehr verdient, als sie wirklich bräuchte“ (E_041:110).

Das Quotenmodell führt nach Aussagen des Interviewpartners in Schweden dazu, dass der Ausbau von Biomasse- und Windenergieanlagen vorangetrieben wurde (E_041:106). Nach Ansicht des Experten wäre die wissenschaftliche Idealform ein Emissionshandelssystem neben einem Grünstromzertifikate-System, da hierdurch die volkswirtschaftlich optimalen Ergebnisse generiert werden können (E_041:110), jedoch ist seines Erachtens die politische und gesellschaftliche Akzeptanz eines Quotenmodells in Deutschland nicht gegeben (E_041:56).

Nach Ansicht eines anderen Experten muss ein Quotenmodell so ausgestaltet werden, dass keine Marktverwerfungen entstehen. Bei solch einem System besteht das Risiko, dass in einer Handelsperiode die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien überdurchschnittlich hoch ist und somit ein Überangebot an Grünstromzertifikaten generiert wird. Hierdurch könn-

te, wenn eine Übertragung der Zertifikate – Banking – in die nächste Handelsperiode nicht möglich ist, der Preis der Zertifikate stark fallen. Er verweist hier auf den Markt für Emissionszertifikate. Auch dieser Markt unterliegt starken Schwankungen und diese könnten auch bei einem Markt für grüne Zertifikate auftreten. Grundsätzlich sieht er den Vorteil des Quotenmodells darin, dass ein solches System höhere Effizienzsteigerungen hervorbringen kann, auf der anderen Seite bestehen gleichzeitig Marktrisiken (E_031:120). Ein anderer Interviewpartner gibt zu bedenken, dass die Renditeanforderungen der Unternehmen an Investitionen in erneuerbare Energien-Projekte aufgrund der durch das Marktrisiko resultierenden Unsicherheit bei einem Quotenmodell höher sein werden, als bei einer Vergütung gemäß EEG (E_111:86). Über ein Ausschreibungsmodell neue Kraftwerkskapazitäten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu generieren, hält hingegen ein Interviewpartner für weniger erfolgreich (E_031:120).

Der erste Schritt zur effizienteren Steuerung und Integration der erneuerbaren Energien in den Markt und das System sind die Erstellung eigener Prognosen und Fahrpläne zur Einspeiseleistung durch die Betreiber der erneuerbaren Energien-Anlagen. Weiter müssten die Betreiber erneuerbarer Energien-Anlagen den Strommarktpreis wahrnehmen können. Zwar können sie diesem noch nicht vollumfänglich ausgesetzt werden, jedoch könnten die Betreiber bei einer Direktvermarktung des Stroms aus erneuerbaren Energien unter Inanspruchnahme der Marktprämie auch die Chancen des Marktes nutzen und somit besser in den Markt integriert werden (E_031:132). Ferner würden die Betreiber bei einer teilweisen Wahrnehmung des Strommarktpreises im Rahmen der geförderten Direktvermarktung die erneuerbaren Energien-Anlagen bei einem bestimmten negativen Marktpreis abschalten. Dies hätte einen deutlich entlastenden Effekt auf das gesamte System (E_031:126). Ähnlicher Ansicht ist ein weiterer Interviewpartner. Beispielsweise könnten Betreiber von Windenergieanlagen einen Bonus von fünf Cent pro erzeugte Kilowattstunde zuzüglich zum Strommarktpreis erhalten. Ergeben sich negative Preise am Strommarkt, wird der Betreiber der Windenergieanlagen die Anlagenleistung aus betriebswirtschaftlichen Gründen reduzieren, wenn der Bonus aufgrund negativer Strompreise aufgezehrt ist. Somit würde die Drosselung der Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien nicht durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgen, sondern dezentral über den Markt gesteuert werden (E_041:110).

Nach Meinung eines Interviewpartners sollten die erneuerbaren Energien dort eingesetzt werden, wo sie die höchste Leistung erbringen und nicht dort, wo die Förderung am höchsten ist. Beispielsweise ist die Sonneneinstrahlung in Afrika wesentlich höher als in Deutschland, sodass Photovoltaikanlagen dort wesentlich höhere Volllaststunden aufweisen. Das Gleiche gilt für Windenergieanlagen. Auch diese sollten dort, beispielsweise in Galicien,

errichtet werden, wo die Stromausbeute am höchsten ist. Aufgrund dessen ist eine Harmonisierung der Förderung der erneuerbaren Energien, zumindest europaweit, nötig.

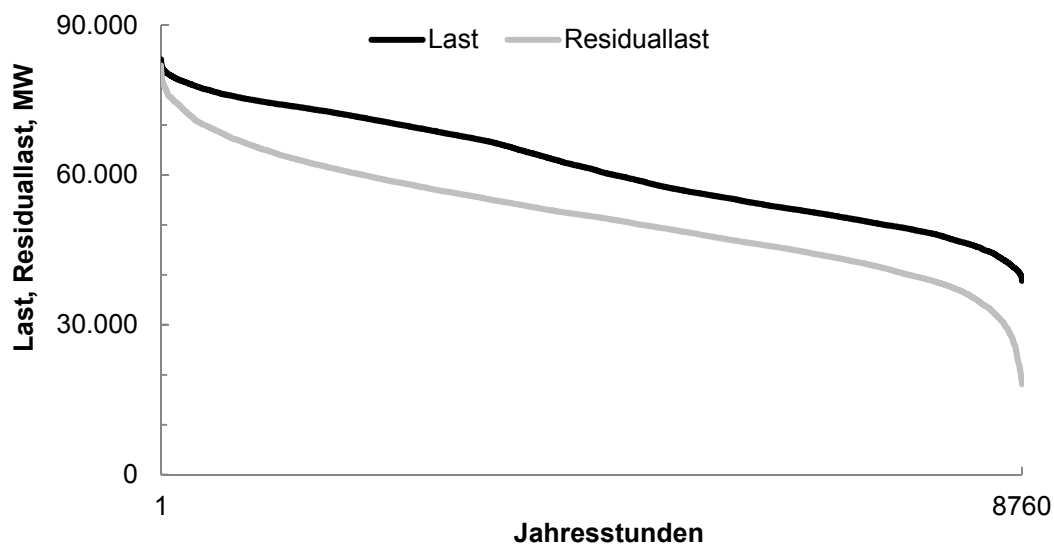
„So und da, wie gesagt, bin ich rein von der ökonomischen Rationalität her der Meinung, müssten die Förderinstrumente zumindest europäisch harmonisiert werden und dann würde sich die Investition da einstellen, wo sie am meisten produziert. Da werden dann sicherlich einige Standorte in Deutschland auch nicht bedient werden (E_021:94). ... Überall reden wir über europäischen Markt und freie .. Bedingungen. ... Ich meine, es würde sogar Sinn machen, ja, in einer Schuldenkrise da mehr nach Südeuropa zu schieben“ (E_021:122).

Die Einführung einer europaweit harmonisierten Förderung der erneuerbaren Energien erachtet ein Experte als schwierig, da die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union nationale Ziele verfolgen und somit unterschiedliche Auffassungen zur Ausgestaltung des Fördermechanismus bestehen (E_041:114, 126, 128).

Auch wenn die erneuerbaren Energien durch einen europaweiten Ausbau Grundlast bereitstellen können, wird es Phasen geben, in denen die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien-Anlagen nicht ausreicht, um die Stromnachfrage zu decken.

„Also, Höchstlast ist im Dezember und da ist Photovoltaik Null .. , vor allem in der Nacht, ist meistens der fünfte Dezember um den Dreh rum ...“ (E_041:88).

Die maximale Last des Jahres 2014 betrug 83.120 MW, die maximale Residuallast 81.898 MW. Beide Maximalwerte traten am 3.12.2014 in der Stunde 17-18 Uhr auf. Im Jahr 2014 substituierte die Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien somit 1.222 MW (maximale Last - maximale Residuallast) dargebotsunabhängige Kapazitäten (Abb. 3-16). Wird diese Differenz in Anlehnung an FLINKERBUSCH UND SCHEFFER (2013, S. 15) zu der installierten elektrischen Leistung der fluktuierenden erneuerbaren Energien in Höhe von 77.429 MW (Windenergie: 39.193 MW und solare Strahlungsenergie 38.236 MW) am Ende des Jahres 2014 (BMWi UND AGEE-STAT 2015, Tab. 4) ins Verhältnis gesetzt, ergibt sich nach dieser vereinfachten Berechnung ein Leistungskredit der fluktuierenden erneuerbaren Energien von 1,6%. In den Jahren 2012 und 2013 lag die maximale Last bei 82.775 MW (8.2.2012: 18-19 Uhr) und 83.923 MW (5.12.2013: 17-18 Uhr), die maximale Residuallast bei 80.924 MW (13.2.2012: 18-19 Uhr) und 78.112 MW (11.12.2013: 17-18 Uhr) (ENTSO-E 2015; ÜNB 2014b). Die Differenz zwischen der maximalen Last und der maximalen Residuallast ergibt somit 1.851 MW (2012) und 5.811 MW (2013). Der Leistungskredit der fluktuierenden erneuerbaren Energien beträgt für das Jahr 2012 und 2013 unter Berücksichtigung der installierten Leistung von 64.297 MW sowie 70.608 MW (BMWi UND AGEE-STAT 2015, Tab. 4) 2,9% und 8,2%.



**Abb. 3-16. Lastdauerkurve und residuale Lastdauerkurve des Jahres 2014 (stündliche Auflö-
sung) für Deutschland.**

In Anlehnung an FLINKERBUSCH UND SCHEFFER (2013, S. 15). Zuerst wird die Lastdauerkurve, welche das absteigend sortierte stündliche Lastniveau eines Jahres zeigt (ERDMANN UND ZWEIFEL 2010, S. 302), ermittelt. Sodann wird die Residuallast, i. e. die Last abzüglich der Einspeisung des Stroms aus fluktuierenden erneuerbaren Energien, berechnet und aus diesen Ergebnissen die residuale Lastdauerkurve hergeleitet [Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf ÜNB 2015c; ENTSO-E 2016].

Zum Ausgleich von Lastschwankungen können konventionelle Kraftwerke eingesetzt werden (E_041:112; E_081:94). Hierfür eignen sich insbesondere flexible Gaskraftwerke (E_101:234). Mithin muss ein System für die Stromerzeugung entwickelt werden, in welchem konventionelle Kraftwerke die Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien ergänzen, um die Lastschwankungen dieser durch ihre Flexibilität auszugleichen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (E_111:104).

„Wir sehen jetzt auch und das zeigt sich auch, warum wir in ein GuD-Kraftwerk investieren, dass man Systeme braucht, wo man sagt, ich kann die Flexibilität darstellen, die .. [der] fluktuierende Teil der Erneuerbaren mit sich bringt. Das ist Solar, Wind im Wesentlichen und der Rest muss sich dann dem unterordnen. Das ist politisch so gewollt und auch ökologisch sinnvoll. Und dann geht es nicht mehr darum Grundlastsysteme zu bekommen, sondern dann geht es darum, Gesamtsysteme darzustellen, die natürlich den Erfordernissen von Kunden Rechnung tragen“ (E_111:104).

Demnach wird der Bedarf an Regel- und Reserveleistungen aus flexiblen Kraftwerken bei einer zunehmenden Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien ansteigen (E_083:48).

Beim Einsatz der flexiblen Kraftwerke besteht jedoch die Gefahr, dass diese aufgrund geringer Betriebsstunden nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Aufgrund dessen wird derzeit überlegt, den Betrieb konventioneller Anlagen über einen Kapazitätsmarkt staatlich zu fördern. Ein Regulierer, der über die genauen Informationen verfügt, welche Kapazitäten benötigt werden, könnte durch Ausschreibungen den Kauf konventioneller Kapazitäten

marktnah durchführen. Bei der Einführung eines Kapazitätsmarktes besteht jedoch nach Ansicht eines Interviewpartners der Nachteil, dass der Strommarktpreis sinkt, je mehr Anlagen staatlich gefördert werden. Marktgetriebene Investitionen in neue konventionelle Kraftwerkskapazitäten würden hierdurch nicht mehr erfolgen. Durch den Kapazitätsmarkt entsteht folglich ein „Subventionszyklus“, da Investoren ohne den Erhalt einer Subvention nicht in Anlagen investieren werden. Würden hingegen, insbesondere durch Gasturbinen erzeugte, reine Spitzenlasten bei sehr hohen Strommarktpreisen für einzelne Stunden seitens der Übertragungsnetzbetreiber eingekauft werden, würden wahrscheinlich marktgetrieben noch GuD-Anlagen oder Kohleanlagen errichtet werden (E_041:112).

„Oder, ob man halt sagt, ok, wir wollen wirklich bloß die reine Spitzenlast für die paar Stunden, wo man da mal ran muss, nutzen und dann kauft man halt massenhaft Gasturbinen seitens der ÜNB oder über einen Fonds zu. Und die setzen dann aber auch erst bei Preisen ab 300 Euro die Megawattstunde ein und dann hat man wahrscheinlich noch einen marktgetriebenen Ausbau von normalen GuD-Anlagen, vielleicht noch eine Kohleanlage dazwischen, aber da muss die Politik sich jetzt langsam auch mal hinlegen. Also, der Zeitdruck ist so groß nicht, weil trotz Atomausstieg gibt es ja noch Kapazitäten. Im Zweifel hilft das Ausland halt auch. Wir sind ja doch schon sehr stark vernetzt. Aber, ich sage mal, je stärker der Anteil der fluktuierenden Einspeisung läuft, umso mehr muss man da natürlich mal gucken, dass man irgendwann mal ein Instrument dafür kriegt. ... Und dann halt überlegen, was will man nun. Noch einen marktgetriebenen Ausbau nebenbei oder vollständig einen regulierten Markt, kann man ja mit Ausschreibungen relativ marktnah machen. Aber muss dann halt einen schlaunen Regulierer haben, der genau weiß, welche Kapazitäten man braucht. Das könnte man auch noch hinkriegen“ (E_041:112).

Auf die Anmerkung, dass sodann ein vollständig regulierter Markt vorliegt, antwortet der Interviewpartner wie folgt.

„Ja, gut, wenn es aber nicht anders geht. Was wollen wir denn machen. ... Da hat es Politik aber auch schwer. Ich meine, was soll sie machen? Die wirklichen Potentiale hat sie halt bei den fluktuierenden Erneuerbaren. Und dann muss sie die halt auch nutzen, nee“ (E_041:114).

Aufgabe der Politik ist es, so ein weiterer Befragter, verlässliche Rahmenbedingungen für die Unternehmen zu schaffen und dass sodann die neuen und die alten Spieler gemeinsam die Energiewende gestalten (E_081:114).

3.3 Zwischenfazit

Nachfolgend wird ein Zwischenfazit über die Ergebnisse der Experteninterviews gezogen und dargestellt, welche weiteren Fragestellungen sich hieraus ergeben.

Durch die Einführung des europäischen Emissionshandels erhält CO₂ einen Preis und wird hierdurch zu einem Bestandteil der variablen Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Ener-

gieträgern. Somit beeinflusst der CO₂-Preis die Wirtschaftlichkeit fossil befeuerter Kraftwerke und ist bei der Einsatzplanung sowie bei Investitionsentscheidungen über Retrofitmaßnahmen und den Neubau oder Erwerb fossil befeuerter Kraftwerke zu berücksichtigen. Ferner basiert der Strompreis an den Großhandelsmärkten auf den Grenzkosten der Stromproduktion. Infolgedessen wirkt sich der CO₂-Preis auf den Strommarktpreis aus.

Die Reduzierung der CO₂-Emissionen des Stromsektors kann durch verschiedene Maßnahmen erfolgen. Beispielsweise kann in fossil befeuerten Kraftwerken Biomasse mitverbrannt werden. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahme werden die Brennstoffkosten des Ersatzbrennstoffes mit den Kosten des fossilen Brennstoffes zuzüglich der Kosten für Emissionszertifikate verglichen. Eine Substitution fossiler Brennstoffe durch Ersatzstoffe erfolgt, wenn hierdurch ein wirtschaftlicher Vorteil realisiert werden kann. Somit hat der CO₂-Preis einen Einfluss auf das Ausmaß der Biomasse-Mitverbrennung in fossil befeuerten Kraftwerken. Geplante Investitionen in Retrofitmaßnahmen, den Neubau oder Erwerb fossil befeuerter Kraftwerke werden nach Aussage der Experten anhand einer dynamischen Investitionsrechnung bewertet. Um die Auswirkungen verschiedener Parameter, insbesondere der Strommarkt-, Brennstoff- und CO₂-Preise, auf den Barwert der Investition aufzeigen zu können, kommen verschiedene Sensitivitätsanalysen und Optionsmodelle zur Anwendung. Hierbei müssen Annahmen über die Entwicklung der verschiedenen Parameter über die gesamte Laufzeit des geplanten Kraftwerkes getroffen werden. Nach Bewertung und Vergleich der Investitionsprojekte werden die Projekte durchgeführt, welche die unternehmensinternen Investitionsanforderungen erfüllen. Hier spielt nicht nur die erwartete Rendite, sondern auch das Risiko der Investition eine Rolle, da die Renditeanforderung von der Risikostruktur der Investition abhängt. Eine Berechnung der Grenzvermeidungskosten erfolgt laut Aussage der Befragten nicht. Somit sind nicht die Grenzvermeidungskosten für die befragten Energieversorgungsunternehmen entscheidend, ob sie in eine Retrofitmaßnahme oder den Neubau eines fossil befeuerten Kraftwerks investieren, sondern das Ergebnis der Investitionsrechnung, das maßgeblich von der Entwicklung der Strommarkt-, Brennstoff- und der CO₂-Preise beeinflusst wird.

Die Mehrheit der Befragten befürwortet die Grundidee des europäischen Emissionshandels. Das Besondere am CO₂-Markt ist, dass es sich hierbei um einen politisch bestimmten Markt handelt, da die CO₂-Obergrenze von der Politik festgelegt wird. Somit hat die Politik entscheidenden Einfluss auf die Preisbildung am Markt. Politische Eingriffe in den Emissionshandel verunsichern die beteiligten Akteure, da hierdurch der Eindruck entsteht, dass der Emissionshandel „etwas Willkürliches hat“. Aufgrund der Langfristigkeit der Investitionen sind stabile energiepolitische Rahmenbedingungen für die Energieversorgungsunternehmen

wichtig, um die CO₂-Preisentwicklung verlässlich prognostizieren zu können. Sinkt die Abschätzbarkeit der CO₂-Preise aufgrund von Unsicherheiten, führt dies zu Investitionszurückhaltung.

Der europäische Emissionshandel trägt zur kurzfristigen Optimierung des konventionellen Kraftwerksparks bei, da der Preis für Emissionszertifikate die Wirtschaftlichkeit und somit die Einsatzplanung fossil befeuerter Kraftwerke beeinflusst. Ob der Emissionshandel jedoch eine langfristige Wirksamkeit entfaltet, ist für die Befragten schwer zu beurteilen. Jedoch scheint der gegenwärtige Preis für Emissionszertifikate – insbesondere durch den derzeitigen kumulierten Überschuss von über 2 Mrd. Emissionszertifikaten – zu niedrig, damit dieser einen Anreiz bietet, in emissionsarme Technologien zu investieren. In diesem Zusammenhang erläutert ein Interviewpartner, dass sich ein sehr hohes CO₂-Preisniveau einstellen muss, damit eine Verdrängung der Stromerzeugung aus Braunkohle stattfindet, da Braunkohle im Vergleich zu den anderen fossilen Energieträgern ein kostengünstiger Brennstoff ist. Ein anderer Interviewpartner ist der Meinung, dass ein CO₂-Preis von unter 20 €/t CO₂ keine Lenkungswirkung aufweist. *Somit stellt sich die Frage: (1) Welcher CO₂-Preis wäre erforderlich, damit ein Fuel-Switch von Kohle zu Gas eintritt?*

Die Antworten der Experten auf die Frage, welche Determinanten für die Investition in erneuerbare Energien ausschlaggebend sind, zeigen, dass an eine Investition in erneuerbare Energien die gleichen Anforderungen gestellt werden, wie an andere Investitionsprojekte auch: Das Projekt muss wirtschaftlich sein und somit die unternehmensinternen Rendite- und Risikoanforderungen erfüllen. Aufgrund des politischen Ziels, die erneuerbaren Energien in Deutschland auszubauen, besteht für Projekte in erneuerbare Energien ein hohes Maß an politischer Sicherheit und aufgrund der derzeit bestehenden Förderbedingungen auch ein hohes Maß an wirtschaftlicher Sicherheit. Somit werden an erneuerbare Energien-Projekte grundsätzlich geringere Renditeanforderungen gestellt als an andere Projekte. Aus den geführten Interviews geht klar hervor, dass eine Investition in erneuerbare Energien ohne ein Fördersystem zur Schaffung finanzieller Anreize, in Deutschland durch das EEG, in der Vergangenheit nicht wirtschaftlich darstellbar wäre und somit der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht oder nicht in dem realisierten Maße durchgeführt worden wäre. Dadurch, dass die EEG-Vergütung die Einnahmen aus der Stromerzeugung während der Laufzeit der erneuerbaren Energien-Anlage überwiegend bestimmt, beeinflusst der Strommarktpreis und somit der CO₂-Preis die Wirtschaftlichkeit der Investition in erneuerbare Energien nur geringfügig. Aufgrund dessen ist zu diskutieren, ob sich der Preis für Emissionszertifikate durch die neueste EEG-Reform, die zum 1. August 2014 in Kraft trat und insbesondere durch die

Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung geprägt ist, stärker als bisher auf die Investition in erneuerbare Energien auswirkt.

Die Streuung der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien steigt mit der Zunahme des Erzeugungsvolumens. Um die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen und insbesondere den Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien effizient zu den Verbrauchern zu bringen, ist der Netzausbau in Deutschland unumgänglich, so die herrschende Meinung der Befragten. Neben dem Ausbau der nationalen Netze, besteht ein Vorteil im Ausbau eines europäischen Verbundnetzes, da die fluktuierenden erneuerbaren Energien und hier insbesondere die Windenergieanlagen einen hohen Gleichzeitigkeitsfaktor aufweisen. Um die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien nicht oder nur in einem geringen Maße reduzieren zu müssen, ist es somit mittelfristig von zentraler Bedeutung auch das europäische Netz auszubauen, um die Stromerzeugung über größere geographische Gebiete ausgleichen zu können.

Die zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt zu einer Verdrängung der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken und hat kurzfristig einen stark dämpfenden Einfluss auf den Börsenstrompreis. Durch das Sinken des Strommarktpreises und den Rückgang der Einsatzzeiten sinkt laut Aussagen der Experten die Wirtschaftlichkeit fossil befeuerter Kraftwerke, insbesondere von Gaskraftwerken. Flexible Kraftwerke werden jedoch benötigt, wenn die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien-Anlagen nicht ausreicht, um die Stromnachfrage zu decken. Aufgrund dessen wird derzeit diskutiert, den Betrieb konventioneller Anlagen über einen Kapazitätsmarkt staatlich zu fördern. Um die Aussage der Experten bezüglich der Wirtschaftlichkeit fossil befeuerter Kraftwerke zu verifizieren, ist folgende Frage zu beantworten: *(2) Wie entwickelte sich die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke, die fossile Brennstoffe zur Stromerzeugung einsetzen, im Betrachtungszeitraum 2008 bis 2015?* Die Beantwortung der Frage erfolgt anhand eines Kostenrechnungssystems auf Teilkostenbasis, der Deckungsbeitragsrechnung, die Aufschluss darüber gibt, welche Beträge zur Deckung der Fixkosten realisiert werden können. Hieraus kann sodann abgeleitet werden, ob der derzeitige Strommarkt Anreize schafft, in flexible Kraftwerke zu investieren.

Zwar ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen an Land laut Aussage der Experten in naher Zukunft auch ohne Förderung möglich, jedoch ist hierbei zu beachten, dass sich der Marktwert von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien vermindert, wenn diese zur gleichen Zeit Strom produzieren und somit ein hohes Stromangebot besteht. Der derzeitige Strommarkt basiert auf Grenzkosten. Zwar weisen die erneuerbaren Energien,

wie Wasserkraft, Windenergie und solare Strahlungsenergie, Grenzkosten von nahe null auf, jedoch reicht der derzeit erzielbare Strommarktpreis zur Deckung der Vollkosten einer erneuerbaren Energien-Anlage nicht aus. Aufgrund dessen ist weiterhin eine Förderung der erneuerbaren Energien notwendig. Somit stellt sich folgende Frage: (3) *Zu welchem fixen realen Preis müsste die über die gesamte Nutzungsdauer einer Anlage produzierte Strommenge verkauft werden, um genau eine Kostendeckung der Anlage zu erreichen?* Die Beantwortung der Frage erfolgt durch die Methode der durchschnittlichen Stromgestehungskosten (levelized cost of electricity - LCOE).

4 Kosten der Stromerzeugung

Das Kapitel 4 beginnt mit der Vorstellung der methodischen Vorgehensweise und den Eingangsparametern, die den Modellrechnungen zugrunde liegen. Anschließend werden die Ergebnisse präsentiert. In einem ersten Schritt erfolgt auf Basis der variablen Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern die Betrachtung, (1) welcher CO₂-Preis im Betrachtungszeitraum 2008 bis 2015 für einen Fuel-Switch von Kohle zu Erdgas erforderlich gewesen wäre. Aufbauend auf der Analyse der variablen Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern wird anhand der Deckungsbeitragsrechnung (2) die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit fossil befeuerter Kraftwerke betrachtet. Abschließend werden (3) die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der untersuchten Stromerzeugungstechnologien vorgestellt und miteinander verglichen.

4.1 Material und Methoden der Kostenrechnung

4.1.1 Kostenrechnungssystem auf Teilkostenbasis

4.1.1.1 Methodisches Vorgehen

Die variablen Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern je erzeugte MWh k_{var} ergeben sich aus der Addition der spezifischen Brennstoffkosten $k_{\text{Brennstoff}}$, den Kosten für Emissionszertifikate k_{CO_2} und den variablen Betriebskosten $k_{\text{Betrieb, var}}$ je erzeugte MWh. Bei den variablen Kosten je erzeugte MWh k_{var} wird angenommen, dass diese konstant sind, da beispielsweise die bei einem Intervallbetrieb des Kraftwerkes anfallenden Kosten, wie die An- und Abfahrtskosten, hier unberücksichtigt bleiben. Somit entsprechen die variablen Kosten je erzeugte MWh den Grenzkosten der Stromerzeugung.

$$k_{\text{var}} = k_{\text{Brennstoff}} + k_{\text{CO}_2} + k_{\text{Betrieb, var}} \quad (7)$$

Die spezifischen Brennstoffkosten je MWh $k_{\text{Brennstoff}}$ ergeben sich aus der Division des Brennstoffpreises des jeweiligen fossilen Energieträgers $p_{\text{Brennstoff}}$ und des elektrischen Nettowirkungsgrades des Kraftwerkes η_{netto} .

$$k_{\text{Brennstoff}} = \frac{p_{\text{Brennstoff}}}{\eta_{\text{netto}}} \quad (8)$$

Die Kosten für Emissionszertifikate je MWh k_{CO_2} hängen vom CO₂-Emissionsfaktor bezogen auf den Brennstoffeinsatz e_{CO_2} , dem elektrischen Nettowirkungsgrad des Kraftwerkes η_{netto} sowie dem Preis für Emissionszertifikate p_{CO_2} ab.

$$k_{\text{CO}_2} = \frac{e_{\text{CO}_2}}{\eta_{\text{netto}}} \cdot p_{\text{CO}_2} \quad (9)$$

Zur Ermittlung des CO₂-Preises, ab welchem ein Fuel-Switch – beispielsweise von einem alten Steinkohlekraftwerk zu einem neuen Erdgaskraftwerk – ex post, im Betrachtungszeitraum 2008 bis 2015, erfolgt wäre, werden die variablen Kosten je erzeugte MWh der Kraftwerke, die miteinander verglichen werden, gleichgesetzt

$$k_{\text{var}}^{\text{Steinkohle}_{\text{alt}}} (p_{\text{CO}_2}) = k_{\text{var}}^{\text{Erdgas}_{\text{neu}}} (p_{\text{CO}_2}) \quad (10)$$

und die lineare Gleichung mittels Excel-Zielwertsuche gelöst.

Der Deckungsbeitrag einer Einheit (Stückdeckungsbeitrag - DB), der bei der Stromerzeugung aus Steinkohle als Clean Dark Spread und aus Erdgas als Clean Spark Spread bezeichnet wird, ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Strompreis am Großhandelsmarkt p_{elek} in €/MWh und den variablen Kosten je erzeugte MWh k_{var} .

$$\text{DB} = p_{\text{elek}} - k_{\text{var}} \quad (11)$$

Nachfolgend werden die Eingangsparameter, welche den hier dargestellten Berechnungen zugrunde liegen, dargestellt.

4.1.1.2 Eingangsparameter

Die Annahmen zu den durchschnittlichen elektrischen Nettowirkungsgraden der derzeit in Betrieb befindlichen fossil befeuerten Kraftwerke basieren auf ICHA (2015, S. 9), die elektrischen Nettowirkungsgrade alter Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke auf LORECK ET AL. (2014, S. 17 f.). Der Wirkungsgrad alter erdgasbefuenerter Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) wird mit 50% angesetzt (Tab. 4-1). Die elektrischen Nettowirkungsgrade neuer fossil befeuerter Kraftwerke werden in der Literatur mit unterschiedlichen Werten angegeben. Für neue Braunkohlekraftwerke liegen die Werte bei 42,5% (LORECK ET AL. 2014, S. 18), 43% (IEA UND NEA 2015, S. 39), 44% (PETER 2013, S. 41) und 45% (KONSTANTIN 2013, S. 309). Infolge dieser Bandbreite wird hier von einem elektrischen Nettowirkungsgrad neuer Braunkohlekraftwerke von 44% ausgegangen. IEA (2014c) geht für europäische Steinkohlekraftwerke in Abhängigkeit der Technologie von Wirkungsgraden zwischen 39 und 46% aus, PETER (2013, S. 38) und KONSTANTIN (2013, S. 309) von 46% und LORECK ET AL. (2014, S. 18) von 45%. Der elektrische Nettowirkungsgrad neuer Erdgaskraftwerke (GuD) wird in der Literatur mit 56% (KONSTANTIN 2013, S. 309), 58% (PETER 2013, S. 33; LORECK

ET AL. 2014, S. 18) oder 60% (IEA 2014c; KOST ET AL. 2013, S. 15) angegeben. Da davon ausgegangen wird, dass in Deutschland für neue Steinkohle- und Erdgaskraftwerke die beste verfügbare Technik zum Einsatz kommt, wird für Steinkohlekraftwerke ein elektrischer Nettowirkungsgrad von 46% und für Erdgaskraftwerke (GuD) ein Wert von 60% angesetzt. Den Berechnungen liegen die CO₂-Emissionsfaktoren bezogen auf den jeweiligen Brennstoffeinsatz (g/kWh) nach ICHA (2015, S. 9) zugrunde (Tab. 4-1).

Tab. 4-1. Elektrischer Nettowirkungsgrad der fossil befeuerten Kraftwerke und CO₂-Emissionsfaktoren bezogen auf den Brennstoffeinsatz (g/kWh).

[Quelle: KONSTANTIN 2013, S. 309; PETER 2013, S. 41; LORECK ET AL. 2014, S. 18; IEA 2014c; ICHA 2015, S. 9]

Technische Parameter	Fossil befeuerte Kraftwerke		
	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas (GuD)
Durchschnittlicher elektr. Nettowirkungsgrad der <i>derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen</i> (%)	38	39	52
Elektr. Nettowirkungsgrad <i>alter Anlagen</i> (%)	35	35	50
Elektr. Nettowirkungsgrad <i>neuer Anlagen</i> (%)	44	46	60
CO ₂ -Emissionsfaktor bezogen auf den Brennstoffeinsatz (g/kWh)	404	339	202

GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk.

Die Energieversorgungsunternehmen veräußern – wie aus den Interviews und der Auswertung des Handelsvolumens der Phelix Base Year Futures hervorgeht – den Großteil der geplanten Stromerzeugung ein Jahr vor Beginn der Lieferperiode und beschaffen oder sichern gleichzeitig die für die veräußerte Stromerzeugung benötigten Brennstoffe und Emissionszertifikate ab. Auf dieses Vorgehen weist auch der starke lineare Zusammenhang zwischen dem Preis für Emissionszertifikate und dem Strompreis am Terminmarkt hin. Aufgrund dessen liegen den Berechnungen grundsätzlich Terminmarktpreise zugrunde. Es werden die täglichen Abrechnungspreise der Strommarktpreise, der Brennstoffpreise für Steinkohle und Erdgas sowie der Preise für Emissionszertifikate des Frontjahres – Vertragsabschluss im Jahr x (Handelsperiode), Lieferung im Jahr x+1 (Lieferperiode) – verwendet.

Die Strompreise sowie die Preise für Emissionszertifikate am Terminmarkt basieren auf den Daten der EEX AG in Leipzig (EEX 2014d, 2014f, 2015c, 2015e, 2016c, 2016e). Als Brennstoffpreis für Steinkohle werden die Abrechnungspreise des Produktes API-2-CIF-ARA- (Argus-IHS McCloskey)-Coal-Year-Futures herangezogen (EEX 2014a, 2015a, 2016a), da dieses das mit Abstand liquideste Handelsprodukt im europäischen Kohlemarkt ist (STRÖBELE ET AL. 2012, S. 111). Der API-2-Kontrakt ist in USD/t mit zwei Nachkommastellen notiert (EEX 2010, S. 5). Da dieser Index auf Kohle mit einem Brennwert von 6.000 Kilokalorien pro

Kilogramm basiert (STRÖBELE ET AL. 2012, S. 110), wird die Umrechnung von Tonne in MWh mit einem Faktor von 6,978 ($1 \text{ kcal} = 1,163 \cdot 10^{-3} \text{ kWh}$; KUCHLING 2007) durchgeführt. Die Umrechnung von USD in EUR erfolgt nach BMF (2016). Die Brennstoffpreise für Erdgas basieren auf den täglichen Abrechnungspreisen der Produkte NCG-Natural-Gas-Year-Futures und GASPOOL-Natural-Gas-Year-Futures (EEX 2014e, 2015d, 2016d). Beide Produkte sind in €/MWh notiert (EEX 2014b, S. 12). Um die Preisentwicklung beider deutschen Marktgebiete, NCG und GASPOOL (FREIWALD 2014, S. 622), im Brennstoffpreis für Erdgas abzubilden, wurde ein gewichteter Mittelwert der täglichen Abrechnungspreise in Abhängigkeit des Handelsvolumens der beiden Kontrakte gebildet. Braunkohle wird im Inland von den Energieversorgungsunternehmen selbst gefördert und somit nur begrenzt gehandelt (STRÖBELE ET AL. 2012, S. 109). Infolgedessen unterliegen die Brennstoffpreise für Braunkohle keinen Marktpreisschwankungen und sind hierdurch im Zeitablauf relativ stabil. Da es somit keine aussagekräftigen Marktpreise für den Brennstoff Braunkohle gibt, muss hier auf Literaturwerte zurückgegriffen werden. PETER (2013, S. 41) nimmt für Braunkohle einen Brennstoffpreis in Höhe von 1,5 €/MWh an. Auch den Netzentwicklungsplänen für Strom liegt dieser Wert zugrunde (ÜNB 2014d, S. 61).

Als variable Betriebskosten je erzeugte MWh werden nach PETER (2013, S. 33-41) für Braunkohlekraftwerke 2,5 €/MWh_{el} sowie für Steinkohlekraftwerke und erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke 2 €/MWh_{el} angenommen.

Da die hier dargestellten Berechnungen noch keine Aussagen über die Stromgestehungskosten, bei deren Ermittlung auch die Investitionskosten sowie die fixen Betriebskosten der Stromerzeugung berücksichtigt werden, zulassen, werden anhand des nachfolgend erläuterten Vorgehens die Stromgestehungskosten verschiedener Energieträger berechnet.

4.1.2 Durchschnittliche Stromgestehungskosten

4.1.2.1 Methodisches Vorgehen

Die Methode der levelized cost of electricity (LCOE) ist ein geeignetes Instrument, um die Kosten je erzeugte Einheit Strom verschiedener Stromerzeugungstechnologien über die Nutzungsdauer zu vergleichen (IEA UND NEA 2015, S. 27). Nach MIT (2007, S. 18) werden die LCOE wie folgt definiert: „The levelized cost of electricity (COE) is the constant dollar electricity price that would be required over the life of the plant to cover all operating expenses, payment of debt and accrued interest on initial project expenses, and the payment of an acceptable return to investors. Levelized COE is comprised of three components: capital charge, operation and maintenance costs, and fuel costs.“ Die LCOE, die realen (konstanten) durchschnittlichen Stromgestehungskosten in €/MWh, geben somit an, zu welchem fixen

realen Preis die über die gesamte Nutzungsdauer einer Anlage produzierte Strommenge verkauft werden müsste, um genau eine Kostendeckung der Anlage zu erreichen (STRÖBELE ET AL. 2012, S. 269). Hierdurch besteht die Möglichkeit, Aussagen über die Höhe der Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern sowie aus erneuerbaren Energien zu treffen und die Kosten miteinander zu vergleichen. Es wird davon ausgegangen, dass die Inbetriebnahme der Anlagen am 1.1.2015 in Deutschland erfolgt. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass sich die Methode der LCOE nicht zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer bestimmten Anlage eignet, da hierfür eine Investitionsrechnung unter Berücksichtigung der unternehmens- und anlagenspezifischen Bedingungen sowie der Einnahmen aus der Veräußerung der gesamten Energieproduktion durchzuführen ist.

Die Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten basiert auf der Kapitalwertmethode und ergibt sich in Anlehnung an KONSTANTIN (2013, S. 177 f.) aus Formel (12).

$$\text{LCOE} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (12)$$

LCOE	Levelized cost of electricity, reale durchschnittliche Stromgestehungskosten in €/MWh
I_0	Investitionskosten in €
A_t	Gesamtkosten in € im Jahr t
$M_{t,el}$	Produzierte Strommenge in MWh im Jahr t
i	Realer kalkulatorischer Zinssatz in %
n	Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer in Jahren
t	Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ..., n)

Die LCOE ergeben sich aus den Investitionskosten zuzüglich der Summe der über die Laufzeit der Anlage diskontierten jährlichen Gesamtkosten A_t nach Formel (13) dividiert durch die Summe der diskontierten, jährlich produzierten Strommenge. Die Diskontierung der produzierten Strommenge stößt zwar zunächst auf Unverständnis, ergibt sich jedoch aus der Umformung der Kapitalwertformel (KONSTANTIN 2013, S. 178).

Die jährlichen Gesamtkosten A_t setzen sich aus den jährlichen fixen Betriebskosten $K_{t,Betriebfix}$ und den jährlichen variablen Kosten $K_{t,var}$ zusammen, die sich aus der Multiplikation der jährlichen variablen Kosten je erzeugte MWh $k_{t,var}$ mit der jährlich durch die Anlage produzierten Strommenge $M_{t,el}$ ergeben. Zu den fixen Betriebskosten, die unabhängig vom Betrieb der

Anlage anfallen, zählen beispielsweise Personalkosten, Kosten für Versicherungen, Miet- und Pachtkosten sowie Teile der Wartungskosten.

$$A_t = K_{t,\text{Betrieb}_{\text{fix}}} + \left(\frac{p_{t,\text{Brennstoff}}}{\eta_{\text{netto}}} + \frac{e_{\text{CO}_2}}{\eta_{\text{netto}}} \cdot p_{t,\text{CO}_2} + k_{t,\text{Betrieb}_{\text{var}}} \right) \cdot M_{t,\text{el}} \quad (13)$$

Eine nominale Preissteigerung aufgrund einer Inflationsrate größer null wird bei der Methode der LCOE nicht berücksichtigt, da sich die Inflation sowohl auf die durchschnittlichen Stromgestehungskosten als auch auf die jährlichen Gesamtkosten der Anlage auswirkt und somit durch Umformen der Gleichung gekürzt werden kann (STRÖBELE ET AL. 2012, S. 269 f.).

Der kalkulatorische Zinssatz wird in dieser Arbeit in Anlehnung an die Berechnung des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (weighted average cost of capital - WACC) (FRIEDL ET AL. 2010, S. 192), jedoch ohne Berücksichtigung der steuerlichen Abzugsfähigkeit der Fremdkapitalzinsen als Betriebsausgaben, ermittelt. Das Konzept des WACC beruht auf der Überlegung, dass für Eigenkapital EK und Fremdkapital FK unterschiedliche Kapitalkostensätze anfallen (FRIEDL ET AL. 2010, S. 192). Somit müssen zuerst die Anteile des Eigen- und Fremdkapitals am Gesamtkapital GK bestimmt werden. Um den kalkulatorischen Zinssatz i_{nominal} zu berechnen, werden sodann die Anteile mit dem jeweiligen Eigenkapitalkostensatz r_{EK} und dem Fremdkapitalkostensatz r_{FK} multipliziert.

$$i_{\text{nominal}} = r_{\text{EK}} \cdot \frac{\text{EK}}{\text{GK}} + r_{\text{FK}} \cdot \frac{\text{FK}}{\text{GK}} \quad (14)$$

Da der kalkulatorische Zinssatz aus marktüblichen Zinssätzen und Renditeerwartungen abgeleitet wird, die in nominalen Werten angegeben werden, ist der nominale kalkulatorische Zinssatz i_{nominal} unter Berücksichtigung einer angenommenen Inflationsrate in einen realen kalkulatorischen Zinssatz i umzurechnen (KOST ET AL. 2013, S. 12), damit keine Vermischung realer und nominaler Werte erfolgt.

Nachfolgend werden die Parameter und die getroffenen Annahmen, die den Berechnungen der LCOE zugrunde liegen, präzisiert.

4.1.2.2 Eingangsparameter

Zuerst sind die untersuchten Stromerzeugungstechnologien bezüglich ihrer technischen Parameter, wie installierte elektrische Leistung, elektrischer Nettowirkungsgrad und betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer, näher zu bestimmen. Braunkohlekraftwerke weisen die höchste installierte elektrische Leistung auf. Anschließend folgen Steinkohlekraftwerke und sodann Erdgaskraftwerke (GuD) (KONSTANTIN 2013, S. 311). Die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer der modellierten Kohlekraftwerke beträgt 40 Jahre und des erdgasbefeuerten

Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerkes 30 Jahre (IEA UND NEA 2015, S. 30). Die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer der modellierten erneuerbaren Energien-Anlagen wird mit 20 Jahren angesetzt (Tab. 4-2). Als typische Windenergieanlage an Land fällt die Wahl auf eine Anlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 2 bis 3 MW, da im Zeitraum 2011 bis 2013 die meisten Anlagen in dieser Leistungsklasse errichtet wurden (FALKENBERG 2014, S. 42). Als typische Windenergieanlage auf See wird eine Anlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 3 bis 5 MW gewählt. Die Auswahl der Referenzanlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas sowie die Annahmen zum elektrischen Nettowirkungsgrad der Biogasanlagen erfolgt in Anlehnung an SCHEFTELOWITZ ET AL. (2014, S. 45-47). Bei der modellierten Biogasanlage flex handelt es sich um eine Anlage, die ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme flexibel betrieben wird und somit den Strom bedarfsorientiert ins deutsche Netz einspeist. Durch die Ausrüstung der 500 kW-Anlage mit einer zusätzlichen BHKW-Leistung von 500 kW verfügt die Anlage über eine installierte elektrische Leistung von 1 MW. Die Auswahl der Referenzanlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie erfolgt in Anlehnung an KELM ET AL. (2014, S. 24).

Tab. 4-2. Technische Parameter der modellierten Stromerzeugungstechnologien.

[Quelle: KONSTANTIN 2013, S. 311; KELM ET AL. 2014, S. 24; SCHEFTELOWITZ ET AL. 2014, S. 45-47; IEA UND NEA 2015, S. 30]

Anlagentyp	Installierte elektrische Leistung	Elektr. Nettowirkungsgrad (%)	Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer (Jahre)
<i>Fossile Energieträger</i>			
– Braunkohle (Dampfkraftwerk)	1.100 MW	44	40
– Steinkohle (Dampfkraftwerk)	700 MW	46	40
– Erdgas (GuD)	400 MW	60	30
<i>Windenergie</i>			
– Windenergieanlage Onshore	2-3 MW		20
– Windenergieanlage Offshore	3-5 MW		20
<i>Biomasse</i>			
– Biogasanlage	500 kW	40	20
– Biogasanlage flex	500 kW + 500 kW flexibel	40	20
<i>Solare Strahlungsenergie</i>			
– Photovoltaik-Dachanlage (klein)	5 kWp		20
– Photovoltaik-Dachanlage (groß)	500 kWp		20
– Photovoltaik-Freiflächenanlage	5 MWp		20

GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk.

Um die Bandbreite der Investitionskosten abzubilden, wird für jeden Anlagentyp ein mittleres sowie ein niedriges und hohes Preisniveau ermittelt (Tab. 4-3). Zu den Investitionskosten zählen die Kosten, die während der gesamten Errichtungsphase der Anlage anfallen. Somit

zählen die Kosten für die Anlagentechnik und die Installation, aber auch die vor der tatsächlichen Errichtung entstehenden Kosten, beispielsweise für Planung und Genehmigungen der Anlage, zu den Investitionskosten (PETER 2013, S. 8 f.).

Tab. 4-3. Investitionskosten der modellierten Stromerzeugungstechnologien.

[Quelle: KONSTANTIN 2013, S. 306; PETER 2013, S. 33-42; FALKENBERG 2014, S. 52, 62, 98; KELM ET AL. 2014, S. 25; SCHEFTELOWITZ ET AL. 2014, S. 45-48; IEA 2014c]

Anlagentyp	Investitionskosten (€/kW)		
	Mittleres Niveau	Niedriges Niveau	Hohes Niveau
<i>Fossile Energieträger</i>			
– Braunkohlekraftwerk (1.100 MW) ¹	1.700	1.400	1.900
– Steinkohlekraftwerk (700 MW) ¹	1.500	1.200	1.700
– Erdgaskraftwerk (GuD: 400 MW) ¹	800	650	1.000
<i>Windenergie</i>			
– Windenergieanlage Onshore (2-3 MW) ²	1.550	1.200	1.900
– Windenergieanlage Offshore (3-5 MW) ²	4.250	4.000	4.500
<i>Biomasse</i>			
– Biogasanlage (500 kW) ²	4.600	3.910	5.290
– Biogasanlage flex (500 kW + 500 kW) ²	2.750	2.338	3.163
<i>Solare Strahlungsenergie</i>			
– Photovoltaik-Dachanlage (5 kWp) ³	1.600	1.360	1.840
– Photovoltaik-Dachanlage (500 kWp) ³	1.200	1.140	1.260
– Photovoltaik-Freiflächenanlage (5 MWp) ³	1.000	950	1.050

GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk.

¹ Investitionskosten bezogen auf das Jahr 2012, ² Investitionskosten bezogen auf das Jahr 2013,

³ Investitionskosten bezogen auf das Jahr 2014.

IEA (2014c) geht bezogen auf das Jahr 2012 von Investitionskosten für hocheffiziente Steinkohlekraftwerke in Europa von rund 1.700 €/kW (2.200 \$/kW) und für erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke von rund 800 €/kW (1.000 \$/kW) aus. PETER (2013, S. 33-41) nimmt Investitionskosten für Braunkohlekraftwerke von 1.700 €/kW, für Steinkohlekraftwerke von 1.500 €/kW und für Erdgaskraftwerke (GuD) von 1.000 €/kW an. Nach KONSTANTIN (2013, S. 306) ergeben sich bezogen auf das Jahr 2012 für Braunkohle-Dampfkraftwerke (1.100 MW) Investitionskosten von rund 1.900 €/kW, für Steinkohle-Dampfkraftwerke (700 MW) von rund 1.600 €/kW und für Erdgaskraftwerke (GuD: 400 MW) von rund 650 €/kW. Die Investitionskosten sowie deren Bandbreite für Windenergieanlagen an Land und für Windenergieanlagen auf See werden in Anlehnung an FALKENBERG (2014, S. 52, 62, 98) ermittelt. Die mittleren Investitionskosten einer typischen Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von 500 kW beträgt 4.600 €/kW (SCHEFTELOWITZ ET AL. 2014, S. 45 f.). Die Kosten der Flexibilisierung einer Biogasanlage mit 500 kW um zusätzliche 500 kW betragen nach SCHEFTELOWITZ ET AL. (2014, S. 48) 450.000 €. Somit betragen die mittleren Investitionskosten der flexiblen Biogasanlage 2.750 €/kW. Durch einen Zu- und Abschlag in Höhe

von 15% des mittleren Wertes wird das niedrige und hohe Niveau der Investitionskosten der Biogasanlagen festgelegt. Die mittleren Investitionskosten der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie werden in Anlehnung an KELM ET AL. (2014, S. 25) ermittelt. Zur Abdeckung der Preisbänder der Investitionskosten wird bei den Photovoltaik-Dachanlagen mit einer Leistung von 5 kWp ein Zu- und Abschlag in Höhe von 15% der mittleren Investitionskosten und bei den Photovoltaik-Dachanlagen mit einer Leistung von 500 kWp sowie Freiflächenanlagen eine Veränderung zu den mittleren Investitionskosten in Höhe von $\pm 5\%$ vorgenommen. Dies wird damit begründet, dass die Spannbreite der Systempreise für Kleinanlagen stärker ausgeprägt ist als für größere Anlagen (KELM ET AL. 2014, S. 124 f.). Bei den Investitionskosten der Anlagen wird nicht berücksichtigt, dass einzelne Komponenten der Anlagen unter Umständen im Laufe der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer ausgetauscht werden müssen.

Im Jahr 2014 wiesen die Braunkohlekraftwerke rund 7.100 Volllaststunden, die Steinkohlekraftwerke rund 4.200 Volllaststunden und die Erdgaskraftwerke rund 2.500 Volllaststunden auf. Die Berechnung der Volllaststunden basiert auf den Angaben zur Bruttostromerzeugung (AGEB 2015), korrigiert um den Stromeigenbedarf der Kraftwerke nach KONSTANTIN (2013, S. 308) und der installierten elektrischen Nettonennleistung der sich im Jahr 2014 in Betrieb befindlichen Kraftwerke (BUNDESNETZAGENTUR 2015). Die auf grenzkostenbasierte Merit-Order sowie die Höhe der Stromnachfrage bestimmt, welche konventionellen Kraftwerke zum Einsatz kommen und somit Strom erzeugen. Da die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern insbesondere von der Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien abhängt, ist die Prognose der Stromerzeugung der fossil befeuerten Kraftwerke mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. In Anlehnung an PETER (2013, S. 33-41) und ÜNB (2014c, S. 53) werden unterschiedliche Niveaus zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern in MWh/MW entwickelt (Tab. 4-4). Die angenommene Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle, die Grund- und Mittellast erzeugen, nimmt im Laufe der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer aufgrund der zunehmenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ab. Nur die Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken nimmt im Vergleich zum Referenzjahr 2014 zu, da davon ausgegangen wird, dass der Bedarf an flexibler Erzeugung zum Ausgleich der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien zukünftig steigt (ÜNB 2014c, S. 51-53).

Tab. 4-4. Entwicklung der Stromerzeugung der modellierten fossil befeuerten Kraftwerke.
 [Quelle: In Anlehnung an PETER 2013, S. 33-41; ÜNB 2014c, S. 51-53]

Niveau der Stromerzeugung	Stromerzeugung MWh/MW							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Mittleres Niveau</i>								
– Braunkohlekraftwerk	7.100	6.800	6.550	6.300	6.050	5.350	4.650	3.950
– Steinkohlekraftwerk	4.200	4.200	4.200	4.150	3.900	3.650	3.400	3.150
– Erdgaskraftwerk (GuD)	2.500	2.500	3.000	3.000	2.950	2.900	2.750	2.600
<i>Niedriges Niveau</i>								
– Braunkohlekraftwerk	6.600	6.300	6.050	5.800	5.550	4.850	4.150	3.450
– Steinkohlekraftwerk	3.700	3.700	3.700	3.650	3.400	3.150	2.900	2.650
– Erdgaskraftwerk (GuD)	2.000	2.000	2.500	2.500	2.450	2.400	2.250	2.100
<i>Hohes Niveau</i>								
– Braunkohlekraftwerk	7.600	7.300	7.050	6.800	6.550	5.850	5.150	4.450
– Steinkohlekraftwerk	4.700	4.700	4.700	4.650	4.400	4.150	3.900	3.650
– Erdgaskraftwerk (GuD)	3.000	3.000	3.500	3.500	3.450	3.400	3.250	3.100

GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk.

Das Windaufkommen und somit der Stromertrag von Windenergieanlagen ist vom jeweiligen Standort der Windenergieanlage abhängig. Ferner schwanken die jährlichen Stromerträge der Windenergieanlagen an Land in den einzelnen Jahren. Beispielsweise ergaben sich im Jahr 2013 (2012) in Baden-Württemberg mit 1.193 h/a (1.315 h/a) die niedrigsten und in Schleswig-Holstein mit 1.899 h/a (2.025 h/a) die höchsten Jahresvolllaststunden, der Mittelwert für Deutschland lag bei 1.590 h/a (1.695 h/a) (BDEW 2014, S. 25, 2015, S. 28). Infolgedessen werden für Windenergieanlagen an Land exemplarisch zwei Standorte mit unterschiedlichen Volllaststunden modelliert (Tab. 4-5). Für einen Standort im Binnenland wird von Volllaststunden in Höhe von 1.700 h/a und für einen windreichen Standort in Deutschland von 2.500 h/a ausgegangen.

Tab. 4-5. Stromerzeugung der modellierten Windenergieanlagen an verschiedenen Standorten in Deutschland.

[Quelle: FALKENBERG 2014, S. 97 f.; eigene Annahmen]

Anlagentyp	Volllaststunden (h/a)	Stromerzeugung (kWh/kW)
<i>Windenergieanlage Onshore (2-3 MW)</i>		
– Binnenland	1.700	1.700
– Starkwind	2.500	2.500
<i>Windenergieanlage Offshore (3-5 MW)</i>		
– küstennah	4.000	4.000
– küstenfern	4.400	4.400

An ausgewählten küstennahen Standorten können Windenergieanlagen an Land zwar auch Jahresvolllaststunden von über 2.700 h/a erreichen, jedoch ist der Anteil der Anlagen, die in den Jahren 2011 bis 2013 an diesen sehr guten Standorten errichtet wurden, gering (FALKENBERG 2014, S. 149). Da die Windgeschwindigkeit auf See mit der Küstenentfernung zunimmt (DWD 2004), ist auch für die Windenergieanlagen auf See von zwei unterschiedlichen Standorten auszugehen. In Anlehnung an FALKENBERG (2014, S. 97 f.) werden für küstennahe Standorte Volllaststunden in Höhe von 4.000 h/a und für küstenferne Standorte Volllaststunden in Höhe von 4.400 h/a angenommen (Tab. 4-5).

Für die Biogasanlage ohne Flexibilisierung wird von Volllaststunden in Höhe von 8.000 h/a und für die flexible Biogasanlage von 4.000 h/a ausgegangen (Tab. 4-6), da durch die flexible Betriebsweise die jährlichen Volllaststunden halbiert werden (SCHEFTELOWITZ ET AL. 2014, S. 46).

Tab. 4-6. Stromerzeugung der modellierten Biogasanlagen in Deutschland.

[Quelle: SCHEFTELOWITZ ET AL. 2014, S. 46]

Anlagentyp	Volllaststunden (h/a)	Stromerzeugung (kWh/kW)
– Biogasanlage (500 kW)	8.000	8.000
– Biogasanlage flex (500 kW + 500 kW)	4.000	4.000

Um die verschiedenen Standortbedingungen in Deutschland für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu simulieren, werden in Anlehnung an KOST ET AL. (2013, S. 13) exemplarisch zwei Standorte mit unterschiedlicher Globalstrahlung festgelegt (Tab. 4-7). Die mittlere Jahressumme der Globalstrahlung in Deutschland im Zeitraum 1981 bis 2010 lag bei 1.055 kWh/m², der Maximalwert bei 1.261 kWh/m² und der Minimalwert bei 951 kWh/m² (DWD 2012). Ausgehend von diesen Werten wird für einen Standort im Norden Deutschlands eine Globalstrahlung von 1.000 kWh/m²a und für einen Standort im Süden Deutschlands eine Globalstrahlung von 1.100 kWh/m²a angesetzt. Dies entspricht nach KOST ET AL. (2013, S. 13) einer Einstrahlung auf ein optimal ausgerichtetes Photovoltaik-Modul – Südausrichtung und Anstellwinkel von 30° (WESSELAK UND VOSWINCKEL 2012, S. 24) – von 1.150 kWh/m²a und 1.265 kWh/m²a. Nach KONSTANTIN (2013, S. 367) liegen die üblichen Werte der Performance Ratio (PR) zwischen 74 und 85%. Großanlagen können auch PR-Werte von über 85% erreichen. Für die kleine Modell-Photovoltaik-Dachanlage wird von einem PR-Wert von 80% ausgegangen. KELM ET AL. (2014, S. 27 f.) gehen davon aus, dass große Dachanlagen eine höhere Stromerzeugung aufweisen als kleinere Dachanlagen, da die Module in der Regel auf einem Flachdach aufgeständert werden. Somit wird für die große Modell-Photovoltaik-Dachanlage ein PR-Wert von 82% herangezogen. Da Freiflächenanlagen in der Regel optimal ausgerichtet und hinsichtlich der gegenseitigen Verschatt-

tung optimiert sind (KELM ET AL. 2014, S. 28), wird für die modellierte Photovoltaik-Freiflächenanlage ein PR-Wert von 85% angesetzt. Ferner wird für die Stromerzeugung aus allen Photovoltaikanlagen von einer jährlichen Degradation von 0,2% (KOST ET AL. 2013, S. 11) ausgegangen.

Tab. 4-7. Stromerzeugung der Modellanlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie an verschiedenen Standorten in Deutschland.

Anlagentyp	Globalstrahlung (kWh/m ² a)	Einstrahlung auf PV-Modul, Südausrichtung, Neigung 30° (kWh/m ² a)	Stromerzeugung (kWh/kWp)
<i>PV-Dachanlage (5 kWp)</i>			
– Norden Deutschlands	1.000	1.150	920
– Süden Deutschlands	1.100	1.265	1.012
<i>PV-Dachanlage (500 kWp)</i>			
– Norden Deutschlands	1.000	1.150	943
– Süden Deutschlands	1.100	1.265	1.037
<i>PV-Freiflächenanlage (5 MWp)</i>			
– Norden Deutschlands	1.000	1.150	978
– Süden Deutschlands	1.100	1.265	1.075

PV, Photovoltaik.

Die fixen Betriebskosten werden jeweils in % der Investitionskosten, die variablen Betriebskosten in €/MWh_{el} angegeben (Tab. 4-8).

Tab. 4-8. Jährliche fixe und variable Betriebskosten der modellierten Stromerzeugungstechnologien.

[Quelle: PETER 2013, S. 33-41; KELM ET AL. 2014, S. 28; FALKENBERG 2014, S. 53, 55, 98; KTBL 2015]

Anlagentyp	Fixe Betriebskosten (% der Investitionskosten/a)	Variable Betriebskosten (€/MWh _{el})
<i>Fossile Energieträger</i>		
– Braunkohlekraftwerk	3	2,5
– Steinkohlekraftwerk	3	2
– Erdgaskraftwerk (GuD)	2	2
<i>Windenergie</i>		
– Windenergieanlage Onshore (2-3 MW)		21 (Jahre 1-10); 27 (Jahre 11-20)
– Windenergieanlage Offshore (3-5 MW)		33 (Jahre 1-10); 40 (Jahre 11-20)
<i>Biomasse</i>		
– Biogasanlage (500 kW)	0,8	8
– Biogasanlage flex (500 kW + 500 kW)	0,8	8
<i>Solare Strahlungsenergie</i>		
– Photovoltaik-Dachanlage (5 kWp)	1,5	
– Photovoltaik-Dachanlage (500 kWp)	1,5	
– Photovoltaik-Freiflächenanlage (5 MWp)	1,5	

GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk.

Die fixen sowie die variablen Betriebskosten der fossil befeuerten Kraftwerke entstammen PETER (2013, S. 33-41). Nach FALKENBERG (2014, S. 53 f.) beträgt der Mittelwert der Betriebskosten von Windenergieanlagen an Land für die Leistungsklasse 2 bis 3 MW in den ersten zehn Jahren 23,4 €/MWh_{el} und in den folgenden zehn Jahren 28,9 €/MWh_{el}. In dieser Arbeit wird, wie im Erfahrungsbericht, von einem Wert leicht unterhalb dieser Mittelwerte ausgegangen (FALKENBERG 2014, S. 55). Nach Aussage eines Experten betragen die Betriebskosten einer Offshore-Windenergieanlage 35 €/MWh_{el}. Dies deckt sich mit den Werten, die FALKENBERG (2014, S. 98) entnommen wurden. Die fixen und variablen Betriebskosten der modellierten Biogasanlagen wurden nach KTBL (2015) ermittelt. Die fixen Betriebskosten für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie basieren auf KELM ET AL. (2014, S. 28).

Da die Energieversorgungsunternehmen Braunkohle in der Regel selbst fördern, wird hier keine reale Brennstoffpreisänderung angenommen. Es wird weiterhin von einem Brennstoffpreis für Braunkohle in Höhe von 1,5 €/MWh ausgegangen. Als Brennstoffpreis für Steinkohle und Erdgas im Inbetriebnahmezeitpunkt wird der Mittelwert der täglichen Abrechnungspreise am Terminmarkt des Frontjahres der Handelsjahre 2008 bis 2014 herangezogen. Dieser beträgt für Steinkohle 10,76 €/MWh (EEX 2014a, 2016a) und für Erdgas 24,75 €/MWh (EEX 2014e, 2015d). IEA (2014d, S. 139) prognostiziert zukünftig einen EU- und weltweiten Anstieg der Nachfrage nach Erdgas. Auch für den Bedarf an Steinkohle erwartet IEA (2014d, S. 177) einen weltweiten Anstieg, obwohl sie von einem Rückgang der Nachfrage nach Steinkohle durch die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union ab 2020 im Vergleich zu 2012 ausgeht. Da Steinkohle und Erdgas auf globalen Märkten gehandelt werden, wird davon ausgegangen, dass die Brennstoffpreise für Steinkohle und Erdgas im Referenzszenario jährlich real um 1,6% steigen. Um eine niedrige und eine hohe Brennstoffpreisentwicklung abzubilden, wird die jährliche reale Preisänderungsrate von 1,6% um $\pm 0,5\%$ variiert.

Die Berechnung der Substratkosten für die modellierten Biogasanlagen basiert in Anlehnung an SCHEFTELOWITZ ET AL. (2014, S. 45) auf der Annahme, dass ein massebezogener Substrateinsatz von 60% Maissilage, 30% Getreide-Ganzpflanzensilage sowie 10% Rindergülle erfolgt. Es wird von einem mittleren Substratpreis für Maissilage in Höhe von 35 €/t Frischmasse und für Getreide-Ganzpflanzensilage in Höhe von 34 €/t Frischmasse ausgegangen (KTBL 2015). Für die Rindergülle erfolgt ein Preisansatz von 1 €/t Frischmasse. Da die Substratpreise aufgrund unterschiedlicher Standortbedingungen in der Praxis stark schwanken, erfolgt eine Variation dieser in Höhe von $\pm 15\%$ des mittleren Wertes (Tab. 4-9). Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass die Substratpreise jährlich real um 0,5% steigen, da

die landwirtschaftliche Nutzfläche in Deutschland aufgrund der steten Zunahme von Siedlungs- und Verkehrsflächen abnimmt (STATISTISCHES BUNDESAMT 2014, S. 27 f.) und sich somit die zur Verfügung stehende Fläche für den Anbau des Substrates verringert. Infolgedessen ist zukünftig mit steigenden Pachtpreisen zu rechnen, wodurch die Substratpreise steigen.

Tab. 4-9. Substratpreise der modellierten Biogasanlagen.

[Eigene Berechnungen, Substratpreise für Maissilage und Getreide-Ganzpflanzensilage basieren auf KTBL 2015]

Energieträger	Substratpreis (€/MWh)		
	Mittleres Niveau	Niedriges Niveau	Hohes Niveau
Biogas	37,20	31,62	42,78

Da bei der Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten aus fossilen Energieträgern die Kosten für Emissionszertifikate zu berücksichtigen sind, muss, wie von den Experten erläutert, die Entwicklung des Preises für Emissionszertifikate über die gesamte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer der fossil befeuerten Kraftwerke geschätzt werden. Aufgrund dessen wird nicht wie bei IEA UND NEA (2015, S. 33) verfahren, deren Modell mit einem über die Nutzungsdauer der Kraftwerke harmonisierten CO₂-Preis arbeitet, sondern ein Entwicklungspfad des Preises für Emissionszertifikate über 40 Jahre erstellt. Wie die Mehrheit der Experten erwartet, ist davon auszugehen, dass der Preis für Emissionszertifikate zukünftig steigt. Ein Befragter geht davon aus, dass die Preise zukünftig moderat steigen und sodann durch den Einsatz von Effizienztechnologien, alternativen Erzeugungsformen und einer Senkung des Energieverbrauches auf einem Niveau von real 40 bis 50 €/t CO₂ verharren. Um unterschiedliche Pfade zur Entwicklung der Emissionszertifikate abzubilden, werden drei unterschiedliche CO₂-Preisniveaus entwickelt (Tab. 4-10). Die Annahme zur Entwicklung des mittleren Preisniveaus basiert auf PETER (2013, S. 34). Ferner wird ein niedriges und ein hohes CO₂-Preisniveau entwickelt. Das hohe CO₂-Preisniveau wird bis zum Jahr 2030 in Anlehnung an SCHJØLSET (2014, S. 5) erstellt.

Tab. 4-10. Entwicklung der Preise für Emissionszertifikate.

[Quelle: PETER 2013, S. 34; SCHJØLSET 2014, S. 5; eigene Schätzungen]

CO ₂ -Preisniveau	Preis für Emissionszertifikate (€/t CO ₂)							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Mittleres CO₂-Preisniveau</i>	8	20	25	31	36	42	47	50
<i>Niedriges CO₂-Preisniveau</i>	8	13	20	24	28	32	36	40
<i>Hohes CO₂-Preisniveau</i>	8	20	30	50	55	60	65	70

Nach PETER (2013, S. 10) weisen Projekte mit einem hohen Investitionsvolumen – wie es bei fossil befeuerten Kraftwerken oder Windenergieanlagen auf See der Fall ist – einen Eigenkapitalanteil von 30 bis 40% auf. Infolgedessen beträgt der hier angenommene Anteil des

Eigenkapitals am Gesamtkapital für diese Stromerzeugungstechnologien 40% (Tab. 4-11). Auch für die modellierten Biogasanlagen wird ein Eigenkapitalanteil von 40% angesetzt. Da bei kleinen Photovoltaik-Dachanlagen nur ein geringes Projektrisiko besteht und bei diesen das Investitionsvolumen im Vergleich zu den anderen Stromerzeugungstechnologien relativ klein ist, wird hier ein Eigenkapitalanteil von 20% angenommen. Ferner wird bei diesen Anlagen von dem geringsten Eigenkapitalkostensatz ausgegangen, da die Renditeerwartungen alternativer Anlageformen bei privaten Haushalten in der Regel geringer sind als bei Unternehmen (PETER 2013, S. 10). Grundsätzlich gilt: Je risikoreicher ein Projekt ist, desto höher sind die anzusetzenden Kapitalkostensätze. Zudem sind die Kapitalkosten für Eigenkapital in der Regel höher als für Fremdkapital, da die Anteilseigner ein höheres Risiko tragen als Kapitalgeber (FRIEDL ET AL. 2010, S. 192). Da die Investition in fossil befeuerte Kraftwerke aufgrund der Volatilität am Strommarkt und den Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise als risikoreich einzuschätzen ist, wird hier von einem nominalen kalkulatorischen Zinssatz von 8,8% ausgegangen. Auch die Investition in Windenergieanlagen auf See ist aufgrund technischer Risiken derzeit noch als risikoreich zu bewerten. Wie den Experteninterviews zu entnehmen ist, beträgt die Eigenkapitalrendite von Windenergieanlagen auf See zwischen 12 und 15%. Aufgrund dessen wird hier von einem Eigenkapitalkostensatz von 13% ausgegangen.

Tab. 4-11. Ermittlung der realen kalkulatorischen Zinssätze.

[Quelle: PETER 2013, S. 10; SCHEFTELOWITZ ET AL. 2014, S. 45; eigene Berechnungen]

Anlagentyp	Anteil am Gesamtkapital (%)		r_{EK} (%)	r_{FK} (%)	$i_{nom.}$ (%)	i (%)
	Eigenkapital	Fremdkapital				
<i>Fossile Energieträger</i>	40	60	13,0	6,0	8,8	7,2
– Braunkohlekraftwerk	40	60	13,0	6,0	8,8	7,2
– Steinkohlekraftwerk	40	60	13,0	6,0	8,8	7,2
– Erdgaskohlekraftwerk (GuD)						
<i>Windenergie</i>						
– Windenergieanlage Onshore	30	70	9,0	4,0	5,4	3,8
– Windenergieanlage Offshore	40	60	13,0	6,0	8,8	7,2
<i>Biomasse</i>						
– Biogasanlage	40	60	9,0	4,0	6,0	4,4
– Biogasanlage flex	40	60	9,0	4,0	6,0	4,4
<i>Solare Strahlungsenergie</i>						
– PV-Dachanlage (5 kWp)	20	80	6,0	4,0	4,4	2,9
– PV-Dachanlage (500 kWp)	25	75	8,0	4,0	5,0	3,4
– PV-Freiflächenanlage (5 MWp)	30	70	8,0	4,0	5,2	3,6

GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk; PV, Photovoltaik; r_{EK} , Eigenkapitalkostensatz; r_{FK} , Fremdkapitalkostensatz; $i_{nom.}$, nominaler kalkulatorischer Zinssatz; i , realer kalkulatorischer Zinssatz.

Für Biogasanlagen und andere Investitionen im landwirtschaftlichen Bereich wird üblicherweise ein nominaler kalkulatorischer Zinssatz von 6% angesetzt (SCHEFTELOWITZ ET AL. 2014, S. 45). Die nominalen kalkulatorischen Zinssätze werden unter Annahme einer Inflation von 1,5% in reale kalkulatorische Zinssätze umgerechnet.

Nach der Erläuterung der angenommenen Eingangsparameter wird nachfolgend dargestellt, welche Szenarien zur Ermittlung der Spannweite der durchschnittlichen Stromgestehungskosten der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien durchgeführt werden.

4.1.2.3 Szenarien

Die Ermittlung und Darstellung der LCOE der modellierten Stromerzeugungstechnologien erfolgt unter Verwendung von drei verschiedenen Szenarien: Referenzszenario, Best-Case- und Worst-Case-Szenario (Tab. 4-12).

Tab. 4-12. Szenarien zur Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten der modellierten Stromerzeugungstechnologien in Deutschland.

Szenarien	Strom- erzeugung (MWh/MW)			Investitions- kosten (€/kW)			Brennstoff-und Substratpreise (€/MWh)			CO ₂ -Preise (€/t CO ₂)		
	o	-	+	o	-	+	o	-	+	o	-	+
<i>Fossile Energieträger</i>												
Referenz	x			x			x			x		
Best Case			x		x			x			x	
Worst Case		x				x			x			x
<i>Windenergie</i>												
Referenz	x			x								
Best Case	x				x							
Worst Case	x					x						
<i>Biomasse</i>												
Referenz	x			x			x					
Best Case	x				x			x				
Worst Case	x					x			x			
<i>Solare Strah- lungsenergie</i>												
Referenz	x			x								
Best Case	x				x							
Worst Case	x					x						

o mittleres Niveau; - niedriges Niveau; + hohes Niveau.

Diese drei Szenarien lassen sich folgendermaßen charakterisieren: Im Referenzszenario wird vom mittleren (Preis-)Niveau der jeweiligen Parameter ausgegangen. Den Szenarien

der LCOE von fossil befeuerten Kraftwerken liegen unterschiedliche Stromerzeugungsniveaus zugrunde. Somit basiert das Best-Case-Szenario auf dem hohen Stromerzeugungsniveau. Bei den übrigen Parametern wird von dem niedrigen Preisniveau ausgegangen. Dem Worst-Case-Szenario liegt das niedrige Stromerzeugungsniveau der fossil befeuerten Kraftwerke zugrunde. Für die übrigen Parameter wird das hohe Preisniveau angenommen (Tab. 4-12).

Bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien werden zwei Standorte mit unterschiedlichen Bedingungen definiert und somit keine unterschiedlichen Stromerzeugungsniveaus angenommen. Auch bei der Stromerzeugung aus Biomasse erfolgt keine Modellierung unterschiedlicher Stromerzeugungsniveaus, da von einer vorrangigen Abnahme des Stroms aus Biomasse ausgegangen wird. Aufgrund dessen liegt allen Szenarien zur Berechnung der LCOE der modellierten erneuerbaren Energien-Anlagen das mittlere Stromerzeugungsniveau zugrunde (Tab. 4-12).

Sensitivitätsanalysen geben Aufschluss darüber, in welchem Maße sich die durchschnittlichen Stromgestehungskosten des Referenzszenarios verändern, wenn eine Inputgröße von ihrem ursprünglichen Wertansatz abweicht. Sie liefert somit zusätzliche Informationen über die unsicheren Größen (PERRIDON UND STEINER 2003, S. 103, 107). Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse werden die einzelnen Parameter, die dem Referenzszenario zugrunde liegen, grundsätzlich um jeweils ± 10 und 20% variiert, außer Restriktionen lassen eine solche Variation nicht zu oder erscheinen realitätsfern.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Methoden zur Kostenrechnung der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern und erneuerbaren Energien dargestellt.

4.2 Ergebnisse der Kostenrechnung

4.2.1 Maßgeblicher CO₂-Preis für einen Fuel-Switch

Die Berechnung der Preise für Emissionszertifikate, ab welchen ein Fuel-Switch zwischen den verschiedenen fossilen Energieträgern ex post eingetreten wäre, kann einen Eindruck über das für einen Brennstoffwechsel relevante CO₂-Preisniveau vermitteln. Die Interviewpartner erläutern, dass der CO₂-Preis die variablen Kosten und mithin die Einsatzplanung fossil befeuerter Kraftwerke beeinflusst, sodass durch einen Anstieg der Preise für Emissionszertifikate ein Anreiz für einen Wechsel zu einem emissionsärmeren Brennstoff besteht. Die Analyse der Deckungsbeiträge fossil befeuerter Kraftwerke zeigt, dass insbesondere ein Wechsel von Steinkohle zu Erdgas erfolgen könnte. Da die Brennstoffpreise für

Steinkohle und Erdgas von den Bedingungen auf den internationalen Brennstoffmärkten abhängen, unterliegen sie starken Schwankungen. Steigt der Preis für Erdgas gegenüber dem Preis für Steinkohle und aufgrund der stabilen Brennstoffpreise für Braunkohle auch gegenüber diesen, wie es beispielsweise im Jahr 2008 der Fall war, erfordert der Brennstoffwechsel einen höheren CO₂-Preis (Abb. 4-1, Abb. 4-2). Hingegen verursachte der Wechsel von Kohle zu Erdgas im Betrachtungszeitraum die geringsten Kosten, als im Zeitraum November und Dezember 2009 und Ende Februar bis Mitte April 2010 der Spread zwischen den Brennstoffpreisen für Erdgas und Stein- sowie Braunkohle die geringsten Werte annahm. Nach Aussage eines Experten werden hohe CO₂-Preise benötigt, damit eine Verdrängung der Stromerzeugung aus Braunkohle durch Steinkohle oder Erdgas stattfindet. Dies begründet er mit den geringen Brennstoffpreisen für Braunkohle. Die hier dargestellten Berechnungen bestätigen diese Aussage, da für eine Substitution von Braunkohlekraftwerken im Betrachtungszeitraum hohe CO₂-Preise erforderlich gewesen wären (Abb. 4-1, Abb. 4-2).

Die Substitution eines alten Braunkohlekraftwerkes (η : 35%) durch ein altes Steinkohlekraftwerk (η : 35%) erforderte bei einer CO₂-Einsparung pro erzeugte Einheit Strom von 186 g CO₂/kWh mit 133 €/t CO₂ den höchsten durchschnittlichen CO₂-Preis im betrachteten Zeitraum 2008 bis 2015, sodass auf die Darstellung dieser historischen Entwicklung verzichtet wurde.

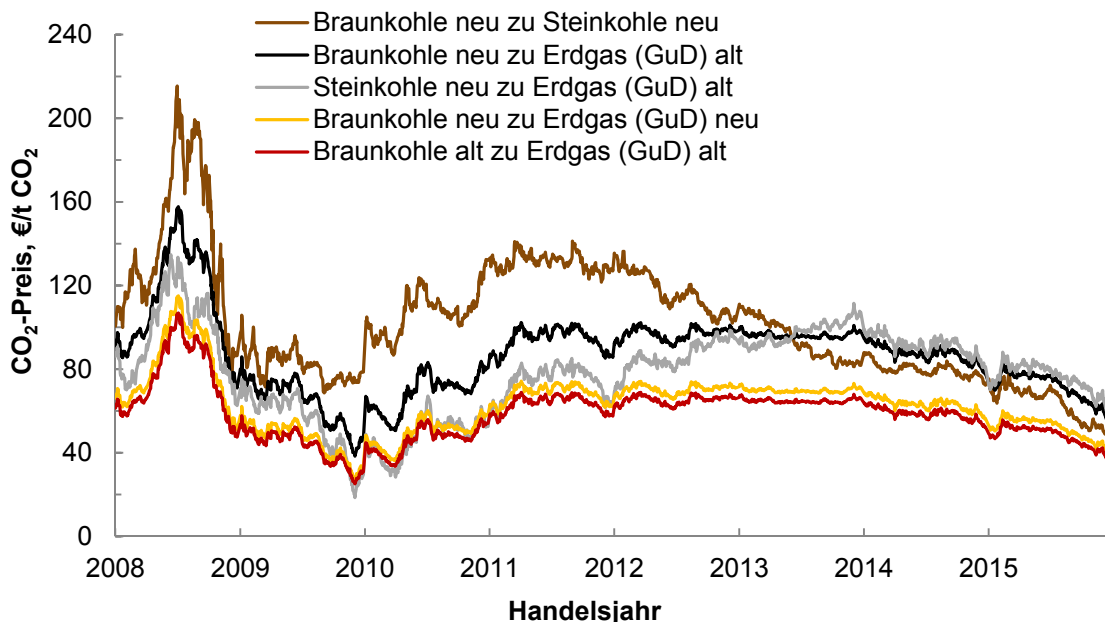


Abb. 4-1. Ex-Post-Berechnung der für einen Fuel-Switch relevanten CO₂-Preise für den Zeitraum 2008 bis 2015 – hohes Preisniveau.

GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk [Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Terminmarktpreisen des Frontjahres EEX 2014a, 2014e, 2015a, 2015d, 2016a, 2016d unter Verwendung folgender elektrischer Nettowirkungsgrade Braunkohle alt: 35%, Braunkohle neu: 44%, Steinkohle neu: 46%, Erdgas (GuD) alt: 50%, Erdgas (GuD) neu: 60%].

Es zeigt sich, dass im Betrachtungszeitraum ein hohes CO₂-Preisniveau nötig gewesen wäre, um die Stromerzeugung neuer Braunkohlekraftwerke (η : 44%) durch neue Steinkohle- oder Erdgaskraftwerke zu verdrängen (Abb. 4-1). So wäre im Zeitraum 2008 bis 2015 für einen Wechsel von einem neuen Braunkohlekraftwerk zu einem neuen Steinkohlekraftwerk (η : 46%) ein durchschnittlicher CO₂-Preis von 102 €/t CO₂ (SD: 29 €/t CO₂) und zu einem neuen erdgasbefeuerten Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (η : 60%) ein durchschnittlicher CO₂-Preis von 63 €/t CO₂ (SD: 14 €/t CO₂) erforderlich gewesen (Abb. 4-1). Das höchste Potenzial zur CO₂-Einsparung durch einen fossilen Brennstoffwechsel liegt in der Substitution der Stromerzeugung aus Braunkohle durch Erdgas. Beispielsweise könnte durch einen Wechsel der Stromerzeugung von einem alten Braunkohlekraftwerk (η : 35%) durch ein altes Erdgaskraftwerk (GuD) (η : 50%) eine CO₂-Einsparung pro erzeugte Einheit Strom von 750 g/kWh erreicht werden. Dieser Fuel-Switch wäre im Zeitraum 2008 bis 2015 ab einem durchschnittlichen CO₂-Preis von 58 €/t CO₂ (SD: 13 €/t CO₂) erfolgt (Abb. 4-1).

Hingegen wäre für die Substitution der Stromerzeugung aus einem alten Braunkohlekraftwerk durch ein neues Erdgaskraftwerk (GuD) im Zeitraum 2008 bis 2015 ein durchschnittlicher CO₂-Preis von 43 €/t CO₂ (SD 10 €/t CO₂) erforderlich gewesen (Abb. 4-2). Hierdurch ist die höchste CO₂-Einsparung pro erzeugte Einheit Strom durch einen fossilen Brennstoffwechsel, nämlich 818 g/kWh, möglich.

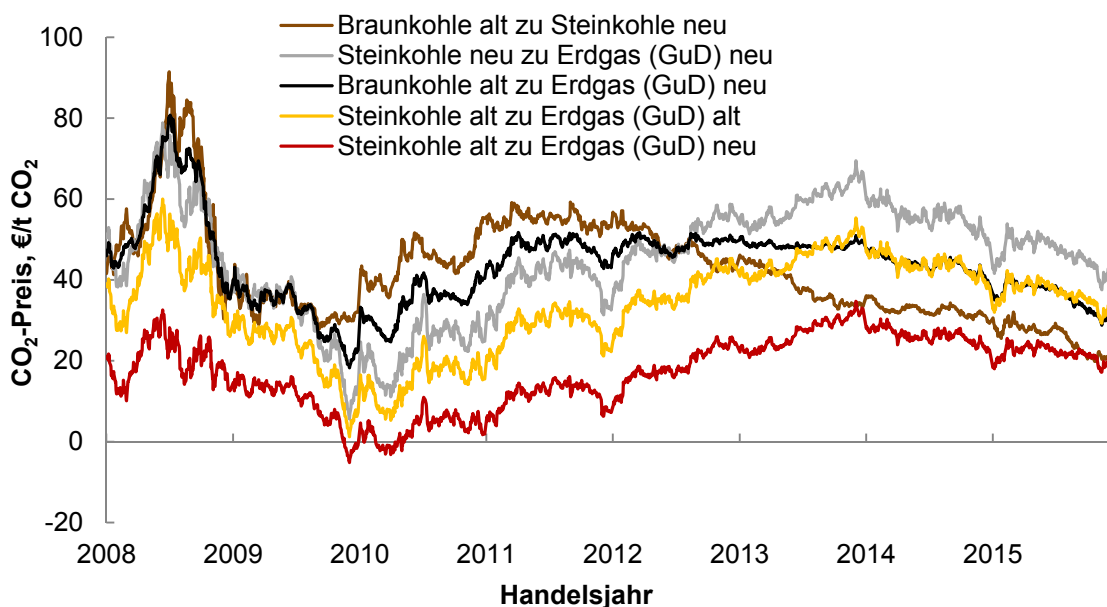


Abb. 4-2. Ex-Post-Berechnung der für einen Fuel-Switch relevanten CO₂-Preise für den Zeitraum 2008 bis 2015 – niedriges Preisniveau.

GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk [Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Terminmarktpreisen des Frontjahres EEX 2014a, 2014e, 2015a, 2015d, 2016a, 2016d unter Verwendung folgender elektrischer Nettowirkungsgrade Braunkohle alt: 35%, Braunkohle neu: 44%, Steinkohle alt: 35%, Steinkohle neu: 46%, Erdgas (GuD) alt: 50%, Erdgas (GuD) neu: 60%].

Der nahezu gleiche durchschnittliche CO₂-Preis wäre für einen Wechsel von alten Braunkohlekraftwerken zu neuen Steinkohlekraftwerken und neuen Steinkohlekraftwerken zu neuen Erdgaskraftwerken erforderlich gewesen.

Ein Experte äußert, dass der Emissionshandel eine geringere Lenkungswirkung aufweist, wenn der CO₂-Preis weiter auf dem Niveau von unter 20 € verbleibt (E_031: 88). Auch die hier dargestellten Berechnungen zeigen, dass eine Substitution der Stromerzeugung aus alten Steinkohlekraftwerken (η : 35%) durch neue Erdgaskraftwerke (GuD) (η : 60%) ab einem durchschnittlichen CO₂-Preis von 17 €/t CO₂ (SD: 9 €/t CO₂) im Zeitraum 2008 bis 2015 erfolgt wäre. Durch diesen Fuel-Switch kann eine CO₂-Einsparung pro erzeugte Einheit Strom von 632 g/kWh erreicht werden.

4.2.2 Einfluss des Preises für Emissionszertifikate auf den Merit-Order-Effekt

Um die Auswirkungen des CO₂-Preises auf den Merit-Order-Effekt zu illustrieren, werden unterschiedliche CO₂-Preisniveaus angenommen und deren Einfluss auf die Bildung des Strompreises am Großhandelsmarkt simuliert. Hierzu wird in Anlehnung an SENSFUß ET AL. (2008, S. 3090) ein vereinfachtes Portfolio eines Kraftwerksparks erstellt (Tab. 4-13). Als Brennstoffpreise für Steinkohle und Erdgas wird der gerundete Mittelwert der Jahre 2008 bis 2014 der Terminmarktpreise verwendet (EEX 2014a, 2014e, 2015a, 2015d). Der niedrigste CO₂-Preis am Terminmarkt des Frontjahres der Handelsjahre 2008 bis 2014 wurde am 17.4.2013 mit 2,89 €/t CO₂, der höchste am 1.7.2008 mit 30,48 €/t CO₂ ermittelt (EEX 2014d, 2015c). Aufgrund dessen werden diese beiden Werte gerundet zur Illustration eines niedrigen und hohen CO₂-Preisniveaus angenommen.

Tab. 4-13. Technische und ökonomische Parameter des modellierten Kraftwerksparks.

Fossil befeuerte Kraftwerke	Elektrischer Nettowirkungsgrad (%)	Brennstoffpreise (€/MWh)	Variable Betriebskosten (€/MWh _{el})	Niedriges CO ₂ -Preisniveau (€/t CO ₂)	Hohes CO ₂ -Preisniveau (€/t CO ₂)
Braunkohle	44	1,5	2,5	3	30
Braunkohle	38	1,5	2,5	3	30
Braunkohle	35	1,5	2,5	3	30
Steinkohle	46	11	2	3	30
Steinkohle	39	11	2	3	30
Steinkohle	35	11	2	3	30
Erdgas (GuD)	60	25	2	3	30
Erdgas (GuD)	52	25	2	3	30
Erdgas (GuD)	50	25	2	3	30

GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk.

Die Steigung der Merit-Order-Kurve ist der wichtigste Parameter, welcher das Ausmaß des Merit-Order-Effektes bestimmt (SENSFUß ET AL. 2008, S. 3090). Durch die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien sinkt die Nachfrage nach konventionell erzeugtem Strom (Abb. 4-3).

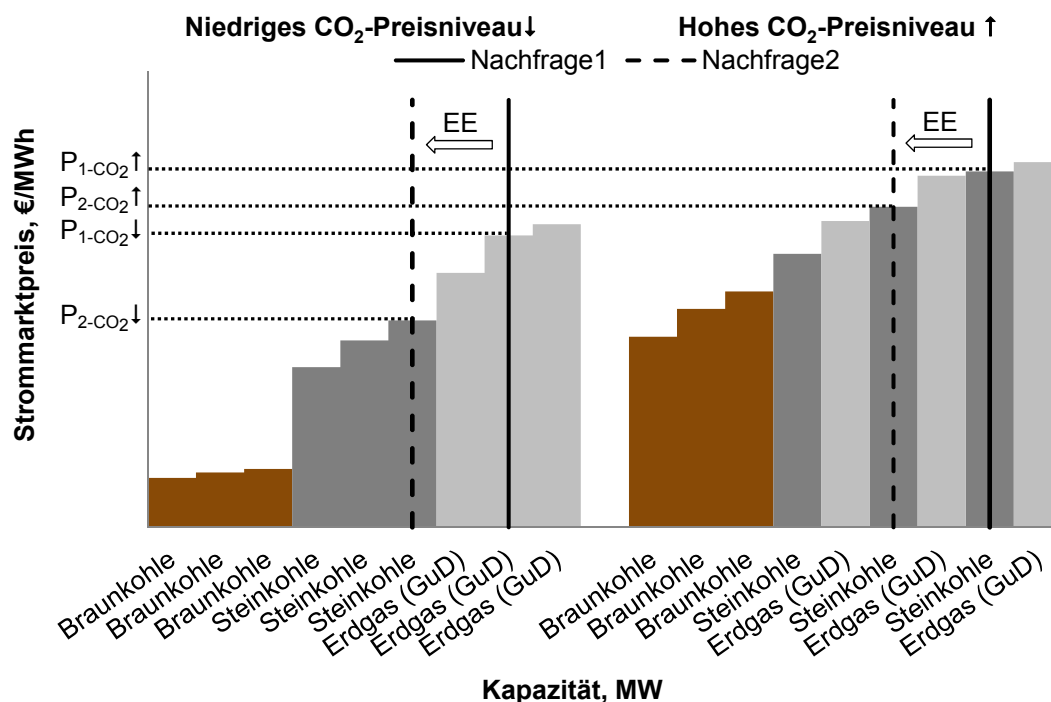


Abb. 4-3. Merit-Order-Effekt bei unterschiedlichen CO₂-Preisniveaus.

EE, erneuerbare Energien; GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk; Nachfrage 1 (Nachfrage 2), Stromnachfrage nach konventionell erzeugtem Strom ohne Stromeinspeisung aus EE (mit Stromeinspeisung aus EE); $P_{1-CO_2\downarrow}$ ($P_{1-CO_2\uparrow}$), Strommarktpreis bei niedrigem (hohem) CO₂-Preisniveau ohne Stromeinspeisung aus EE; $P_{2-CO_2\downarrow}$ ($P_{2-CO_2\uparrow}$), Strommarktpreis bei niedrigem (hohem) CO₂-Preisniveau mit Stromeinspeisung aus EE; $P_1 - P_2 = \Delta P =$ Merit-Order-Effekt.

Steigt der CO₂-Preis, wird die Merit-Order-Kurve unter Berücksichtigung der oben genannten Parameter flacher, da sich die variablen Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern angleichen. Aufgrund der flacheren Steigung der Merit-Order-Kurve nimmt der Strompreis am Großhandelsmarkt durch die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien in einem geringeren Maße als bei einem niedrigen CO₂-Preisniveau ab. Infolgedessen sinkt das Volumen des Merit-Order-Effektes bei einem hohen CO₂-Preisniveau im Vergleich zu einem niedrigen CO₂-Preisniveau. Ferner führt ein hoher CO₂-Preis unter den hier getroffenen Annahmen dazu, dass sich Gaskraftwerke in der Merit-Order vor Steinkohlekraftwerke schieben, da der Einfluss des CO₂-Preises auf die Höhe der variablen Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern steigt und mit steigendem CO₂-Preis die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken gegenüber Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken zunimmt.

4.2.3 Deckungsbeiträge fossil befeuerter Kraftwerke

Die Stromnachfrage bestimmt, welches Kraftwerk als Preissetzer fungiert. Die Interviewpartner erläutern, dass die Deckungsbeiträge der konventionellen Kraftwerke, insbesondere der Gaskraftwerke, in den letzten Jahren sinken. Im Jahr 2008 erzielten Gaskraftwerke zu Grundlastzeiten insbesondere aufgrund hoher Brennstoffkosten teilweise negative Deckungsbeiträge (Abb. 4-4). Der Mittelwert der Brennstoffpreise für Erdgas lag im Jahr 2008 mit 31,10 €/MWh um 26% über dem langjährigen Mittelwert₂₀₀₈₋₂₀₁₄ von 24,75 €/MWh. Mitte des Jahres 2008 lag der größte Spread zwischen den Brennstoffpreisen von Erdgas und Steinkohle im Betrachtungszeitraum vor.

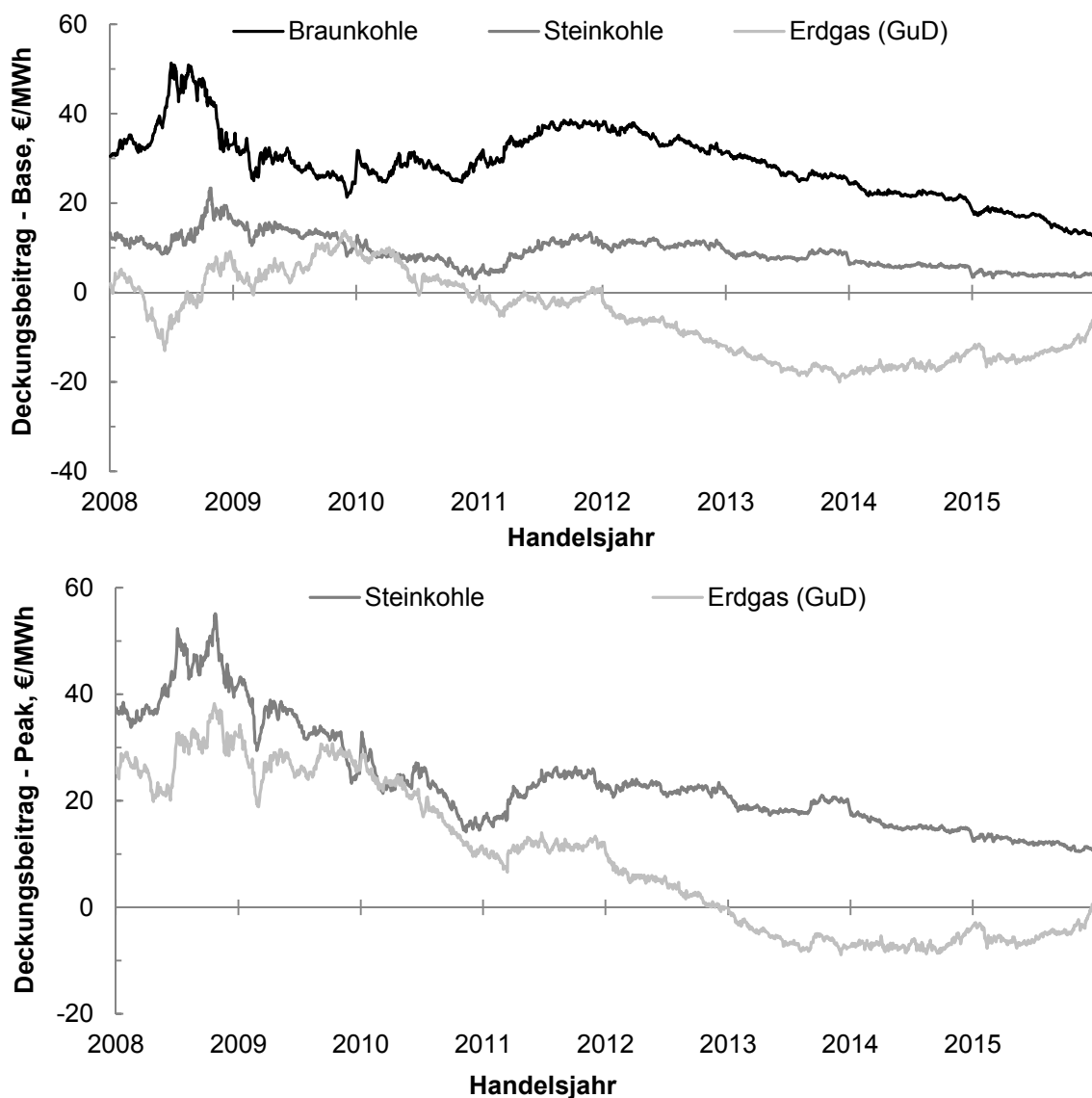


Abb. 4-4. Entwicklung der sich auf Basis der Strompreise am Terminmarkt (Phelix Year) für Grundlast (Base) und Spitzenlast (Peak) ergebenden Deckungsbeiträge der fossil befeuerten Kraftwerke im Zeitraum 2008 bis 2015 in Deutschland.

GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk [Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Terminmarktpreisen des Frontjahres EEX 2014a, 2014d, 2014e, 2014f, 2015a, 2015c, 2015d, 2015e, 2016a, 2016c, 2016d, 2016e unter Verwendung der durchschnittlichen elektrischen Nettowirkungsgrade der derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen: Braunkohle: 38%, Steinkohle: 39%, Erdgas (GuD): 52%].

Von September 2009 bis April 2010 wies der Preis für Erdgas am Terminmarkt der EEX das niedrigste Niveau des Betrachtungszeitraums auf, sodass sich die Deckungsbeiträge der Erdgaskraftwerke an die Deckungsbeiträge der Steinkohlekraftwerke angleichen und teilweise über diesen lagen. Zwar lagen auch die Brennstoffpreise für Steinkohle in diesem Zeitraum auf einem niedrigen Niveau, jedoch war der Spread zwischen Erdgas und Steinkohle in diesem Zeitraum im Vergleich zum gesamten Betrachtungszeitraum am geringsten. Im weiteren Zeitverlauf fiel der Clean Spark Spread. Ab 2013 erzielten die Gaskraftwerke auch zu Spitzenlastzeiten negative Deckungsbeiträge, sodass der Strommarktpreis die variablen Kosten der Stromerzeugung aus Erdgas nicht mehr deckt und somit die Energieversorgungsunternehmen mit diesen Kraftwerken keine Beiträge zur Deckung der Fixkosten realisieren können. Ab Oktober des Jahres 2014 bis Ende des Jahres 2014 ist ein leichter Anstieg des Clean Spark Spread zu verzeichnen, da sich die Brennstoffpreise für Erdgas in diesem Zeitraum erholten. Von Februar 2015 bis Mai 2015 sank der Clean Spark Spread wieder, regenerierte sich jedoch sodann wieder, da insbesondere der Brennstoffpreis für Erdgas in den Monaten November und Dezember 2015 um rund 30% unter dem Mittelwert des Zeitraums 2008 bis 2015 lag.

Der Clean Dark Spread für Steinkohlekraftwerke sank ab Ende des Jahres 2008 und wies im Dezember 2010 den niedrigsten Wert auf. In den nachfolgenden Jahren stieg der Clean Dark Spread wieder. Im Jahr 2014 wies der Clean Dark Spread (Base) einen durchschnittlichen Wert von 6 €/MWh, im Jahr 2015 von 4 €/MWh auf. Da der Clean Dark Spread derzeit positiv ist, sind die gegenwärtigen Marktbedingungen für Steinkohlekraftwerke günstiger als für Gaskraftwerke. Die Deckungsbeiträge der Braunkohlekraftwerke variieren durch die stabilen Brennstoffpreise nur aufgrund des Strompreises an den Großhandelsmärkten und den Preisen für Emissionszertifikate, da diese Parameter Marktpreisschwankungen unterliegen. Da der Strommarktpreis in den letzten Jahren abnahm, fielen auch die Deckungsbeiträge der Braunkohlekraftwerke. Jedoch waren diese über den gesamten Zeitraum 2008 bis 2015 positiv (Abb. 4-4). Der durchschnittliche Deckungsbeitrag für Braunkohlekraftwerke (Base) lag im Jahr 2014 bei 22 €/MWh und sank im Jahr 2015 auf durchschnittlich 16 €/MWh. Auch die derzeit niedrigen CO₂-Preise tragen zur wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit von Braun- und Steinkohlekraftwerken gegenüber Gaskraftwerken bei. Der Preis für Emissionszertifikate des Terminmarktes (Frontjahr) wies in den betrachteten Handelsjahren 2008 bis 2015 am 1.7.2008 mit 30,48 €/t CO₂ den höchsten Wert auf und sank danach bis zum Februar 2009 auf 8,4 €/t CO₂. Im Anschluss an diesen Verfall der Preise für Emissionszertifikate war ein Anstieg der Preise und ein Verharren dieser auf einem Niveau von rund 15 €/t CO₂ bis Mitte 2011 zu verzeichnen. Hieran schloss sich ein Sinken der Preise bis auf 2,89 €/t CO₂ am

17.4.2013 an (EEX 2014d). Danach erholten sich die Preise und stiegen bis Dezember 2015 auf rund 8,3 €/t CO₂ (EEX 2016c).

Die variablen Grenzkosten älterer Steinkohlekraftwerke, die insbesondere als Mittellastkraftwerke eingesetzt werden, beeinflussen die Entwicklung des Preises für Grundlaststrom (Phelix Base Year) am Terminmarkt (Abb. 4-5) stark, da diese häufig als preissetzende Erzeugungseinheit fungieren (HERMANN ET AL. 2012, S. 20).

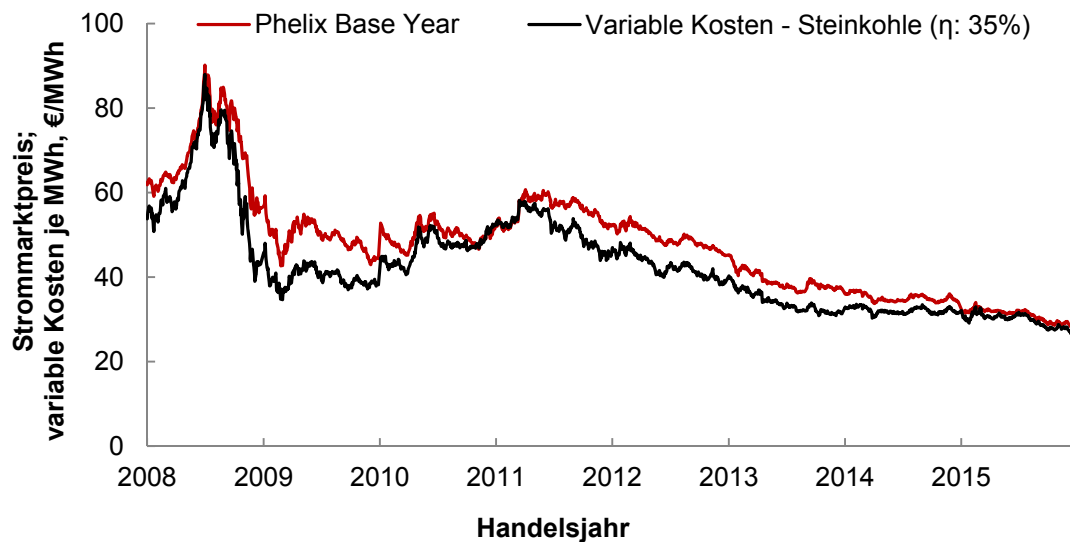


Abb. 4-5. Entwicklung der variablen Kosten der Stromerzeugung aus Steinkohle je erzeugte MWh und des Strompreises am Terminmarkt für Grundlaststrom (Phelix Base Year) im Zeitraum 2008 bis 2015.

η , Wirkungsgrad [Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Terminmarktpreisen des Frontjahres EEX 2014a, 2014d, 2014f, 2015a, 2015c, 2015e, 2016a, 2016c, 2016e].

Der Preis für Spitzenlaststrom wurde in der Vergangenheit stark durch die variablen Kosten älterer Erdgaskraftwerke, die hohe variable Kosten aufweisen und somit weit rechts in der Merit-Order stehen, beeinflusst (Abb. 4-6). Jedoch zeigt die Darstellung der variablen Kosten der Stromerzeugung aus älteren Erdgaskraftwerken und der Entwicklung des Preises für Spitzenlaststrom am Terminmarkt (Phelix Peak Year), dass der Zusammenhang zwischen diesen zwei Größen ab Mitte des Jahres 2010 abnimmt und der Spread in den folgenden Jahren immer größer wird. Ein Grund für diese Abweichung könnte der starke Zubau von Photovoltaik-Anlagen im Jahr 2010 und in den folgenden Jahren sein (HERMANN ET AL. 2012, S. 35). Durch die zunehmende Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen in der Mittagszeit, werden Erdgaskraftwerke mit hohen variablen Kosten, insbesondere Gasturbinen, die als typische Spitzenlastkraftwerke fungieren, verdrängt. Zwar wird der Strom aus erneuerbaren Energien in der Regel am Spotmarkt veräußert, wodurch sich, wie in Kapitel 3.2.3.3 dargestellt, die Strompreise am Spotmarkt in Grund- und Spitzenlastzeiten annähern, jedoch scheint die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch den Terminmarktpreis zu

beeinflussen. Hierdurch scheinen sich die Modalitäten der Preisbildung für Grund- und Spitzenlast anzugleichen, sodass der Einfluss der variablen Kosten der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken auf die Bildung des Preises für Spitzenlaststrom zunimmt (HERMANN ET AL. 2012, S. 22-24).

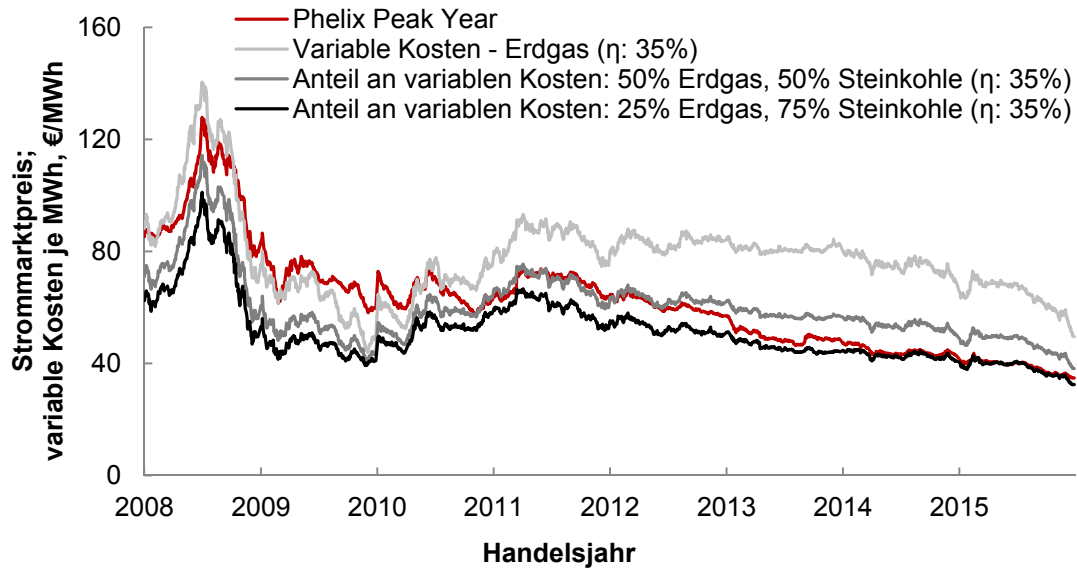


Abb. 4-6. Entwicklung der variablen Kosten der Stromerzeugung aus Erdgas und Steinkohle je erzeugte MWh und des Strompreises am Terminmarkt für Spitzenlaststrom (Phelix Peak Year) im Zeitraum 2008 bis 2015.

η , Wirkungsgrad [Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Terminmarktpreisen des Frontjahres EEX 2014a, 2014d, 2014e, 2014f, 2015a, 2015c, 2015d, 2015e, 2016a, 2016c, 2016d, 2016e].

Es zeigt sich, dass sich die Preisbildung am Terminmarkt für Spitzenlaststrom ab dem Jahr 2011 bis Mitte des Jahres 2012 gut durch einen jeweils 50%igen Anteil der variablen Kosten alter Steinkohle- und Erdgaskraftwerke erklären lässt. Ab dem Jahr 2014 nimmt der Einfluss der variablen Kosten der Stromerzeugung aus alten Erdgaskraftwerken auf die Bildung des Preises für Spitzenlaststrom weiter ab.

Abschließend lässt sich aus der Analyse der Deckungsbeiträge der fossil befeuerten Kraftwerke festhalten, dass der derzeitige Strommarktpreis nicht genügend Anreize schafft, in neue erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke zu investieren (Abb. 4-7).

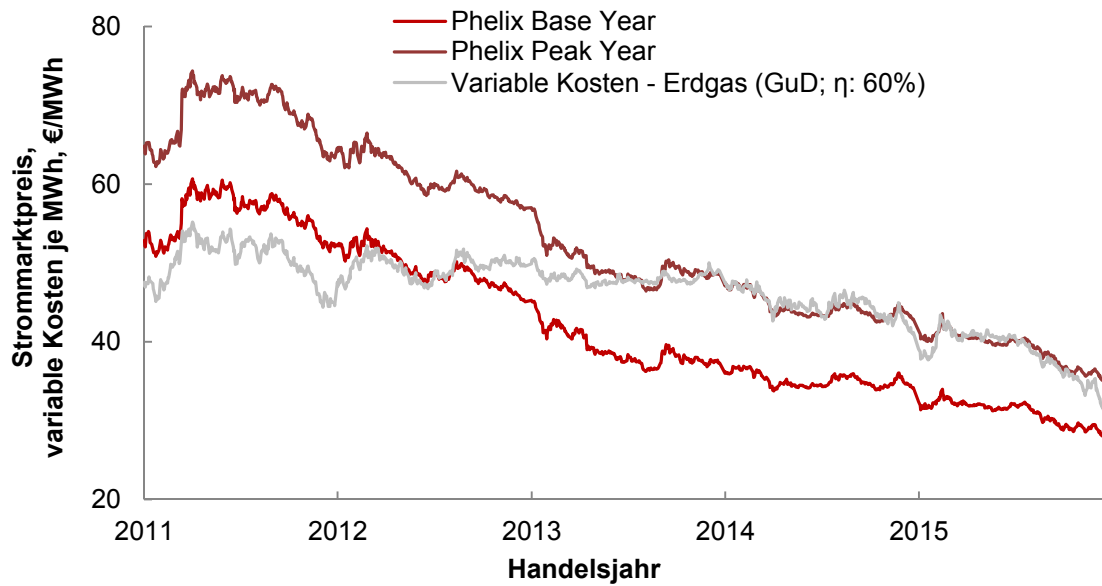


Abb. 4-7. Entwicklung der variablen Kosten der Stromerzeugung aus neuen Erdgaskraftwerken (GuD) je erzeugte MWh und des Strompreises am Terminmarkt im Zeitraum 2011 bis 2015. GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk; η , Wirkungsgrad [Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Terminmarktpreisen des Frontjahres EEX 2014d, 2014e, 2014f, 2015c, 2015d, 2015e, 2016c, 2016d, 2016e].

Die gegenwärtigen Strommarktpreise führen zu geringen oder negativen Deckungsbeiträgen der Erdgaskraftwerke, sodass nur geringe oder keine Beträge zur Deckung der Fixkosten realisiert werden können.

4.2.4 Durchschnittliche Stromgestehungskosten

Anhand des Vergleichs der durchschnittlichen Stromgestehungskosten in €/MWh (LCOE) verschiedener Stromerzeugungsanlagen können Aussagen darüber getroffen werden, zu welchem fixen realen Preis die über die gesamte Nutzungsdauer einer Anlage produzierte Strommenge verkauft werden müsste, um genau eine Kostendeckung der Anlage zu erreichen (Abb. 4-8).

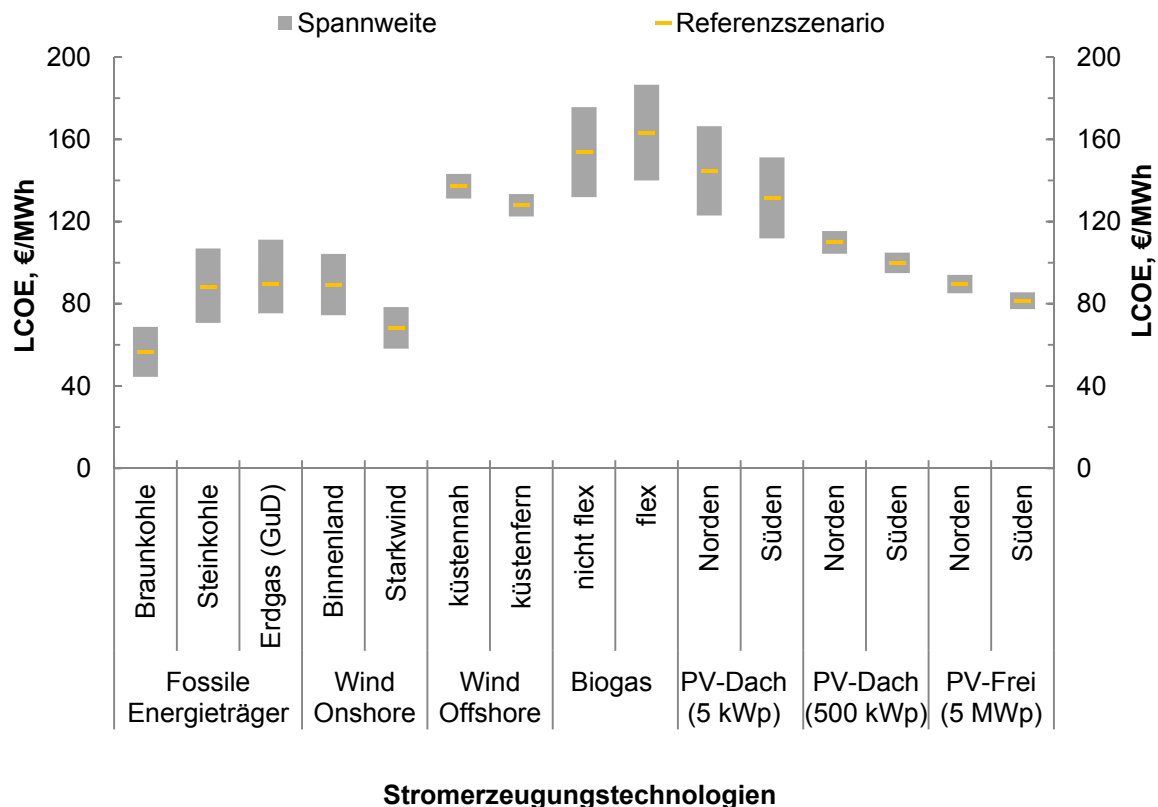


Abb. 4-8. LCOE der modellierten fossil befeuerten Kraftwerke und der erneuerbaren Energien-Anlagen an Standorten in Deutschland mit Inbetriebnahme im Jahr 2015.

GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk; LCOE, levelized cost of electricity; PV-Dach, Photovoltaik-Dachanlage; PV-Frei, Photovoltaik-Freiflächenanlage. Die Spannweite stellt die Spanne der LCOE zwischen Best-Case-Szenario und Worst-Case-Szenario dar.

Bei der Analyse der LCOE zeigt sich, dass bereits heute Windenergieanlagen Onshore sowie Photovoltaik-Freiflächenanlagen an guten Standorten Strom zu geringeren Kosten als neue Steinkohlekraftwerke und neue erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke produzieren können (Abb. 4-8).

4.2.4.1 Fossil befeuerte Kraftwerke

In Deutschland stellt die Stromerzeugung aus Braunkohle die kostengünstigste der untersuchten Stromerzeugungstechnologien dar. Im Referenzszenario liegen die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten bei 56,41 €/MWh (Abb. 4-9). Im Worst Case betragen die LCOE 68,74 €/MWh. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die Variation des Preises für Emis-

sionszertifikate sich am stärksten auf die Stromgestehungskosten auswirkt, da eine Änderung des Entwicklungspfades der Preise für Emissionszertifikate um 20% die durchschnittlichen Stromgestehungskosten um $\pm 7,8\%$ verändert. Auch eine Veränderung der Investitionskosten hat einen maßgeblichen Einfluss auf die LCOE, da sich durch eine Variation dieser um 20% die Stromgestehungskosten um $\pm 7,3\%$ ändern. Die Variation des Brennstoffpreises beeinflusst hingegen aufgrund seiner geringen Höhe die LCOE nur geringfügig. Zwischen der Variation der Stromerzeugung und der hierdurch bedingten Änderung der LCOE besteht kein linearer Zusammenhang. Wird der Entwicklungspfad der Stromerzeugung um 50% (20%) reduziert, steigen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten aus Braunkohle um 50,5% (12,6%). Eine Erhöhung des Entwicklungspfades der Stromerzeugung um 20%, führt zu einer Senkung der LCOE um 8,4%.

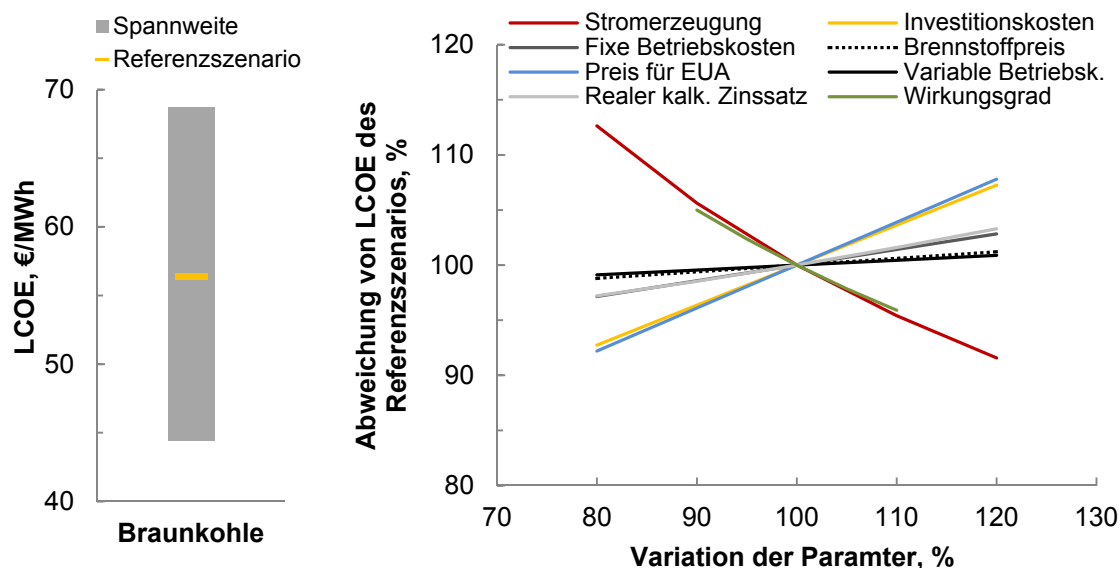


Abb. 4-9. LCOE sowie Sensitivitätsanalyse des Modell-Braunkohlekraftwerkes.

EUA, EU Emission Allowance (Emissionszertifikat); LCOE, levelized cost of electricity. Die Spannweite stellt die Spanne der LCOE zwischen Best-Case-Szenario und Worst-Case-Szenario dar.

Im Referenzszenario betragen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten des modellierten Steinkohlekraftwerkes 88,10 €/MWh, im Worst Case steigen sie auf 106,88 €/MWh (Abb. 4-10). Bei der Stromerzeugung aus Steinkohle spielt im Gegensatz zur Stromerzeugung aus Braunkohle die Variation der Brennstoffpreise eine bedeutende Rolle. Durch eine Variation der Brennstoffkosten um 20% verändern sich die durchschnittlichen Stromgestehungskosten um $\pm 6,5\%$. Die Variation des Preises für Emissionszertifikate um 20% führt zu einer Veränderung der LCOE um $\pm 4,1\%$. Die Reduzierung des Entwicklungspfades der Stromerzeugung um 50% (20%) führt, wie bei Braunkohle, zu einer starken Erhöhung der LCOE von 44,9% (11,2%). Erhöht sich die Stromerzeugung um 20% (50%), sinken die Stromgestehungskosten um 7,5% (15%).

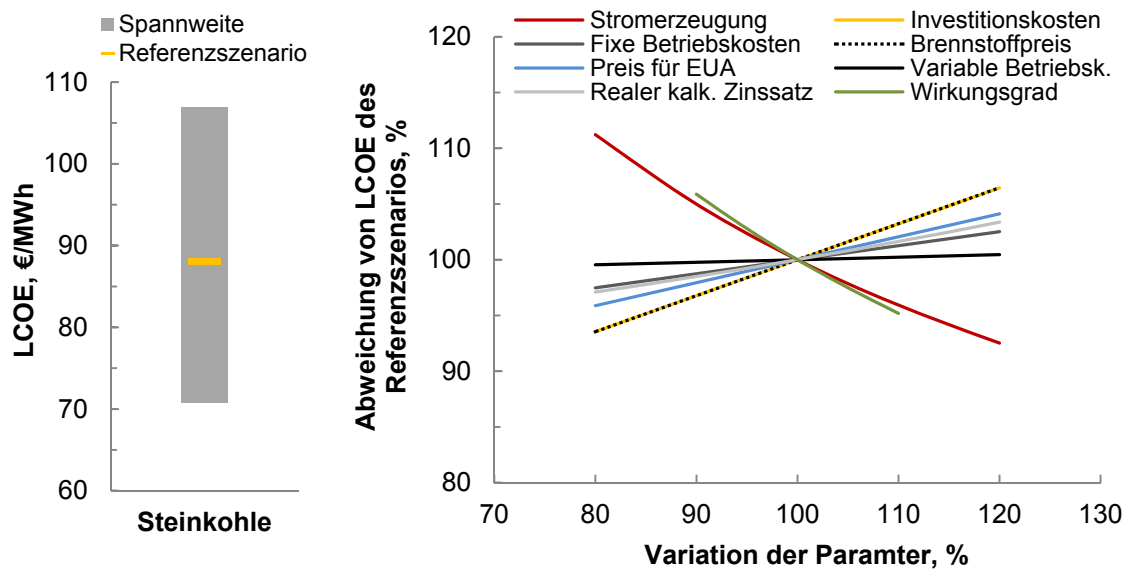


Abb. 4-10. LCOE sowie Sensitivitätsanalyse des Modell-Steinkohlekraftwerkes.

EUA, EU Emission Allowance (Emissionszertifikat); LCOE, levelized cost of electricity. Die Spannweite stellt die Spanne der LCOE zwischen Best-Case-Szenario und Worst-Case-Szenario dar.

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten des modellierten Erdgaskraftwerkes belaufen sich im Referenzszenario auf 89,59 €/MWh und im Worst Case auf 111,20 €/MWh (Abb. 4-11). Anhand der Variation des Entwicklungspfad der Stromerzeugung wird ersichtlich, dass diese einen geringeren Einfluss auf die Veränderung der LCOE des modellierten Erdgaskraftwerkes (GuD) ausübt als bei den Braun- und Steinkohlekraftwerken.

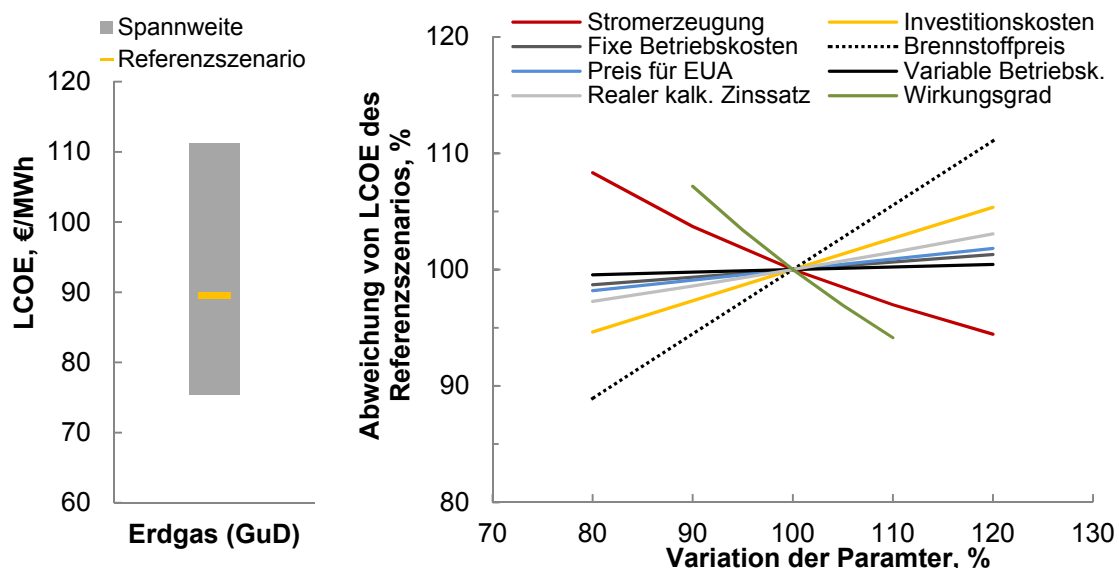


Abb. 4-11. LCOE sowie Sensitivitätsanalyse des Modell-Erdgaskraftwerkes (Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk).

GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk; EUA, EU Emission Allowance (Emissionszertifikat); LCOE, levelized cost of electricity. Die Spannweite stellt die Spanne der LCOE zwischen Best-Case-Szenario und Worst-Case-Szenario dar.

Eine Reduzierung des Entwicklungspfad der Stromerzeugung um 50% (20%) führt zu einer Erhöhung der LCOE um 33,3% (8,3%). Demnach sind Erdgaskraftwerke mit hohen

Brennstoffkosten im Spitzenlastbereich wirtschaftlicher als kapitalintensive Braun- und Steinkohlekraftwerke. Erhöht sich die Stromerzeugung um 20%, sinken die LCOE um 5,6%. Infolgedessen sinken die LCOE des modellierten Erdgaskraftwerkes bei einer Erhöhung der Stromerzeugung in einem geringeren Maße als die LCOE der Kohlekraftwerke, sodass die Erdgaskraftwerke hier Kostennachteile aufweisen. Der Brennstoffpreis für Erdgas übt auf die durchschnittlichen Stromgestehungskosten den höchsten Einfluss aus, sodass eine Variation der Brennstoffpreise um 20% zu einer Änderung der LCOE um $\pm 11,1\%$ führt. Auf eine Veränderung des Preises für Emissionszertifikate reagieren die LCOE des modellierten Erdgaskraftwerkes aufgrund des geringen CO₂-Emissionsfaktors von Erdgas hingegen nur geringfügig. Eine Änderung des Wirkungsgrades um 10% führt bei dem modellierten Erdgaskraftwerk aufgrund der hohen Brennstoffkosten zu einer etwas höheren Veränderung der LCOE als bei Braun- und Steinkohlekraftwerken, da hierdurch die LCOE um 7,2% steigen oder 5,9% sinken. Hingegen spielen die Investitionskosten bei den kapitalintensiven Kohlekraftwerken eine bedeutendere Rolle als bei Erdgaskraftwerken.

Es wird ersichtlich, dass die LCOE des modellierten Erdgaskraftwerkes (GuD) auch im Worst Case, bei hohen CO₂-Preisen, über den LCOE des Steinkohlekraftwerkes liegen. Aufgrund dessen wurden weitere Szenarien berechnet. Unter Annahme des hohen CO₂-Preisniveaus sowie des mittleren (Preis-)Niveaus für alle weiteren Parameter liegen die LCOE des Erdgaskraftwerkes in Höhe von 92,12 €/MWh unter den LCOE von Steinkohle in Höhe von 93,57 €/MWh. Auch hieran zeigt sich, dass ein Fuel-Switch von Steinkohle zu Erdgas maßgeblich von der Entwicklung der Brennstoffpreise von Steinkohle und Erdgas beeinflusst wird.

Laut Aussage eines Interviewpartners bedeutet das Ziel, einen Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 80% bis 2050 zu erreichen, „das Aus für die Braunkohle im Jahr 2050“. Dieses Szenario lässt sich anhand der prognostizierten Entwicklungen der Parameter und unter der Annahme, dass sich der Einsatz der konventionellen Kraftwerke weiterhin durch die grenzkostenbasierte Merit-Order ergibt, nicht darstellen. Die Berechnung der variablen Kosten je MWh über die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer zeigt, dass auch unter Annahme des niedrigen Niveaus der Brennstoffpreise für Steinkohle und Erdgas und des hohen CO₂-Preisniveaus, die variablen Kosten je erzeugte MWh der neuen Braunkohlekraftwerke unter den variablen Kosten der Steinkohle- und Erdgaskraftwerke liegen. Dies kann vor allem damit begründet werden, dass für den Brennstoffpreis für Braunkohle keine reale Preissteigerung angenommen wird. Unter Verwendung der hier prognostizierten Entwicklung der Parameter kann die Stromerzeugung aus neuen Braunkohlekraftwerken nicht durch neue Steinkohle- oder Erdgaskraftwerke verdrängt werden. Erst bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in einer späteren Phase der Transformation des

Stromsystems kann es zu der Situation kommen, dass die Stromerzeugung aus Braunkohle verdrängt wird und die kapitalintensiven Braunkohlekraftwerke aufgrund geringer Betriebsstunden pro Jahr unwirtschaftlich werden.

Unter der Annahme der Parameter des Referenzszenarios und eines harmonisierten CO₂-Preises, der über die gesamte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer der Kraftwerke konstant bleibt, nähern sich die LCOE eines neuen Steinkohlekraftwerkes und eines neuen Erdgaskraftwerkes bei einem CO₂-Preis von rund 29 €/t CO₂ an (Abb. 4-12).

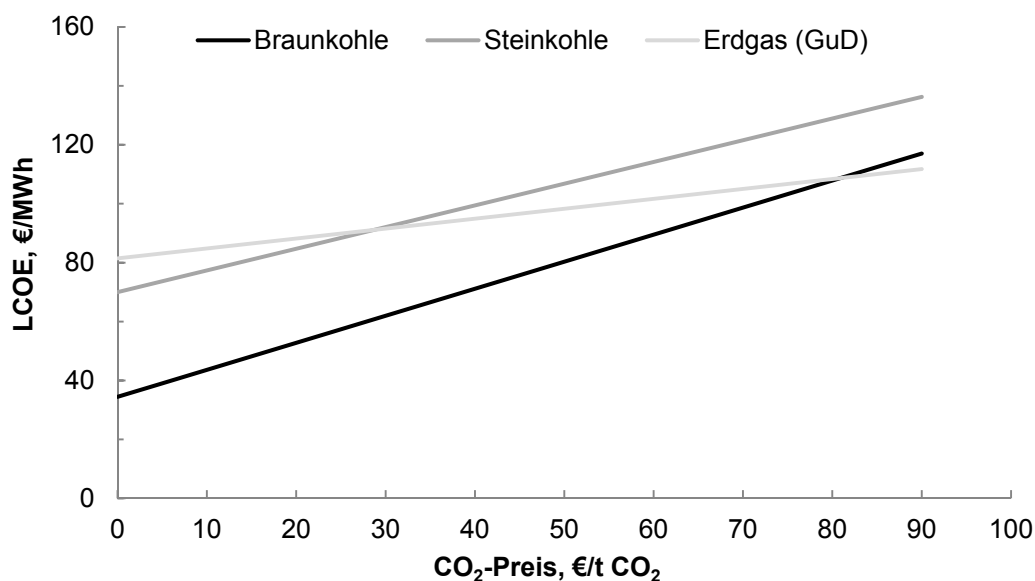


Abb. 4-12. Entwicklung der LCOE der modellierten Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie des Erdgaskraftwerkes in Abhängigkeit verschiedener harmonisierter CO₂-Preise.

GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk; LCOE, levelized cost of electricity. Die Berechnung der LCOE erfolgt unter Annahme der Parameter des Referenzszenarios sowie verschiedener CO₂-Preise, die über die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer der Kraftwerke konstant bleiben.

Die LCOE eines neuen Braunkohlekraftwerkes und eines neuen Erdgaskraftwerkes (GuD) weisen hingegen erst bei einem CO₂-Preis von rund 80 €/t CO₂ den gleichen Wert auf.

4.2.4.2 Erneuerbare Energien

Die modellierte Windenergieanlage Onshore am windreichen Standort mit angenommenen Volllaststunden von 2.500 h pro Jahr weist von allen erneuerbaren Energien-Anlagen die geringsten durchschnittlichen Stromgestehungskosten auf. Im Referenzszenario liegen diese bei 68,26 €/MWh (Abb. 4-13). Im Best-Case-Szenario erreichen die LCOE dieser Windenergieanlage mit 58,14 €/MWh fast die LCOE des modellierten Braunkohlekraftwerkes von 56,41 €/MWh (Referenzszenario). Im Worst-Case-Szenario liegen die LCOE des Braunkohlekraftwerkes mit 68,74 €/MWh über den LCOE der Windenergieanlage am windreichen Standort (Referenzszenario). Im windärmeren Binnenland bei angenommenen 1.700 Volllaststunden pro Jahr liegen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der Windenergie-

anlage an Land zwischen 74,47 und 104,24 €/MWh. Die Sensitivitätsanalyse für die modellierte Windenergieanlage an Land mit einer jährlichen Stromerzeugung von 1.700 kWh/kW zeigt, dass durch eine Reduzierung der Stromerzeugung um 10% (20%), die LCOE um 8,2% (18,4%) steigen (Abb. 4-13). Eine Erhöhung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land um 10% (20%) führt hingegen zu einer Reduzierung der LCOE um 6,7% (12,3%).

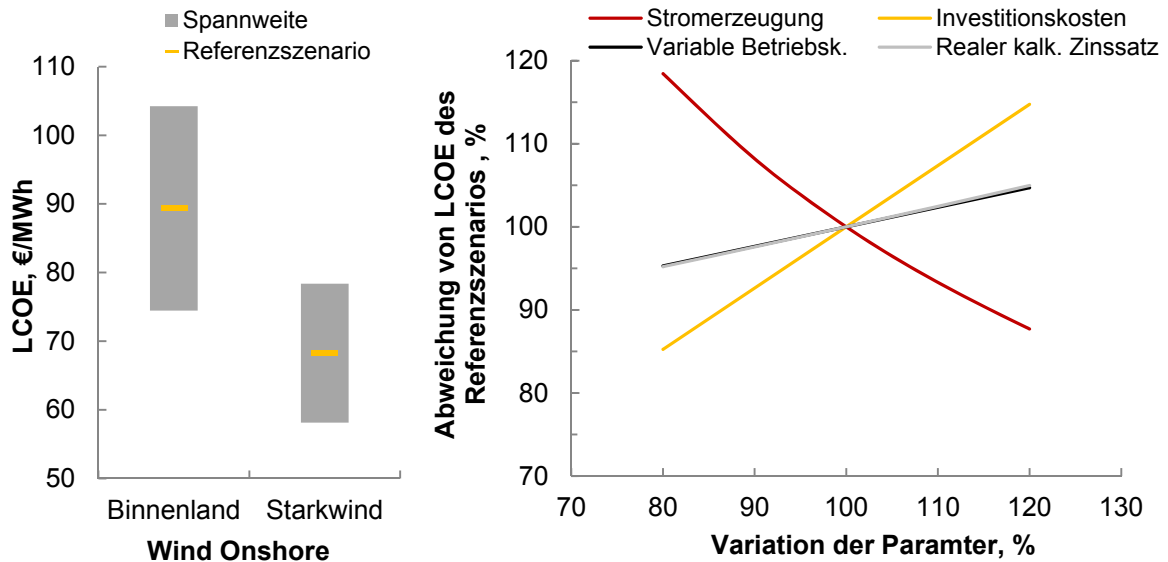


Abb. 4-13. LCOE der modellierten Windenergieanlagen Onshore sowie Sensitivitätsanalyse der Modell-Windenergieanlage mit einer jährlichen Stromerzeugung von 1.700 kWh/kW.

LCOE, levelized cost of electricity. Die Spannweite stellt die Spanne der LCOE zwischen Best-Case-Szenario und Worst-Case-Szenario dar.

Eine Variation der Investitionskosten um $\pm 20\%$ verursacht eine Veränderung der Stromgestehungskosten um $\pm 14,8\%$. Somit liegt das Hauptaugenmerk auf der Reduzierung der Investitionskosten, da hier das größte Kostensenkungspotential besteht.

Ein Interviewpartner erläutert, dass insbesondere Windenergieanlagen auf See nicht wirtschaftlich betrieben werden können, wenn die Einspeisung von Strom aus diesen Anlagen wegen eines Netzengpasses um 5 bis 10% reduziert wird und hierfür keine Kompensationszahlung erfolgt, da die Stromerzeugung einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage hat. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der modellierten Windenergieanlagen auf See liegen im Referenzszenario für die küstennahe Anlage mit einer jährlichen Stromerzeugung von 4.000 kWh/kW bei 137,19 €/MWh und für die küstenferne Anlage mit einer Stromerzeugung von 4.400 kWh/kW bei 127,93 €/MWh (Abb. 4-14). Eine Verringerung der Stromerzeugung der küstennahen Windenergieanlage auf See um 10% (20%) führt zu einer Erhöhung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten um 8,2% (18,6%), eine Erhöhung der Stromerzeugung um 10% (20%) zu einer Senkung der Stromgestehungskosten um 6,7% (12,4%). Auch bei den Windenergieanlagen auf See liegt das

höchste Kostensenkungspotential bei den Investitionskosten, da eine Erhöhung oder Minderung dieser um 20% zu einer Veränderung der Stromgestehungskosten um $\pm 14,8\%$ führt (Abb. 4-14).

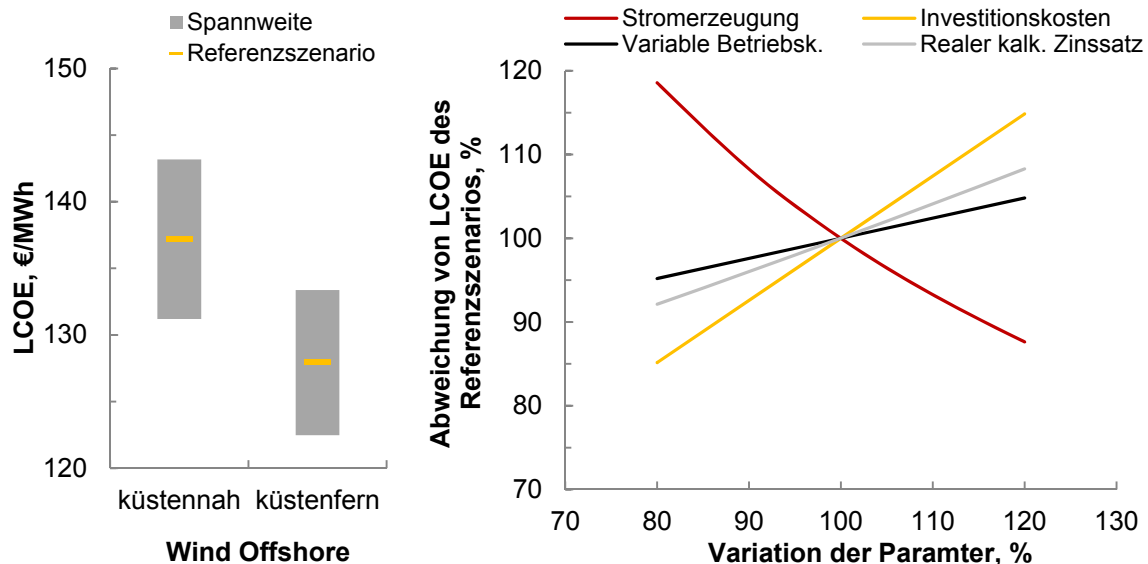


Abb. 4-14. LCOE der modellierten Windenergieanlagen Offshore sowie Sensitivitätsanalyse der küstennahen Modell-Windenergieanlage mit einer jährlichen Stromerzeugung von 4.000 kWh/kW.

LCOE, levelized cost of electricity. Die Spannweite stellt die Spanne der LCOE zwischen Best-Case-Szenario und Worst-Case-Szenario dar.

Die Stromerzeugung aus Biogas weist im Vergleich mit den hier untersuchten Stromerzeugungstechnologien die höchsten durchschnittlichen Stromgestehungskosten auf. Die LCOE der Biogasanlage ohne Flexibilisierung beträgt im Referenzszenario 153,78 €/MWh und die LCOE der Biogasanlage mit Flexibilisierung 163,25 €/MWh (Abb. 4-15). Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die LCOE nicht die Vorteile der Stromerzeugung aus Biogas, wie die Möglichkeit der Regelbarkeit und die Bereitstellung von Systemdienstleistung sowie die einfache Integration dieser Stromerzeugungstechnologie in das Stromsystem, abbilden. Aus der Sensitivitätsanalyse geht hervor, dass die Variation der Substratpreise den höchsten Einfluss auf die LCOE der modellierten Biogasanlagen ausübt. So führt eine Variation der Substratpreise bei der modellierten Biogasanlage ohne Flexibilisierung um 20% zu einer Änderung der Stromgestehungskosten um $\pm 12,7\%$ (Biogasanlage flex: $\pm 11,9\%$). Demnach birgt der Substratpreis das höchste Kostensenkungspotential. Sinkt die jährliche Stromerzeugung der Biogasanlage ohne Flexibilisierung um 20% (10%) auf 6.400 kWh/kW (7.200 kWh/kW), erhöhen sich die Stromgestehungskosten um 7,9% (3,5%). Durch eine Variation der Investitionskosten um $\pm 20\%$ ergibt sich eine Abweichung der LCOE vom Referenzwert von $\pm 5,7\%$. Somit wirkt sich eine Änderung der Investitionskosten auf die Stromgestehungskosten der Biogasanlagen im Vergleich zu den Windenergieanlagen geringer aus. Wird die Biogasanlage anstatt des im Referenzszenario angenommenen Wirkungsgrades von 40% mit einem

Wirkungsgrad von 44% betrieben, reduzieren sich die Stromgestehungskosten um 5,8%. Ein um 10% reduzierter Wirkungsgrad führt zu einer Erhöhung der LCOE um 7,0%.

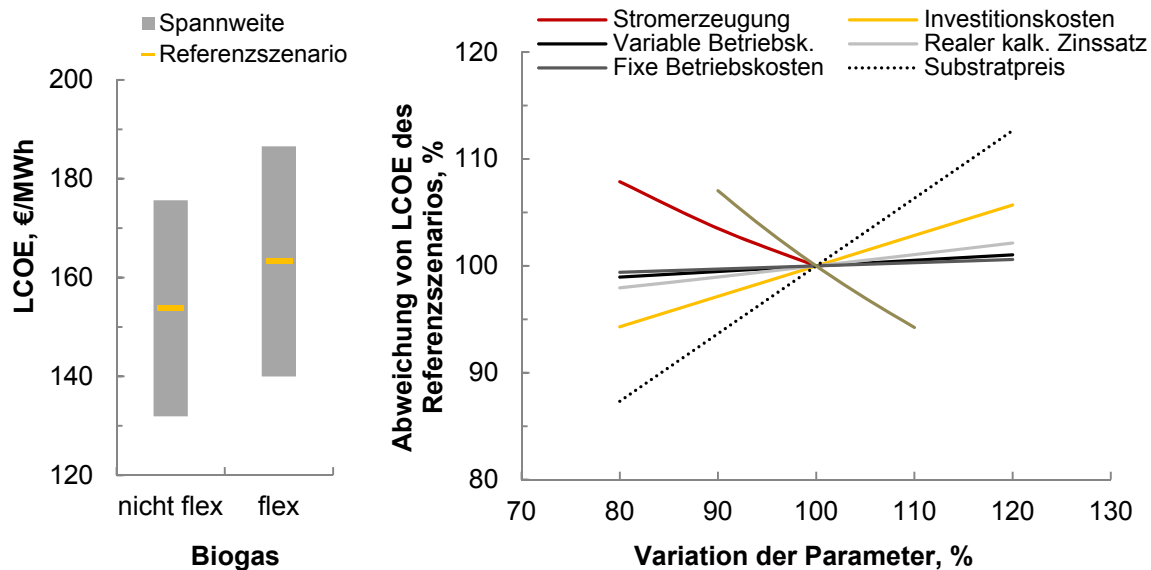


Abb. 4-15. LCOE der modellierten Biogasanlagen sowie Sensitivitätsanalyse der Modell-Biogasanlage mit 500 kW ohne Flexibilisierung und einer Stromerzeugung von 8.000 kWh/kW. LCOE, levelized cost of electricity. Die Spannweite stellt die Spanne der LCOE zwischen Best-Case-Szenario und Worst-Case-Szenario dar.

Die Kosten der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie sanken in der Vergangenheit aufgrund der im Zeitverlauf stark verbilligten Modulpreise erheblich (KOST ET AL. 2013, S. 19). So können Photovoltaik-Freiflächenanlagen im Süden Deutschlands über die angenommene betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 20 Jahren im Referenzszenario schon Strom für 81,50 €/MWh erzeugen und liegen somit unter den LCOE des modellierten Steinkohlekraftwerkes im Referenzszenario (Abb. 4-16). Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der kleinen Photovoltaik-Dachanlagen mit einer installierten Leistung von 5 kWp variieren aufgrund der großen Bandbreite der Investitionskosten in Abhängigkeit des Szenarios stark. Im Referenzszenario liegen die LCOE im Süden Deutschlands bei 131,49 €/MWh und im Norden Deutschlands bei 144,64 €/MWh. Jedoch ist schon heute die Stromerzeugung aus kleinen Photovoltaik-Dachanlagen günstiger als der Haushaltsstrompreis, der im Jahr 2015 bei 28,68 Cent/kWh liegt (BDEW 2016, S. 7). Die Sensitivitätsanalysen der modellierten Photovoltaikanlagen, jeweils mit einer Globalstrahlung von 1.000 kWh/m²a, weisen bei der Variation des Parameters Stromerzeugung die gleichen Abweichungen der LCOE vom Referenzwert auf, da bei der Berechnung der LCOE der Photovoltaikanlagen nur fixe und keine variablen Betriebskosten angesetzt werden. So führt eine Reduzierung der Stromerzeugung um 20% zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten um 25%. Bei einer 20%igen Erhöhung der Stromerzeugung, reduzieren sich die LCOE um 16,7%. Die Variation der weiteren Parameter führt bei den modellierten Photovoltaikanlagen zu ähnlichen Ergebnissen. Wie bei den Windenergieanlagen liegt ein hohes Kostensenkungspotential bei den Investitionskosten, da

eine Variation dieser um 20% zu einer Veränderung der Stromgestehungskosten der Photovoltaik-Dachanlage bei einer Globalstrahlung von $1.000 \text{ kWh/m}^2 \text{ a}$ um $\pm 16,3\%$ führt.

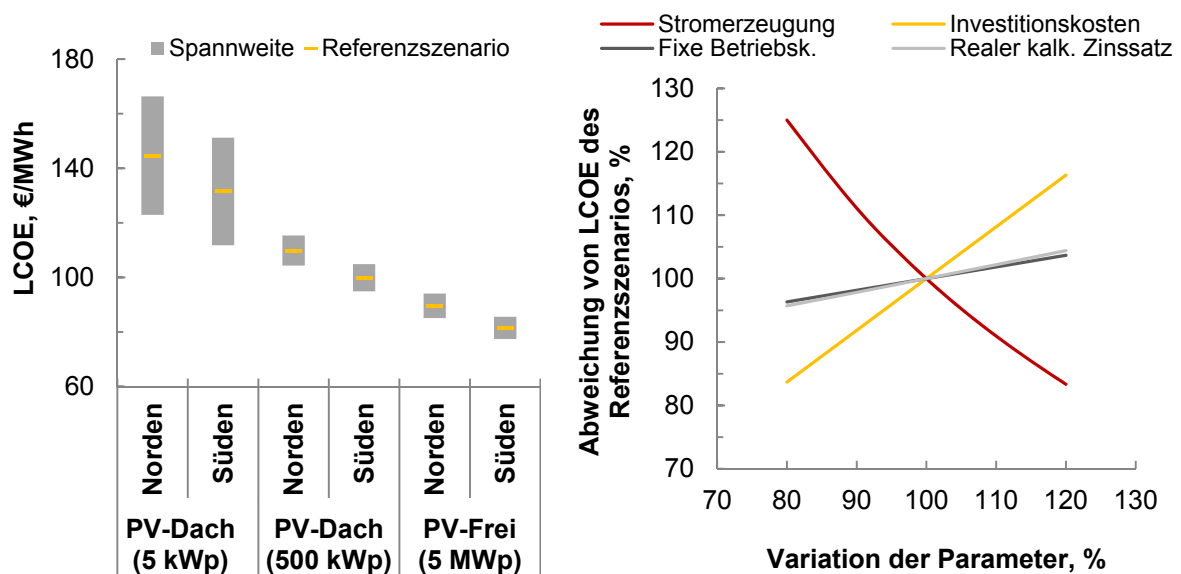


Abb. 4-16. LCOE der modellierten Photovoltaikanlagen sowie Sensitivitätsanalyse der Modell-Photovoltaik-Dachanlage mit einer installierten Leistung von 5 kWp mit Standort im Norden Deutschlands (Globalstrahlung: $1.000 \text{ kWh/m}^2 \text{ a}$).

LCOE, levelized cost of electricity; PV-Dach, Photovoltaik-Dachanlage; PV-Frei, Photovoltaik-Freiflächenanlage. Die Spannweite stellt die Spanne der LCOE zwischen Best-Case-Szenario und Worst-Case-Szenario dar.

Laut Aussage der Experten ist bei der Prognose der zukünftigen Strommarktpreisentwicklung zu beachten, dass der Strompreis am Spotmarkt bei einem hohen Angebot aus fluktuierenden erneuerbaren Energien sinkt. Dadurch unterscheiden sich der durchschnittliche Preis je MWh, den die fluktuierenden erneuerbaren Energien am Spotmarkt erzielen und der durchschnittliche Strompreis am Spotmarkt. Dies wird anhand der Betrachtung des Marktwertes für Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien deutlich (Abb. 4-17). MW_{EPEX} ist, wie bereits in Kapitel 2.4.3.4 erläutert, der tatsächliche Monatsmittelwert der Strompreise der einzelnen Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX SPOT SE für die Preiszone Deutschland/Österreich. Der Marktwert des Stroms aus Windenergie Onshore, $MW_{Wind \text{ Onshore}}$ (siehe zur Berechnung Kapitel 2.4.3.4, Gleichung (6)), lag im Zeitraum 2012 bis 2015, mit Ausnahme des Monats Mai 2012, unter MW_{EPEX} . Zur Ermittlung des relativen Marktwertes wird nach SENSFUß UND RAGWITZ (2011, S. 3) der Marktwert des jeweiligen erneuerbaren Energieträgers zu MW_{EPEX} ins Verhältnis gesetzt. Hierbei zeigt sich, dass die niedrigsten relativen $MW_{Wind \text{ Onshore}}$ in den Monaten vorlagen, in welchen die Windenergieanlagen an Land überdurchschnittlich viel Strom erzeugten. Der Mittelwert der monatlichen relativen $MW_{Wind \text{ Onshore}}$ sank im betrachteten Zeitraum 2012 bis 2015 von 89,3% im Jahr 2012 auf 86,3% im Jahr 2015. Auch $MW_{Wind \text{ Offshore}}$ lag in den Jahren 2013 bis 2015 regelmäßig unter MW_{EPEX} . Der Spread zwischen $MW_{Wind \text{ Offshore}}$ und MW_{EPEX} ist jedoch nicht in glei-

cher Weise ausgeprägt wie bei Windenergie Onshore. So betrug der Mittelwert der monatlichen relativen $MW_{\text{Wind Offshore}}$ 93,29% im Jahr 2013 und 92,86% im Jahr 2015 (Abb. 4-17).

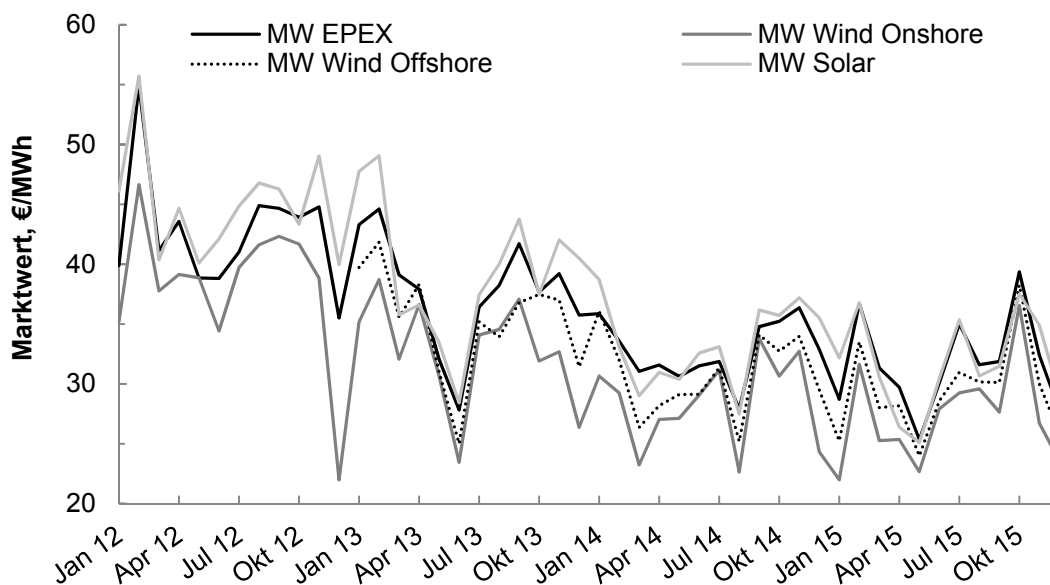


Abb. 4-17. Entwicklung der Marktwerte für Strom aus steuerbaren und fluktuierenden erneuerbaren Energien im Zeitraum 2012 bis 2015.

MW; Marktwert. MW_{EPEX} ist der tatsächliche Monatsmittelwert der Strommarktpreise der einzelnen Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX SPOT SE für die Preiszone Deutschland/Österreich. Die Darstellung des $MW_{\text{Wind Offshore}}$ erfolgt erst ab 2013, da die Stromerzeugung aus Windenergie Offshore im Jahr 2012 noch in $MW_{\text{Wind Onshore}}$ erfasst wurde [Quelle: ÜNB 2015b, 2016].

Hingegen lag MW_{Solar} im Zeitraum 2012 bis 2015 regelmäßig über MW_{EPEX} . Jedoch nahm der relative MW_{Solar} im Betrachtungszeitraum stetig ab. Im Jahr 2012 betrug der Mittelwert der monatlichen relativen MW_{Solar} noch 105,6%, sank jedoch bis zum Jahr 2015 auf 100,3%.

Bei Vergleich der durchschnittlichen Stromgestehungskosten der modellierten Stromerzeugungstechnologien mit den derzeitigen Strommarktpreisen wird deutlich, dass der durchschnittliche Spotmarktpreis (Phelix Day Base) im Jahr 2015 mit 31,63 €/MWh (EPEX SPOT 2016) sowie der durchschnittliche Terminmarktpreis (Phelix Base Year) im Jahr 2015 für die Lieferperiode 2016 mit 30,97 €/MWh (EEX 2016e) nicht ausreichend wären, um die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der modellierten Anlagen zu decken. Ferner wird bei Betrachtung der Strompreise am Terminmarkt für die Lieferperioden bis 2019 ersichtlich, dass die Börsenstrompreise (Base) weiterhin auf einem niedrigen Niveau, bei rund 30 €/MWh (EEX 2016e), liegen. Somit besteht für die Investition in neue fossil befeuerte Kraftwerke nur ein Anreiz, wenn zukünftig von einem höheren Strommarktpreisniveau ausgegangen wird. Auch die modellierten erneuerbaren Energien-Anlagen können sich derzeit nicht allein über den Strommarkt refinanzieren, sodass es weiterhin einer Förderung der erneuerbaren Energien bedarf, um Anreize zur Investition in diese zu schaffen. Aufgrund der Analyse der Marktwerte der fluktuierenden erneuerbaren Energien scheint fraglich, ob sich

Anlagen zur Erzeugung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien jemals über einen grenzkostenbasierten Strommarkt refinanzieren können. Grund hierfür ist, dass bei einem weiteren Anstieg der Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien von einer Zunahme der Differenz zwischen dem durchschnittlichen Strommarktpreis und dem Marktwert des Stroms aus diesen fluktuierenden erneuerbaren Energien, insbesondere aus Windenergieanlagen, ausgegangen werden kann.

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen, dass ein höheres CO₂-Preisniveau zu einem Fuel-Switch von Kohle zu Erdgas führen kann. Aufgrund dessen wird im nachfolgenden Kapitel 5 diskutiert, welche Maßnahmen ergriffen werden können, um den europäischen Emissionshandel zu reformieren, damit dieser langfristig Anreize schafft, in emissionsärmere Technologien zu investieren. Ferner wird diskutiert, ob sich der Preis für Emissionszertifikate durch die neueste EEG-Reform stärker als bisher auf die Investition in erneuerbare Energien auswirkt. Im Anschluss hieran werden Überlegungen angestellt, welches Strommarktdesign zur Bewältigung der Herausforderungen, die mit der Energiewende verbunden sind, als geeignet erscheint.

5 Diskussion

5.1 Reform des Emissionshandels

5.1.1 Bewertung der aktuellen Situation

Durch den europäischen Emissionshandel wird erreicht, dass die vom Emissionshandel betroffenen Akteure durch ihre Tätigkeit nicht mehr CO₂ verursachen als die festgelegte CO₂-Obergrenze. Da der europäische Emissionshandel nicht sämtliche CO₂-verursachenden Tätigkeiten erfasst, kann nur ökologisch treffsicher gesteuert werden, wie viele CO₂-Emissionen die vom europäischen Emissionshandel erfassten Sektoren, ohne Zahlung einer Strafe, verursachen dürfen (ENDRES 2007, S. 287). Somit liegt nur hinsichtlich des für den europäischen Emissionshandel festgelegten Umweltziels ökologische Treffsicherheit vor. Um das Kriterium der ökologischen Treffsicherheit in einem höheren Maße zu erfüllen, sollte der europäische Emissionshandel auf andere Sektoren, wie beispielsweise den Verkehr und die Landwirtschaft, ausgeweitet werden. Natürlich wäre die Einführung eines weltweiten Emissionshandels, der sämtliche Sektoren erfasst, das ideale umweltpolitische Instrument, um das Ziel, die globalen, anthropogen verursachten Treibhausgasemissionen zu reduzieren, ökologisch treffsicher zu erreichen und somit, wie auf der Klimakonferenz in Paris vereinbart, den Anstieg der globalen durchschnittlichen Temperatur auf deutlich unter 2 °C respektive 1,5 °C gegenüber der vorindustriellen Zeit zu begrenzen (Art. 2 Abs. 1 Buchst. a Paris Agreement).

Bezüglich des Bewertungskriteriums der Kosteneffizienz ist anzumerken, dass der europäische Emissionshandel kurzfristig zu einer kosteneffizienten Reduktion von CO₂-Emissionen führt (GROSJEAN ET AL. 2014, S. 6), da sich der CO₂-Preis auf die Wirtschaftlichkeit der fossil befeuerten Kraftwerke auswirkt und diese die Grundlage für die Einsatzplanung der Kraftwerke darstellt. Somit werden die konventionellen Kraftwerke Strom erzeugen und die residuale Stromnachfrage decken, welche unter Berücksichtigung des CO₂-Preises die geringsten Stromerzeugungskosten aufweisen, sodass das Emissionsziel zu minimalen Kosten erreicht wird.

Im Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der EU wurde der Preis für Emissionszertifikate auf 33 €/t CO₂ im Jahr 2010 geschätzt (KOM(2000) 87 endgültig, S. 31). Andere Preisprognosen gingen von Preisen in Höhe von rund 35 €/t CO₂ im Jahr 2012 aus (DE PERTHUIS UND TROTIGNON 2014, S. 101). Hingegen betrug der Mittelwert der EUA-Jahresfutures des Frontjahres am Sekundärmarkt der EEX (2014d, 2015c, 2016c) in der zweiten Handelsperiode 16,99 €/t CO₂ (SD 4,60 €/t CO₂) und für die Lieferperiode 2013 bis 2016: 6,66 €/t CO₂ (SD 1,50 €/t CO₂). Der Terminmarktpreis für EUA mit Liefertermin De-

zember 2020 betrug am 30.12.2015: 8,87 €/t CO₂ (EEX 2016c). Diese Preisentwicklung impliziert, dass die beteiligten Akteure nur eine moderate langfristige Knappheit der Emissionszertifikate auf dem Markt erwarten (EDENHOFER 2014, S. 663). Die Ergebnisse der Deckungsbeitragsrechnung zeigen, dass die derzeit geringen Brennstoffpreise für Kohle, begünstigt durch das niedrige Niveau des CO₂-Preises, in Deutschland zu einer Verdrängung der Stromerzeugung aus Erdgas durch Kohle führen. Auch in anderen EU-Ländern, wie Großbritannien und Spanien, aber auch in den Niederlanden ist diese Verdrängung zu beobachten (HELM 2012, S. 664; IEA 2014a, S. 223 f.).

Nach den eigenen Ergebnissen wie auch nach GROSJEAN ET AL. (2014, S. 6 f.) ist der derzeitige CO₂-Preis zu niedrig, um in die Entwicklung und den Einsatz emissionsarmer Technologien zu investieren. Mithin erfüllt der europäische Emissionshandel das Kriterium der dynamischen Anreizwirkung nicht, da die Emittenten nicht initiiert werden, CO₂-Vermeidungsmaßnahmen zu entwickeln und anzuwenden. Die Entwicklung und Nutzung emissionsarmer Technologien ist jedoch für eine langfristige Dekarbonisierung der vom Emissionshandel betroffenen Sektoren sowie eine Minimierung der langfristigen Kosten essentiell (GROSJEAN ET AL. 2014, S. 7).

Der aktuelle Überschuss an Emissionszertifikaten, der maßgeblich zum Preisverfall der Emissionszertifikate beiträgt (DEHST 2014a, S. 4), wurde insbesondere durch drei Faktoren bestimmt: (i) die Wirtschafts- und Finanzkrise (ALDY UND STAVINS 2012, S. 164), (ii) den Import von Emissionsgutschriften (NEUHOFF ET AL. 2012, S. 4) und (iii) den Ausbau der erneuerbaren Energien (WEIGT ET AL. 2013, S. 149). Ferner trägt die politische Unsicherheit ebenso wie der Mangel an Glaubwürdigkeit bezüglich der zukünftigen Emissionsreduktionsziele und der langfristigen Klimaschutzpolitik der Europäischen Union zum Preisverfall bei (GROSJEAN ET AL. 2014, S. 2). Unter der Annahme, dass die mangelnde Glaubwürdigkeit und die politische Unsicherheit den CO₂-Preis entscheidend beeinflussen und diese zu einem ineffizient niedrigen Preis führen, ist nach Auffassung von GROSJEAN ET AL. (2014, S. 9) ein regulatorischer Eingriff in den europäischen Emissionshandel zur Lösung dieser Probleme eindeutig gerechtfertigt. Auch der Mitteilung der Europäischen Kommission bezüglich des Fahrplans für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050 ist zu entnehmen, dass der europäische Emissionshandel Investitionen in CO₂-arme Technologien anstoßen soll. Damit der Emissionshandel diese Aufgabe in Hinblick auf die Emissionsreduktionsziele bis 2050 erfüllen kann, sind ein hinreichendes CO₂-Preissignal und eine langfristige Absehbarkeit erforderlich (KOM(2011) 112 endgültig, S. 7).

Nach eigenen Berechnungen lag zum Ende des Jahres 2014, unter Berücksichtigung des nachfolgend dargestellten Backloading, ein Überschuss von über 2 Mrd. Emissionszertifikaten vor. Da eine Übertragung der Emissionszertifikate in die nächste Handelsperiode möglich ist, können die vom Emissionshandel betroffenen Akteure die Emissionszertifikate unbegrenzt zur Erfüllung der Abgabeverpflichtung nutzen. Nach Einschätzung der Europäischen Kommission (COM(2014) 20 final, S. 1) wird der Überschuss von rund 2 Mrd. Zertifikaten zu Beginn der dritten Handelsperiode voraussichtlich in den nächsten Jahren bis 2020 auf mehr als 2,6 Mrd. Zertifikate ansteigen. Zwar erwartet die Europäische Kommission, dass dieser Überschuss sodann in den Jahren nach 2020 wieder sinkt, trotz dessen schätzt sie das Überangebot im Jahr 2030 noch auf rund 2 Mrd. Emissionszertifikate (COM(2014) 20 final, S. 4). Nach KEMFERT ET AL. (2014, S. 181) könnte der Preis für Emissionszertifikate aufgrund des fortwährenden Überangebotes dauerhaft auf sehr niedrigem Niveau verharren. Aktuellere Analysen erwarten nicht, dass der CO₂-Preis 20 €/t CO₂ bis 2020 überschreitet (CAPROS ET AL. 2014, S. 32; GALLIER ET AL. 2014, S. 9). Aufgrund dessen wurde im Februar 2014 durch VO (EU) 176/2014 das sogenannte Backloading beschlossen. Hierdurch wird die Menge der im Zeitraum 2014 bis 2020 zu versteigernden Zertifikate dahingehend angepasst, dass diese im Jahr 2014 um 400 Mio., im Jahr 2015 um 300 Mio. und im Jahr 2016 um 200 Mio. Zertifikate gekürzt wird. Die Rückführung der Kürzungsmenge von insgesamt 900 Mio. Zertifikaten erfolgt in den Jahren 2019 und 2020, indem die Versteigerungsmenge des Jahres 2019 um 300 Mio. und die des Jahres 2020 um 600 Mio. erhöht wird (Art. 10 Abs. 2 i. V. m. Anhang IV VO (EU) 1031/2010). Da das Backloading nur dazu führt, dass die Zertifikate zu einem späteren Zeitpunkt versteigert werden, bleibt die zu versteigernde Menge und somit auch die Überschussmenge – über die Handelsperiode gesehen – unverändert (DEHST 2014a, S. 5). Mithin dürfte das Backloading lediglich zu temporären Preiseffekten führen (KEMFERT ET AL. 2014, S. 181).

5.1.2 Lösungsansätze

Die Stabilisierung des CO₂-Preises kann insbesondere über zwei Mechanismen erfolgen: (1) einen streng mengenbasierten (quantitativen) Mechanismus, wie die Anhebung des Reduktionsziels, die Stilllegung von Zertifikaten (set aside), die vorzeitige Änderung des jährlichen linearen Reduktionsfaktors, die Ausweitung des Anwendungsbereichs des europäischen Emissionshandels auf andere Sektoren und die Beschränkung der Nutzung von Emissionsgutschriften (COM(2012) 652 final, S. 7-10) oder (2) die Aufnahme eines Preisregulierungsmechanismus in das bestehende System des Emissionshandels (GROSJEAN ET AL. 2014, S. 11; COM(2012) 652 final, S. 10). Auch Maßnahmen zur Stärkung der Glaubwürdigkeit in den europäischen Emissionshandel und die langfristige Klimaschutzpolitik können den CO₂-Preis stabilisieren.

5.1.2.1 Marktstabilitätsreserve

Um die hohen strukturellen Überschüsse an Emissionszertifikaten abzubauen und auf Phasen schwankender Nachfrage, aber auch auf Auswirkungen auf die Angebotsseite, beispielsweise durch flankierende Maßnahmen oder das Einströmen von Emissionsgutschriften, reagieren zu können, legte die Europäische Kommission einen Vorschlag für einen Beschluss zur Einführung der sogenannten Marktstabilitätsreserve (MSR) vor (COM(2014) 20 final). Am 6. Oktober 2015 unterzeichneten der Präsident des Parlaments und der Präsident des Rates den Beschluss (Beschluss (EU) 2015/1814). Die MSR funktioniert nach einem mengenbasierten Mechanismus, da diese Anpassungen der jährlichen Versteigerungsmenge auslöst. Zentrale Größe der MSR ist die „Gesamtmenge der in Umlauf befindlichen Zertifikate“, da diese für die Anpassung der Versteigerungsmenge maßgeblich ist (DEHST 2014a, S. 5). Die Kommission veröffentlicht jährlich bis zum 15. Mai des Folgejahres die Gesamtmenge der in Umlauf befindlichen Zertifikate (nachfolgend: Umlaufmenge) (Art. 1 Abs. 4 Beschluss (EU) 2015/1814). Die veröffentlichte Umlaufmenge im Jahr x entspricht dem kumulierten Überschuss an Emissionszertifikaten und ergibt sich somit aus der Summe der vergebenen Zertifikate und der genutzten Emissionsgutschriften abzüglich der verifizierten Emissionen der stationären Anlagen im Zeitraum seit dem 1. Januar 2008 bis zum 31. Dezember des Jahres $x-1$ (DEHST 2014a, S. 5). Sodann wird jedes Jahr eine Zertifikatmenge in Höhe von 12% der aktuell veröffentlichten Umlaufmenge über einen am 1. September des Jahres x beginnenden Zeitraum von 12 Monaten hinweg von der Versteigerungsmenge abgezogen und in eine Reserve eingestellt, es sei denn, die in die Reserve einzustellende Zertifikatmenge wäre kleiner als 100 Millionen (Art. 1 Abs. 5 Beschluss (EU) 2015/1814). Somit erfolgt eine Einstellung in die Reserve, wenn die Umlaufmenge einen Schwellenwert von 833 Millionen Zertifikate übersteigt (COM(2014) 20 final, S. 3). Im Jahr der erstmaligen Anwendung der Reserve werden zwischen 1. Januar und 1. September Zertifikate in Höhe von 8% der aktuell veröffentlichten Umlaufmenge in die Reserve eingestellt (Art. 1 Abs. 5 Beschluss (EU) 2015/1814). Sind in einem Jahr weniger als 400 Millionen Zertifikate in Umlauf, werden 100 Millionen Zertifikate aus der MSR zur Versteigerung freigegeben. Befinden sich weniger als 100 Millionen Zertifikate in der MSR, werden alle in der MSR befindlichen Zertifikate freigegeben (Art. 1 Abs. 6 Beschluss (EU) 2015/1814). Der Zielkorridor von 400 bis 833 Millionen Zertifikate definiert somit die tolerierte Überschussmenge. Diese wird gewährt, damit eine Liquiditätsreserve vorliegt und die beteiligten Akteure ihren Hedging-Bedarf abdecken können (DEHST 2014a, S. 12), da die Energieversorgungsunternehmen ihren Strom, wie dargestellt, mehrere Jahre im Voraus verkaufen und gleichzeitig die für die verkaufte Strommenge benötigten Emissionszertifikate physisch beschaffen oder preislich absichern. Wie hoch die Umlaufmenge zur Gewährleistung eines funktionierenden Marktes unter Vermeidung übermäßiger Preisausschläge sein müsste, ist fraglich, da insbesondere die Höhe der tatsächlichen Hedging-Nachfrage und ihre Entwicklung unbekannt sind (DEHST

2014a, S. 12 f.). Die Analysen von NEUHOFF ET AL. (2012, S. 7) deuten darauf hin, dass die Hedging-Nachfrage zwischen 0,5 bis 1,8 Mrd. Zertifikaten rangiert.

Der Beschluss enthält zudem eine Regelung, dass eine Versteigerung von 100 Millionen Emissionszertifikaten aus der MSR auch bei einem Überschreiten des unteren Schwellenwertes von 400 Millionen Zertifikaten möglich ist, wenn Maßnahmen nach Art. 29a RL 2003/87/EG ergriffen werden (Art. 1 Abs. 7 Beschluss (EU) 2015/1814). Art. 29a RL 2003/87/EG sieht vor, dass Maßnahmen zu ergreifen sind, wenn der Preis der Zertifikate in mehr als sechs aufeinanderfolgenden Monaten mehr als das Dreifache des Durchschnittspreises der Zertifikate in den beiden vorhergehenden Jahren auf dem europäischen CO₂-Markt beträgt und diese Preisentwicklung nicht auf veränderte Marktgegebenheiten zurückzuführen ist.

Nach dem ursprünglichen Vorschlag sollten ab dem Jahr 2021 Emissionszertifikate in die MSR eingestellt werden (COM(2014) 20 final, S. 6). Nach DEHST (2014a, S. 10) dürfte die Anwendung der MSR ab dem Jahr 2021 erst Mitte der vierten Handelsperiode (2021-2028) die beabsichtigte Wirkung entfalten, da nach ihren Berechnungen erst im Jahr 2026 die Umlaufmenge innerhalb des Zielkorridors zwischen 400 und 833 Millionen Zertifikaten liegt und somit erst ab diesem Zeitpunkt mit einem erheblichen Anstieg des CO₂-Preises gerechnet werden kann. Aufgrund dessen plädiert die Bundesregierung für eine Einführung der MSR im Jahr 2017 und Kürzung der Versteigerungsmenge ab dem Jahr 2018 (DEHST 2014a, S. 11). Nach Art. 1 Abs. 1 Beschluss (EU) 2015/1814 wird die MSR im Jahr 2018 eingerichtet und ab 1. Januar 2019 Zertifikate in diese eingestellt. Somit beginnt die Implementierung der MRS nach dem endgültigen Beschluss früher als es im Vorschlag vorgesehen war. Ferner spricht sich die Bundesregierung dafür aus, die durch das Backloading zurückgehaltene Menge von 900 Mio. Zertifikaten nicht in den Markt zurückzugeben, sondern in die Reserve zu überführen, um hierdurch einer erhöhten Versteigerungsmenge in den Jahren 2019/2020 entgegenzuwirken. Zudem würde hierdurch die Umlaufmenge zu einem früheren Zeitpunkt ein niedrigeres Niveau erreichen (DEHST 2014a, S. 11). Diese Empfehlung der Bundesregierung ist nun im Beschlusstext enthalten (Art. 1 Abs. 2 Beschluss (EU) 2015/1814).

Die Einführungsphase der MSR wird von einem sukzessiven Abbau der Überschüsse geprägt sein. In der Regelphase soll durch die MSR eine Stabilisierung der Umlaufmenge erfolgen, die den Liquiditätsbedürfnissen des Marktes gerecht wird (DEHST 2014a, S. 6). Nach den Berechnungen der DEHST (2014a, S. 11) erreicht die Umlaufmenge im Jahr 2023 den Zielkorridor, wenn ab dem Jahr 2018 Zertifikate sowie die durch das Backloading zu-

rückgehaltene Zertifikatmenge in die MSR eingestellt werden. Ausgehend von dieser Berechnung müsste die Umlaufmenge ein Jahr später, also 2024, den Zielkorridor erreichen, wenn ab dem Jahr 2019 Zertifikate in die MSR eingestellt werden, sodass ab diesem Zeitpunkt mit einem Anstieg des CO₂-Preises gerechnet werden kann. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass diese Berechnung nicht die im Beschluss enthaltene Regelung berücksichtigt, dass Zertifikate, welche sich am Ende des Jahres 2020 noch in der Reserve für Neuanlagen befinden und Zertifikate, die beispielsweise aufgrund von Betriebseinstellungen nicht kostenlos zugeteilt wurden, im Jahr 2020 nicht dem Markt zugeführt, sondern in die Reserve eingestellt werden (Art. 1 Abs. 3 Beschluss (EU) 2015/1814). Durch die Einstellung dieser nicht zugeteilten Zertifikate in die MSR könnte die Umlaufmenge unter Umständen zu einem früheren Zeitpunkt den Zielkorridor erreichen.

Der Beschluss sieht zudem eine Änderung des Art. 10 RL 2003/87/EG zur Vermeidung eines Marktungleichgewichtes aufgrund eines starken Anstiegs der Versteigerungsmenge am Ende einer Handelsperiode vor. Gemäß Art. 2 Abs. 1 Buchst. b Beschluss (EU) 2015/1814 werden die Versteigerungsmengen am Ende einer Handelsperiode und zu Beginn der neuen Handelsperiode egalisiert, wenn die Menge der zu versteigernden Zertifikate im letzten Jahr der Handelsperiode die voraussichtliche durchschnittliche Versteigerungsmenge der ersten beiden Jahre der darauffolgenden Handelsperiode übersteigt.

Aufgrund des aktuellen Überschusses an Emissionszertifikaten wird, unter Berücksichtigung eines Ziels zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2030 um 40% im Vergleich zu 1990, prognostiziert, dass die verifizierten Emissionen in der vierten Handelsperiode ab 2022 über dem regulären Cap liegen (SWD(2014) 17 final, S. 11). Durch die Ausschüttung von Emissionszertifikaten bei Unterschreitung des unteren Schwellenwertes würde eine Lockerung des Caps erfolgen, da die Versteigerungsmenge erhöht wird. Somit könnte die Ausschüttung aus der MSR dazu führen, dass das geltende Cap systematisch überschritten wird, wodurch die Einhaltung des langfristigen Minderungsziels gefährdet ist (DEHST 2014a, S. 18). Aufgrund dessen spricht sich das Umweltbundesamt für die Stilllegung von 1,6 Mrd. Emissionszertifikaten aus, um die Fehler der Politik – die Festlegung eines weniger anspruchsvollen Caps in der zweiten Handelsperiode – zu korrigieren und die langfristigen europäischen Klimaschutzziele kosteneffizient zu erreichen. Erfolgt keine Stilllegung von Emissionszertifikaten könnte ferner bei hohen CO₂-Preisen politischer Druck entstehen, Emissionszertifikate aus der MSR in den Markt zurückzuführen (DEHST 2014a, S. 18 f.). Diese Empfehlung des Umweltbundesamtes ist im angenommenen Beschlusstext nicht enthalten.

Die Europäische Kommission konsultierte am 25.6.2014 Experten bezüglich des Vorschlags über die Einrichtung und Anwendung einer MSR für das EU-System (EUROPÄISCHE KOMMISSION 2014c). Diese schätzten den Preis für Emissionszertifikate unter Berücksichtigung der Annahmen des ursprünglichen Vorschlags (COM(2014) 20 final) – Start der MSR ab 2021 und ohne Überführung der Backloading-Menge in die MSR – wie folgt: leicht unter 50 €/t CO₂ in 2030 (SCHJØLSET 2014, S. 3; TSCHACH 2014, S. 4), leicht über 50 €/t CO₂ in 2028 (ORLANDI 2014, S. 5), leicht unter 60 €/t CO₂ in 2028 (TROTIGNON 2014, S. 15) und rund 80 €/t CO₂ in 2030 (SIKORSKI 2014, S. 7). Hierbei wird ersichtlich, dass die geschätzten Preise teilweise um bis zu 30 €/t CO₂ im Jahr 2030 differieren. SCHJØLSET (2014, S. 5) berechnet den Preis für Emissionszertifikate auch unter der Annahme des Starts der MSR ab 2018 und Überführung der Backloading-Menge in die MSR. In diesem Szenario liegt der Preis im Jahr 2020 leicht unter 20 €/t CO₂, steigt sodann bis zum Jahr 2025 auf leicht über 30 €/t CO₂ und beträgt im Jahr 2030 etwas über 50 €/t CO₂. Im Referenzszenario, welches auf den Annahmen des ursprünglichen Vorschlags (COM(2014) 20 final) basiert, liegt der Preis der Emissionszertifikate hingegen im Jahr 2020 unter 10 €/t CO₂, im Jahr 2022 bei 10 €/t CO₂ und steigt sodann bis zum Jahr 2025 auf leicht unter 30 €/t CO₂. Bezüglich der hier dargestellten Preise für Emissionszertifikate ist anzumerken, dass diese aus Abbildungen der Expertenbeiträge abgelesen wurden. Die Prognose des Preises für Emissionszertifikate basiert auf theoretischen Modellen (TROTIGNON 2014, S. 9; SCHJØLSET 2014, S. 3). Das von TROTIGNON (2014, S. 9) verwendete Zephyr Modell simuliert das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage im europäischen Emissionshandel von 2005 bis 2030. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Emittenten Emissionen reduzieren, so lange ihre Grenzvermeidungskosten unter dem Preis für Emissionszertifikate liegen. Somit basiert die Schätzung des Preises für Emissionszertifikate hier auf den Grenzvermeidungskosten und Grenzvermeidungskostenkurven.

Grundsätzlich besteht der Vorteil der MSR darin, dass die Gesamtmenge der in Umlauf befindlichen Zertifikate regelmäßig überprüft und gegebenenfalls angepasst wird. Hierdurch kann auf Phasen schwankender Nachfrage, aber auch auf Auswirkungen auf die Angebotsseite, beispielsweise durch flankierende Maßnahmen, reagiert werden. Auf der anderen Seite ist fraglich, ob die MSR die Glaubwürdigkeit des Systems verbessern kann, da insbesondere die Preiseffekte der MSR unklar sind (EDENHOFER 2014, S. 663). Nach GROSJEAN ET AL. (2014, S. 16) trägt die MSR nicht maßgeblich zur Stabilisierung und Vorhersehbarkeit des CO₂-Preises bei und kann sogar zu einem Anstieg der Preisvolatilität führen. Denn durch die MSR wird in den Markt eingegriffen und die zukünftige Versteigerungsmenge angepasst. Diese Anpassungen müssen von den beteiligten Akteuren bei der Prognose der CO₂-Preise berücksichtigt und antizipiert werden.

Nach Art. 3 Beschluss (EU) 2015/1814 prüft die Kommission die Funktionsweise der MSR im Zusammenhang mit dem Bericht nach Art. 10 Abs. 5 RL 2003/87/EG. Zusätzlich überprüft die Kommission die MSR drei Jahre nach deren Starttermin sowie anschließend alle fünf Jahre auf Grundlage einer Analyse des ordnungsgemäßen Funktionierens des europäischen Emissionshandels. Hierbei ist besonderes Augenmerk auf die Prozentzahlen für die Festlegung der Menge der in die Reserve einzustellenden Zertifikate sowie den numerischen Wert der Obergrenze für die Gesamtzahl der in Umlauf befindlichen Zertifikate und die Menge der aus der Reserve freizugebenden Zertifikate zu legen. Gegebenenfalls erarbeitet die Kommission einen Vorschlag zur Änderung der MSR. Hierbei ist anzumerken, dass der Hedging-Bedarf der Energieversorgungsunternehmen sinkt, wenn sich die Stromerzeugung aus fossil befeuerten Kraftwerken verringert und weniger Strom aus diesen Kraftwerken am Terminmarkt veräußert wird. Denn aus den Experteninterviews geht hervor, dass gleichzeitig mit Abschluss der Stromlieferungsverträge am Terminmarkt die für diese Erzeugung benötigten Emissionszertifikate beschafft werden und nur in einem geringen Umfang spekulativ mit Emissionszertifikaten gehandelt wird. Auch NEUHOFF ET AL. (2012, S. 7) konstatieren, dass Energieversorgungsunternehmen nicht in größerem Umfang in Emissionszertifikate jenseits des Hedging-Bedarfs investieren. Somit könnte es sein, dass eine Anpassung des Zielkorridors von 400 bis 833 Millionen Zertifikate notwendig wird, damit der CO₂-Preis nachhaltig steigt. Demnach ist fraglich, wie lange die Regelungen zur MSR unverändert fortbestehen und welche Maßnahmen ergriffen werden, wenn sich der gewünschte Anstieg des CO₂-Preises nicht einstellt. Aufgrund dessen besteht für die Emittenten weiterhin Unsicherheit bezüglich der langfristigen Rahmenbedingungen des Emissionshandels, wodurch die Entwicklung des CO₂-Preises weiterhin nur schwer prognostizierbar ist und somit die Planung und Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen im Energiesektor ein schwieriges Unterfangen bleibt. Unter diesen Umständen ist davon auszugehen, dass sich die vom Emissionshandel betroffenen Energieversorgungsunternehmen in Investitionszurückhaltung üben.

5.1.2.2 Preisregulierungsmechanismen

KOCH ET AL. (2014, S. 683) stellen fest, dass sich 90% der Variation des CO₂-Preises nicht über das Modell der Grenzvermeidungskosten erklären lassen. Wie aus den Experteninterviews hervorgeht, ist für die Einsatzplanung fossil befeuerter Kraftwerke insbesondere entscheidend, ob der Deckungsbeitrag positiv ist. Die befragten Energieversorgungsunternehmen treffen Investitionsentscheidungen über Retrofitmaßnahmen oder den Neubau fossil befeuerter Kraftwerke auf Grundlage von Investitionsberechnungen, in welche die prognostizierte Entwicklung des Strommarktpreises, der Brennstoffpreise und des CO₂-Preises sowie weiterer Kosten einfließen. Demnach beeinflusst zwar der CO₂-Preis die Wirtschaftlichkeit fossil befeuerter Kraftwerke und wirkt sich somit auf die Einsatzplanung und die Investitions-

entscheidungen aus, jedoch sind darüber hinaus insbesondere der Strommarktpreis und die Brennstoffpreise entscheidende Größen. Nur in dem Fall, dass die Nutzung von fossilen Brennstoffen durch den Einsatz von Biomasse substituiert wird, vergleichen die Energieversorgungsunternehmen die Kosten des fossilen Brennstoffes zuzüglich der Kosten für CO₂ mit den Kosten des Ersatzbrennstoffes. Da sich die Variation des CO₂-Preises somit nur in sehr geringem Umfang über das Modell der Grenzvermeidungskosten erklären lässt, bilden KOCH ET AL. (2014, S. 683 f.) Dummy-Variablen für selektierte politische Ankündigungen, welche die Ausgestaltung des europäischen Emissionshandels betreffen. Hierdurch können erste Hinweise geliefert werden, dass politische Ereignisse, wie beispielsweise die Entscheidung über das Backloading, sowie regulatorische Unsicherheit die langfristigen Erwartungen der Marktakteure destabilisieren, wodurch der CO₂-Preis negativ beeinflusst wird. KOCH ET AL. (2014, S. 683 f.) weisen darauf hin, dass hier weiterer Forschungsbedarf besteht, um genauer und detaillierter darlegen zu können, durch welche Faktoren die Variation des CO₂-Preises beeinflusst wird. Die Ergebnisse von KOCH ET AL. (2014, S. 683 f.) bezüglich des Einflusses von politischen Ereignissen auf den CO₂-Preis werden durch die Aussagen der Experten bestätigt, da diese erläutern, dass politische Äußerungen und Handlungen, die sich auf den europäischen Emissionshandel auswirken, den CO₂-Preis stark beeinflussen.

Sprunghaftes Verhalten der Preise von Emissionszertifikaten induziert Unsicherheit (GRONWALD UND KETTERER 2009, S. 24). Hierdurch ist es für die Emittenten schwer, die Entwicklung des CO₂-Preises zu prognostizieren. Diese Prognose fließt jedoch in die Berechnung der Wirtschaftlichkeit geplanter Projekte ein, welche für die Investitionsentscheidung grundlegend ist. Die Ungewissheit über die zukünftige Entwicklung der CO₂-Preise führt aufgrund der Langfristigkeit der Investitionen im Energiesektor und die damit einhergehende Irreversibilität von Investitionsentscheidungen (GROSJEAN ET AL. 2014, S. 8) zu einer Investitionszurückhaltung und somit zum Aufschieben der Investitionstätigkeit (GRONWALD UND KETTERER 2009, S. 24). Aufgrund dessen werden in der Literatur (CLÒ ET AL. 2013; HELM 2008; LORECK ET AL. 2014) und auf EU-Ebene (COM(2012) 652 final, S. 10-12) die Einführung von Preisregulierungsmechanismen diskutiert, um die geforderte Stabilisierung sowie die Absehbarkeit des CO₂-Preises zu fördern.

FELL ET AL. (2010) führen eine vergleichende Analyse zur Einführung weicher und harter Preiskorridore durch. Andere, beispielsweise HELM (2008, S. 5) und GRUBB (2012, S. 29 f.), schlagen die Einführung einer Preisuntergrenze für Emissionszertifikate vor. Dieser Mechanismus zur Regulierung des Preises wurde in Großbritannien, somit auf nationaler Ebene eingeführt (CLÒ ET AL. 2013, S. 480). Der Mechanismus ist so ausgestaltet, dass sich eine nachträgliche Preisanpassung ergibt, wenn der Preis für am Markt erworbene Emissionszer-

tifikate unter der Preisuntergrenze liegt. Sodann sind die unter die Regelung fallenden Akteure verpflichtet, die Differenz zwischen der Preisuntergrenze und dem Kaufpreis der Emissionszertifikate durch eine Zahlung auszugleichen (CLÒ ET AL. 2013, S. 480). Die Einführung einer CO₂-Preisuntergrenze auf nationaler Ebene führt zu einer Verminderung des europäischen CO₂-Preises, wenn die nationale Nachfrage nach Emissionszertifikaten und somit die Gesamtnachfrage nach Emissionszertifikaten sinkt, sich aber die im Umlauf befindliche Menge an Emissionszertifikaten durch die nationale Maßnahme nicht verändert (GRUBB 2012, S. 30). Asymmetrische Preise entstehen und Emissionsverschiebungseffekte sind die Folge (CLÒ ET AL. 2013, S. 480, 484; LORECK ET AL. 2014, S. 39 f.). Ferner sind nationale Maßnahmen bezüglich der Harmonisierung des Emissionshandels auf EU-Ebene sowie der Integration in internationale Märkte kontraproduktiv (CLÒ ET AL. 2013, S. 484). Aufgrund dessen ist die Einführung einer Preisuntergrenze für Emissionszertifikate auf EU-Ebene anzustreben.

Die Preisuntergrenze könnte so ausgestaltet werden, dass keine Emissionszertifikate unter dem festgelegten Minimum versteigert werden. Emissionszertifikate, die im Rahmen der Auktion nicht versteigert werden, könnten stillgelegt oder in einer zukünftigen Versteigerung wieder angeboten werden. Zwar bleiben kostenlos zugeteilte Emissionszertifikate von der Preisuntergrenze unberührt, doch steigt nach GRUBB (2012, S. 29) und DIEKMANN (2012b, S. 34 f.) der Preis für Emissionszertifikate insgesamt, wenn festgelegt wird, dass weitere Emissionszertifikate aus Primärallokationen nur in das System gelangen, wenn die Preisuntergrenze bei der Versteigerung überschritten wird. Denn die Marktakteure werden nur ungern Emissionszertifikate am Sekundärmarkt zu einem geringeren Preis als dem für die Primärallokation maßgeblichen Mindestpreis verkaufen. Ferner wird die Versteigerung der Emissionszertifikate ab der dritten Handelsperiode zum Grundprinzip der Allokation, sodass die Menge der Emissionszertifikate, die im Rahmen der Versteigerung in das Emissionshandelssystem fließt, zunimmt (DIEKMANN 2012b, S. 35).

Notwendigerweise stellt sich bei der Einführung eines Preisregulierungsmechanismus die Frage, wie hoch die Preisuntergrenze sein sollte. CLÒ ET AL. (2013, S. 481) weisen darauf hin, dass die Festlegung einer Preisuntergrenze nicht zu einer Stabilisierung des Preises und Eliminierung des Risikos des Preisrückganges beiträgt, wenn die Preisuntergrenze im Falle stark schwankender Nachfrage zu niedrig festgesetzt wird. Von einer rein ökonomischen Betrachtung ausgehend, entspricht bei einer effizienten Emissionsobergrenze der Preis für ein Emissionszertifikat dem monetär bewerteten Grenzschaten einer Tonne CO₂. Doch bei der Schätzung des Grenzschatens besteht hohe Unsicherheit (LEHMANN UND GAWEL 2013, S. 600), sodass die „korrekten“ sozialen Kosten der CO₂-Emissionen unbekannt sind (HELM 2008, S. 9). Somit muss ein anderer Richtwert zur Festlegung der Preisuntergrenze gefun-

den werden. Als Ausgangsgröße zur Festlegung der Preisuntergrenze können die Kosten für Investitionen in emissionsarme Technologien (GRUBB 2012, S. 28) oder Investitionen, die zu einem Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas oder emissionsfreien Alternativen führen, herangezogen werden. Basierend auf den Kalkulationen des World Energy Outlook müsste bei den derzeitigen Brennstoffpreisen der Preis für Emissionszertifikate auf rund 27,7 €/t CO₂ steigen, damit ein typisches erdgasbefeuertes Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (η : 57%) anstelle eines typischen Kohlekraftwerkes (η : 37%) zum Einsatz kommt (IEA 2014a, S. 224). Die eigenen Ergebnisse zeigen, dass im Jahr 2015 (2014) ab einem durchschnittlichen CO₂-Preis von 21,51 €/t CO₂ (26,22 €/t CO₂) ein Fuel-Switch von einem alten Steinkohlekraftwerk (η : 35%) zu einem neuen erdgasbefeuerten Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (η : 60%) erfolgt wäre. Die Ergebnisse von LORECK ET AL. (2014, S. 18 f.) zeigen, dass die attraktivsten Möglichkeiten eines Brennstoffwechsels in der Stromerzeugung in Deutschland im Bereich von 35 bis 40 €/t CO₂ liegen. Denn in diesem Bereich könnten alte Stein- und Braunkohlekraftwerke durch neue Erdgaskraftwerke verdrängt und sich neueste Steinkohlekraftwerke in der Merit-Order vor alte Braunkohlekraftwerke schieben. Diese Berechnungen ähneln den eigenen Ergebnissen, da auch hier diese Brennstoffwechsel mit vergleichsweise niedrigen Substitutionskosten, im Jahr 2015 (2014) von 22 bis 35 €/t CO₂ (26 bis 44 €/t CO₂), vollzogen werden können.

GRUBB (2012, S. 28 f.) geht in seiner Berechnung von einer Preisuntergrenze von 15 €/t CO₂ aus, welche sodann jährlich um 1 €/t CO₂ steigt. Er gibt zu bedenken, dass das Niveau der Preisuntergrenze Ergebnis eines politischen Verhandlungsprozesses sein wird. Für DIEKMANN (2012b, S. 35) käme eine Preisuntergrenze von mindestens 5 bis 10 € in Betracht, um dem Emissionshandel Raum zur freien Preisbildung zu lassen, sodass die Preisuntergrenze eher eine Absicherungsfunktion als eine Lenkungsfunktion besitzt. Auch aus Gründen politischer Akzeptanz sollte der Mindestpreis nach seiner Ansicht niedriger angesetzt werden, als für die Investition in kohlenstoffarme Technologien notwendig wäre. Wie die eigenen Berechnungen zeigen, hätte sich im Zeitraum 2008 bis 2015 ein durchschnittlicher CO₂-Preis von mindestens 17 €/t CO₂ (SD: 9 €/t CO₂) einstellen müssen, damit die variablen Kosten der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken (η : 35%) und von Erdgaskraftwerken (GuD) (η : 60%) sich entsprochen hätten. Für einen Fuel-Switch von einem alten Braunkohlekraftwerk (η : 35%) zu einem neuen Erdgaskraftwerk wäre im Betrachtungszeitraum ein durchschnittlicher CO₂-Preis von mindestens 43 €/t CO₂ (SD 10 €/t CO₂) erforderlich gewesen. Aufgrund dessen wird die Festlegung der Preisuntergrenze anfänglich auf mindestens 20 €/t CO₂, welche sodann jährlich um 1 €/t CO₂ steigt, favorisiert, da hierdurch – natürlich in Abhängigkeit der Brennstoffpreisentwicklung für Steinkohle und Erdgas – ein Wechsel von alten Steinkohlekraftwerken zu neuen Erdgaskraftwerken wahrscheinlich wird.

Die Einführung einer EU-weiten Preisuntergrenze reduziert die Variation des CO₂-Preises, da der CO₂-Preis das festgelegte Minimum nicht unterschreitet (GRUBB 2012, S. 29), wodurch die Unsicherheiten für die Emittenten und Marktteilnehmer sinken (DIEKMANN 2012b, S. 33). Hierdurch kann die Entwicklung des Preises für Emissionszertifikate zuverlässiger prognostiziert werden und somit die Wirtschaftlichkeit langfristiger Investitionen in kohlenstoffarme Technologien genauer berechnet werden. Die Preisuntergrenze schützt zudem das Emissionshandelssystem vor dem Risiko, dass ein Überangebot an Emissionszertifikaten, beispielsweise aufgrund flankierender Maßnahmen, entsteht. Führen diese Maßnahmen zu einem Preisverfall, werden im Rahmen der Primärauktion aufgrund der Preisuntergrenze weniger Emissionszertifikate nachgefragt und gelangen somit nicht auf den Markt (GRUBB 2012, S. 29). Durch die Einführung einer Preisuntergrenze sendet zudem der europäische Emissionshandel das Signal, dass die Dekarbonisierung der Wirtschaft angestrebt und die Entwicklung und der Einsatz kohlenstoffarmer Technologien gestärkt werden soll.

GRUBB (2012, S. 33) stellt fest, dass die Einführung einer Preisuntergrenze in der derzeitigen Situation aufgrund des hohen Überschusses an Emissionszertifikaten ein geringes Maß an Handel mit Emissionszertifikaten zur Folge hätte und der europäische Emissionshandel somit seine Fähigkeit als Handelsmarkt verliert. Aufgrund dessen votiert GRUBB (2012, S. 33-37) für eine dauerhafte Entnahme von Emissionszertifikaten aus dem Markt oder Verminderung der Auktionsmenge (set aside) zur Reduzierung des Überschusses in Kombination mit einer Preisuntergrenze. Dieser hybride Ansatz würde einerseits die Einhaltung des Umweltziels garantieren (mengenbasiertes Element) und andererseits das Risiko eines Preisverfalls (preisbasiertes Element) reduzieren. Die Herausnahme von Emissionszertifikaten würde das entscheidende Problem der Einführung einer Preisuntergrenze in der derzeitigen Marktsituation, nämlich dass die Preisuntergrenze effektiv den Preis setzt, beseitigen, da durch die Herausnahme von Zertifikaten der Überschuss reduziert wird. Ferner bedarf die Einführung einer Preisuntergrenze in Kombination mit einer Herausnahme von Emissionszertifikaten keiner weiteren zukünftigen Anpassung. Die Europäische Kommission schätzt den Überschuss an Emissionszertifikaten bis zum Jahr 2020 auf 2,6 Mrd. Zertifikate (COM(2014) 20 final, S. 1). Ausgehend von dieser Berechnung und unter Berücksichtigung des bei der MSR tolerierten Überschusses von 833 Millionen Zertifikaten zur Abdeckung des Hedging-Bedarfs, könnten insgesamt am Anfang der dritten Handelsperiode rund 1,8 Mrd. Zertifikate stillgelegt werden.

Nach CLÒ ET AL. (2013, S. 484-488) könnte eine EU-weite Preisuntergrenze kurzfristig eingeführt werden. Ferner gehen sie hierbei von geringen Implementierungskosten aus. Zwar führt ein Anstieg des Strommarktpreises zu höheren Beschaffungskosten der Energieversor-

gungsunternehmen, gleichzeitig sinkt jedoch die EEG-Umlage, da sich die Differenz zwischen der EEG-Vergütung und der am Spotmarkt erzielbaren Einnahmen für die Vermarktung des EEG-Stroms reduziert. LORECK ET AL. (2014, S. 38) gehen davon aus, dass ein Anstieg der Großhandelspreise nicht vollständig durch die EEG-Umlage kompensiert wird, aber die Strompreiserhöhung von nicht privilegierten Letztverbrauchern vergleichsweise gering ist. Hingegen führt ein Anstieg des Strompreises am Großhandelsmarkt für Verbraucher, die unter die besonderen Ausgleichsregelungen zur Begrenzung der EEG-Umlage fallen, zu einer wesentlich höheren Belastung.

Kritiker von Preisregulierungsmechanismen führen aus, dass diese dem Wesen des europäischen Emissionshandels als mengenbasiertes Instrument widersprechen (COM(2012) 652 final, S. 11). Weiter wird kritisiert, dass Governance-Regelungen und Verfahren zur Festlegung der Preisuntergrenze notwendig sind, sodass der CO₂-Preis insbesondere durch administrative und politische Entscheidungen anstatt durch Angebot und Nachfrage bestimmt wird (COM(2012) 652 final, S. 11). Bei einer Abschwächung der Konjunktur limitiert eine Preisuntergrenze den Preis für Emissionszertifikate, wenn der Preis für Emissionszertifikate ohne den ergänzenden Preismechanismus unter die Preisuntergrenze sinken würde. Infolgedessen wären die vom Emissionshandel betroffenen Unternehmen einer höheren Belastung ausgesetzt (ANDOR ET AL. 2015, S. 11). Diesem Umstand könnte entgegengewirkt werden, indem Art. 29a RL 2003/87/EG um einen Absatz ergänzt wird. Diese Vorschrift könnte beinhalten, dass eine Sitzung des zuständigen Ausschusses durch die Kommission einzuberufen ist, wenn sich abzeichnet, dass die festgesetzte Preisuntergrenze aufgrund einer rezessiven Phase der Konjunktur zu einer unangemessenen Belastung der Emittenten führt, um nach Überprüfung des Sachverhaltes gegebenenfalls Maßnahmen zur Vermeidung unbilliger Härten zu entwickeln. ANDOR ET AL. (2015, S. 11) führen zudem an, dass auch die Einführung einer Preisuntergrenze keinen Schutz vor politischen Interventionen in das Emissionshandelssystem bietet. Diesem Kritikpunkt ist zu entgegnen, dass der europäische Emissionshandel – unabhängig von der Wahl des Mechanismus zur Reform des Emissionshandels – gegen eine politische Intervention nicht „immun“ ist, solange politisch abhängige Institutionen die Kompetenzen bezüglich des europäischen Emissionshandels innehaben.

Bezüglich der politischen Durchsetzbarkeit einer Preisuntergrenze im europäischen Emissionshandelssystem ist anzumerken, dass auch die Einführung einer harmonisierten Steuer auf Kohlendioxidemissionen und Energie (KOM(1992) 226 endgültig) als preisbasiertes Element auf EU-Ebene politisch nicht durchsetzbar war. Der Vorschlag zur Einführung einer solchen Steuer muss einstimmig angenommen werden. Dieser Umstand führte dazu, dass der Vorschlag zur Einführung einer Steuer auf Kohlendioxidemissionen und Energie 1997

formell zurückgewiesen wurde (CONVERY 2009, S. 392 f.). Gleiches könnte auch für die Einführung einer Preisuntergrenze gelten.

5.1.2.3 Langfristige Klimaschutzziele

Ebenso wie die Experten erläutern GROSJEAN ET AL. (2014, S. 8 f.), dass aufgrund der politischen Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Emissionsreduktionsziele und der Möglichkeit, ex ante festgelegte Regeln ex post zu revidieren, die vom Emissionshandel beteiligten Akteure verunsichert sind und somit ein Mangel an Glaubwürdigkeit entsteht.

Der Europäische Rat legt in seinen Schlussfolgerungen verbindliche Ziele zur Emissionsreduktion, dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz bis 2030 fest (EUROPÄISCHER RAT 2014). Hiernach billigt der Europäische Rat das Ziel, die gemeinschaftsweiten Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40% im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Dabei müssen die vom europäischen Emissionshandel erfassten Sektoren eine Reduzierung um 43% gegenüber 2005 erzielen. Um dieses Ziel zu erreichen, wird der lineare Faktor, um welchen sich die gemeinschaftsweite Zertifikatmenge jährlich reduziert, ab 2021 von derzeit 1,74 auf 2,20% angehoben. Für die nicht vom Emissionshandel betroffenen Sektoren billigt der Europäische Rat eine Reduzierung von 30% gegenüber 2005 (EUROPÄISCHER RAT 2014, S. 2). Mit der Festlegung dieser verbindlichen Ziele zur Emissionsreduktion versucht die EU den Mangel an Glaubwürdigkeit zu beseitigen und Planungssicherheit für die vom Emissionshandel betroffenen Akteure zu schaffen. Auf der einen Seite ist zu begrüßen, dass der Europäische Rat verbindliche Ziele zur EU-internen Emissionsreduktion billigt, jedoch besteht Unklarheit über die Anstrengungen der EU bezüglich der Emissionsreduktion nach 2030. Somit fehlt die Billigung langfristiger verbindlicher Emissionsreduktionsziele und daraus folgend die Planungssicherheit über 2030 hinaus, welche aufgrund der Langfristigkeit der Investitionen im Bereich der Energiewirtschaft nötig wäre.

Bezüglich der Planungssicherheit ist es empfehlenswert, wenn die EU die Ziele zur Emissionsreduktion langfristig – bis 2050 – sowie das Cap des europäischen Emissionshandels unter Berücksichtigung dieser rechtlich verbindlich festlegt. Hierdurch könnte die politische Unsicherheit bezüglich des europäischen Emissionshandels vermindert werden. Die Festlegung langfristiger Emissionsreduktionsziele stärkt das System des europäischen Emissionshandels, sodass dieser ein langfristiges Preissignal aussendet. Hierdurch könnte die künftige Preisentwicklung besser geschätzt und somit die Sicherheit für langfristige Investitionen erhöht werden (CLÒ ET AL. 2013, S. 481, 484). Darüber hinaus ist bei der ex ante Festlegung der gemeinschaftsweiten Emissionsobergrenze die Emissionsminderung, welche durch die Förderung der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz bewirkt wird, zwingend zu berücksichtigen (DIEKMANN 2012b, S. 44). Aufgrund dessen müssen auch die Ziele zum

Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz bis 2050 verbindlich festgelegt werden, damit eine ex ante Antizipation der sich hieraus ergebenden Emissionsminderung in der gemeinschaftsweiten Emissionsobergrenze möglich ist.

GROSJEAN ET AL. (2014, S. 16) geben hierbei zu bedenken, dass Marktakteure erwarten, dass die Ziele durch die EU im Zeitablauf revidiert werden könnten, wodurch eine zeitliche Inkonsistenz bezüglich der langfristigen Klimapolitik der EU entsteht. Aufgrund dessen diskutieren beispielsweise BRUNNER ET AL. 2012; DIEKMANN 2012b; CLÒ ET AL. 2013; DE PERTHUIS UND TROTIGNON 2014; GROSJEAN ET AL. 2014, ob diese zeitliche Inkonsistenz durch die Implementierung einer unabhängigen, zentralen Institution, ähnlich einer Zentralbank (CLÒ ET AL. 2013, S. 479), vermieden werden könnte. Dieser unabhängigen Institution werden Kompetenzen bezüglich des europäischen Emissionshandels übertragen (DIEKMANN 2012b, S. 39 f.) und somit der Mangel an Glaubwürdigkeit verringert (GROSJEAN ET AL. 2014, S. 14-19), da diese den Emissionshandel vor kurzfristigen politischen Handlungen schützen kann (CLÒ ET AL. 2013, S. 479) und somit die Einhaltung der langfristigen Ziele sichert. Hierdurch könnte das Vertrauen der beteiligten Akteure in den europäischen Emissionshandel gestärkt werden (GROSJEAN ET AL. 2014, S. 16 f.). Ferner könnte diese unabhängige Institution mit einem Mandat versehen werden, vorhersehbar und zweckbestimmt die Konsistenz und Glaubwürdigkeit des Systems kurz- und langfristig durch ein dynamisches Management des Angebots von Emissionszertifikaten zu sichern. Hierdurch könnte die unabhängige Institution flexibel auf einen Überschuss an Emissionszertifikaten reagieren, ohne dass es hierfür eines langwierigen politischen Verhandlungsprozesses auf EU-Ebene bedarf. Falls das langfristige Signal des Emissionshandels explizit mit einem Preisziel verbunden sein soll, könnte die Einhaltung des Preisziels in das Mandat aufgenommen werden (DE PERTHUIS UND TROTIGNON 2014, S. 103-105). Um solch eine unabhängige Institution in der EU zu implementieren, bedarf es tiefgreifender Änderungen der bestehenden Regelungen des europäischen Emissionshandels. Die Umsetzung würde einen langwierigen politischen Prozess auf EU-Ebene erfordern und den politischen Willen hierzu voraussetzen (CLÒ ET AL. 2013, S. 488). EDENHOFER (2014, S. 664) hält es für unwahrscheinlich, dass die Politik Entscheidungen, wie ambitioniert die Klimapolitik sein soll, auf eine unabhängige Institution überträgt. Diese Übertragung ist jedoch entscheidend für die Idee, die Anpassung der langfristigen Emissionsobergrenze in die Hände einer unabhängigen Institution zu legen.

5.2 Bewertung der Wechselwirkungen zwischen Emissionshandel und Förderung der erneuerbaren Energien

5.2.1 Kritische Würdigung der Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland

Nach Aussage der Experten und wie der Vergleich der durchschnittlichen Stromgestehungskosten mit den derzeitigen Strommarktpreisen zeigt, ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ohne Förderung derzeit noch nicht wirtschaftlich. Auch nach LEHMANN UND GAWEL (2013, S. 600 f., 604) ist eine weitere Förderung der erneuerbaren Energien notwendig, um die Ausbauziele zu erreichen, da insbesondere die externen Kosten, die durch fossil befeuerte Kraftwerke entstehen, nicht vollständig internalisiert sind. Darüber hinaus wird die Energieerzeugung aus konventionellen Energieträgern weiterhin direkt subventioniert, wodurch die Kosten dieser reduziert werden und die konventionell erzeugte Energie auf ineffiziente Weise begünstigt wird (LEHMANN UND GAWEL 2013, S. 600, 604).

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass das EEG hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien ein erfolgreiches Instrument ist, da sich der Anteil der erneuerbaren Energien an Bruttostromverbrauch in Deutschland von 2000 bis 2015 von 6,5 auf 32,5% erhöhte.

Wie die Ergebnisse zeigen, besteht jedoch die Herausforderung in der Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien. Durch das EEG 2014, welches am 1. August 2014 in Kraft trat (Art. 23 G v. 21.7.2014) und das EEG 2012 ablöst, ergreift der Gesetzgeber verschiedene Maßnahmen, um die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien zu fördern.

Die Festlegung von Mindestzielen für den Ausbau erneuerbarer Energien in § 1 Abs. 2 EEG 2014 soll der erneuerbaren Energien-Branche einen verlässlichen Wachstumspfad bieten und Planungssicherheit für die Netzbetreiber und Betreiber konventioneller Kraftwerke schaffen. Hierdurch soll die Systemtransformation der Stromerzeugung optimiert und der Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau besser synchronisiert werden (BT-Drs. 18/1304, S. 109). Um die in § 1 EEG 2014 genannten Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen, normiert § 3 EEG 2014 Ausbaupfade für einzelne erneuerbare Technologien. Hiernach soll die installierte Leistung der Windenergieanlagen an Land sowie der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie jährlich um 2.500 MW steigen, da der Fokus des Ausbaus zukünftig auf diesen kostengünstigeren Technologien liegt. Bei der Stromerzeugung aus Biomasse wird nur noch jährlich ein Ausbau von bis zu 100 MW angestrebt, da die Stromerzeugung aus Biomasse zukünftig überwiegend aus Rest- und Abfallstoffen erfolgen soll (BT-Drs. 18/1304, S. 111). Die installierte Leistung der Wind-

energieanlagen auf See soll auf insgesamt 6.500 MW im Jahr 2020 und 15.000 MW im Jahr 2030 steigen.

Die Einhaltung der Ausbaupfade erfolgt auch im EEG 2014 grundsätzlich durch die festgesetzten Fördersätze und somit weiterhin über eine Preissteuerung (SALJE 2015, § 23 Rn. 3). Denn der Gesetzgeber geht davon aus, dass die Ausbaupfade durch die Fördersätze erreicht werden. Vorsorglich wurde auch für Windenergie an Land (§ 29 EEG 2014) sowie im geringen Umfang auch für Biomasse (§ 28 EEG 2014) ein atmender Deckel eingeführt (WUSTLICH 2014, S. 1115).

Nach § 2 Abs. 2 EEG 2014 soll der Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas zum Zweck der Marktintegration direkt vermarktet werden. Die Direktvermarktung für Neuanlagen wird somit grundsätzlich verpflichtend (BT-Drs. 18/1304, S. 91) und stellt den gesetzlich gewünschten Regelfall dar (WUSTLICH 2014, S. 1117). Für Bestandsanlagen bleibt die Direktvermarktung optional, wird aber nach § 100 Abs. 1 Nr. 5 i. V. m. § 35 S. 1 Nr. 2 EEG 2014 ab dem 1.4.2015 an die Fernsteuerbarkeit der Anlage geknüpft (BT-Drs. 18/1891, S. 218). Nach § 20 Abs. 1 EEG 2014 kann der Anlagenbetreiber grundsätzlich zwischen der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) und der sonstigen Direktvermarktung sowie ausnahmsweise der Einspeisevergütung wählen. Berechnungsgrundlage für die Höhe des finanziellen Förderanspruchs sind gemäß § 23 Abs. 1 EEG 2014 die anzulegenden Werte für Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas. Der anzulegende Wert ist der zur Ermittlung der Marktprämie oder der Einspeisevergütung zugrunde zu legende Betrag, der nach den besonderen Förderbestimmungen der einzelnen erneuerbaren Energien gemäß §§ 40 bis 51 oder 55 EEG 2014 bestimmt wird. Der anzulegende Wert ist somit ein theoretischer Wert, der als Berechnungsgrundlage dient und so nicht ausgezahlt wird (WUSTLICH 2014, S. 1117). §§ 37, 38 EEG 2014 regeln, in welchen Ausnahmefällen die Einspeisevergütung vom Netzbetreiber verlangt werden kann:

- Betreiber von kleinen Anlagen, die vor dem 1.1.2016 in Betrieb genommen wurden und eine installierte Leistung von höchstens 500 kW haben, können vom Netzbetreiber eine Einspeisevergütung verlangen. Diese Bagatellgrenze sinkt für Anlagen, die nach dem 31.12.2015 in Betrieb genommen werden, auf 100 kW (§ 37 Abs. 2 EEG 2014). Die Höhe der Einspeisevergütung berechnet sich nach § 37 Abs. 3 EEG 2014 aus den technologie-spezifischen anzulegenden Werten abzüglich 0,4 Cent/kWh (fluktuierende erneuerbare Energien) oder 0,2 Cent/kWh (übrige erneuerbare Energien). Dieser Abzug ergibt sich dadurch, dass die Managementprämie mit dem EEG 2014 in die anzulegenden Werte integriert wurde und somit die feste Einspeisevergütung um diese Kompensation der durch die Direktvermarktung entstehenden Kosten zu kürzen ist (BT-Drs. 18/1304, S. 131, 138).

- In Ausnahmefällen ist die Einspeisevergütung auch bei größeren Neuanlagen zulässig (§ 38 EEG 2014). Die sogenannte Ausfallvergütung (BT-Drs. 18/1304, S. 131) kommt ausnahmsweise in Betracht, wenn der Anlagenbetreiber vorübergehend keine Möglichkeit zur Direktvermarktung, beispielsweise aufgrund der Insolvenz seines Direktvermarktungsunternehmens, realisieren kann. Diese Ausnahmeregelung wird gewährt, um das Finanzierungsrisiko zu reduzieren und hieraus entstehende etwaige Mehrkosten der Finanzierung zu vermeiden (BT-Drs. 18/1304, S. 139). Nach WUSTLICH (2014, S. 1117) muss die Ausnahme nicht nachgewiesen werden. Somit ist die Inanspruchnahme grundsätzlich voraussetzungslos möglich. Damit die Anlagenbetreiber die Einspeisevergütung nach § 38 EEG 2014 jedoch nur im Ausnahmefall nutzen, beträgt die Ausfallvergütung nur 80% des anzulegenden Wertes (§ 38 Abs. 2 EEG 2014).

§ 24 EEG 2014 legt Regelungen zur Verringerung der Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien-Anlagen bei negativen Strommarktpreisen fest. Ist der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der EPEX SPOT SE an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ, verringert sich der anzulegende Wert für den gesamten Zeitraum, in denen die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null (§ 24 Abs. 1 EEG 2014). Da der anzulegende Wert die Berechnungsgrundlage für die Marktprämie (§ 34 Abs. 2 i. V. m. Nr. 1.2 der Anlage 1 zum EEG 2014) und die Einspeisevergütung darstellt, entfällt die finanzielle Förderung bei Auftreten negativer Strommarktpreise im Sinne des § 24 Abs. 1 EEG 2014 (SALJE 2015, § 24 Rn. 4-6). Produzieren die Anlagen in diesen Situationen Strom und veräußern die Anlagenbetreiber diesen am Spotmarkt, müssen sie die Kosten für die Abnahme des veräußerten Stroms in Höhe der negativen Strompreise tragen, sodass es wirtschaftlicher ist, die Anlagen in diesen Situationen abzuschalten (GÖTZ ET AL. 2014a, S. 8 f.). Nach § 24 Abs. 3 EEG 2014 erfolgt keine Verringerung der Förderung bei negativen Strommarktpreisen für Anlagen, die vor dem 1.1.2016 in Betrieb genommen wurden sowie für Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 MW oder sonstigen Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 kW und für Demonstrationsprojekte. Der Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der EPEX SPOT SE war in 2012 dreimal, in 2013 zweimal, in 2014 fünfmal und in 2015 siebenmal in sechs oder mehr aufeinanderfolgenden Stunden negativ (EPEX SPOT 2014, 2015b). § 24 EEG 2014 trägt den Änderungswünschen der Experten Rechnung, da die Betreiber von erneuerbaren Energien-Anlagen durch wirtschaftliche Anreize zur Reduzierung der Einspeiseleistung oder zur Abschaltung der Anlagen bei negativen Preisen veranlasst werden und somit das System entlastet wird. Auch nach den Vorgaben der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission (UEBILL) sind ab 2016 bei allen neuen Beihilferegulungen zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen Maßnah-

men zu treffen, um sicherzustellen, dass die Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen (Ziffer 3.3.2.1. Rn. 124 Buchst. c UEBLL). WUSTLICH (2014, S. 1117) hält die Regelung des § 24 EEG 2014 für den falschen Weg. Nach seiner Ansicht ist es auch in Einklang mit den Grundsätzen zur Transformation des Stromsystems nach § 2 Abs. 1 EEG 2014 wichtig, die Elektrizitätsversorgungssysteme zu flexibilisieren und Anreize zur Flexibilisierung nicht dadurch zu reduzieren, die erneuerbaren Energien in Zeiten negativer Strommarktpreise, die er für ökonomisch durchaus sinnvoll erachtet, abzuschalten. In Zeiten negativer Strommarktpreise gehen somit erneuerbare Energien-Anlagen vom Netz, welche die geringsten Grenzkosten aufweisen (GAWEL UND LEHMANN 2014, S. 654) und bei deren Stromerzeugung kein CO₂ emittiert wird.

Durch die Einführung der Direktvermarktung im Rahmen der EEG-Novelle 2012 setzen sich die Betreiber von erneuerbaren Energien-Anlagen, welche die Möglichkeit der Direktvermarktung in Anspruch nehmen, zunehmend mit Erzeugungsprognosen und der Strompreisentwicklung auseinander. Darüber hinaus müssen sie auch die Kosten für die Abweichungen von ihren Prognosen tragen, wodurch Anreize zur weiteren Verbesserung der Prognosegüte gesetzt werden (BT-Drs. 18/1891, S. 204 f.). Aufgrund dessen werden – wie von den Experten gefordert – die Betreiber von erneuerbaren Energien-Anlagen durch die Einführung der Direktvermarktung an den Markt herangeführt (KOPP ET AL. 2012, S. 249). Jedoch wird durch die geförderte Direktvermarktung unter Inanspruchnahme der Marktprämie das Marktpreisrisiko fast vollständig eliminiert (SENSFUß UND RAGWITZ 2009, S. 6; WUSTLICH UND MÜLLER 2011, S. 395 f.; LEHNERT 2012, S. 11). Auch die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung führt nicht zu einer Erhöhung des Marktpreisrisikos für die Anlagenbetreiber. Zwar wurde die Berechnung der Marktprämie durch das EEG 2014 im Vergleich zum EEG 2012 vereinfacht, aber im Wesentlichen entspricht sie dem EEG 2012. Die Marktprämie berechnet sich aus der Differenz zwischen dem anlagenspezifischen anzulegenden Wert und dem technologiespezifisch ermittelten Monatsmarktwert (§ 34 Abs. 2 i. V. m. Nr. 1.2 der Anlage 1 zum EEG 2014). Da auch der aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie erzeugte, direktvermarktete Strom überwiegend an der EPEX SPOT SE veräußert wird, wird der gleiche Vermarktungsweg wie von den ÜNB genutzt (PURKUS ET AL. 2014, S. 8). Somit besteht für die Anlagenbetreiber grundsätzlich kein Marktpreisrisiko, da die Berechnung der Marktprämie auf dem Spotmarktpreis basiert. Durch den Ausgleich des anzulegenden Wertes und des Marktwertes durch die Marktprämie hat der Strommarktpreis, der durch den CO₂-Preis bestimmt wird, grundsätzlich keinen Einfluss auf die Höhe der Einnahmen der Anlagenbetreiber der fluktuierenden erneuerbaren Energien. Bei der Stromerzeugung aus neuen Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW gestaltet sich dies aufgrund der Novellierung des EEG anders. Nach § 47 Abs. 1 EEG 2014 besteht ein Anspruch auf

finanzielle Förderung für Strom aus diesen Biogasanlagen nur noch für den Anteil der jährlich erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 50% des Wertes der installierten Leistung entspricht. Für die darüber hinausgehende Strommenge besteht zwar weiterhin ein Anspruch auf vorrangige physikalische Abnahme, vorrangigen Transport und vorrangige Verteilung, aber kein Anspruch auf finanzielle Förderung. Hierdurch sollen die Anlagenbetreiber angehalten werden, die Stromerzeugung aus Biogas an den Bedürfnissen des Strommarktes auszurichten und die Stromeinspeisung insbesondere in Stunden hoher Strompreise zu verlagern (BT-Drs. 18/1304, S. 142). Da die Anlagenbetreiber nur noch eine „hälftige Förderung“ (SALJE 2015, § 47 Rn. 3) erhalten und somit die Kosten der Stromerzeugung aus Biogas teilweise durch den am Strommarkt erzielten Preis gedeckt werden müssen, beeinflusst der Strommarktpreis und mithin der CO₂-Preis die Wirtschaftlichkeit der Investition in neue Biogasanlagen. Durch diese Regelung sowie durch das Marktintegrationsmodell gemäß § 33 EEG 2012, welches die Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie für bestimmte Anlagen auf 90% der jährlich erzeugten Strommenge begrenzt, zeigt der Gesetzgeber auf, dass eine weitere Marktintegration und somit ein Einfluss des CO₂-Preises auf die Investition in erneuerbare Energien erreicht werden kann, indem für einen Teil der erzeugten Strommenge kein Anspruch auf finanzielle Vergütung besteht. Ein ungeförderter Mindesteigenvermarktungsanteil könnte auch für andere erneuerbare Energieträger eingeführt werden. Um einen zu starken Einschnitt der Förderung der erneuerbaren Energien zu verhindern, könnte der Anteil der förderfähigen Strommenge im Zeitablauf kontinuierlich abnehmen, bis die erneuerbaren Energien-Anlagen die Durchschnittskosten der Stromerzeugung am Strommarkt vollständig erwirtschaften können. Der gleiche Effekt könnte erzielt werden, wenn eine fixe Marktprämie für den gesamten direktvermarkteten Strom aus erneuerbaren Energien gezahlt wird, die im Zeitablauf kontinuierlich sinkt.

GAWEL UND LEHMANN (2014, S. 653) befürchten, dass die Regelung des § 47 Abs. 1 EEG 2014 sowie die weiteren Einschnitte bei der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse durch das EEG 2014 die Erreichung der langfristigen Ziele der Energiewende gefährden, da hierdurch die Investition in einen erneuerbaren Energieträger gehemmt werden könnte, der nach SZARKA ET AL. (2013, S. 25) in der Lage ist, flexibel auf das fluktuierende Angebot von Windenergie und solarer Strahlungsenergie zu reagieren. Hier wird das Dilemma deutlich: Einerseits führt eine Erhöhung des Marktpreisrisikos und mithin ein direkter Einfluss des CO₂-Preises über den Strommarktpreis auf die Investition in erneuerbare Energien zu einer Verringerung der Planungssicherheit, wodurch die Renditeanforderung der Investoren in erneuerbare Energien-Anlagen und die Risikoaufschläge steigen, wie die Experten erläutern. Dies könnte zu einem Investitionsrückgang und zu einer Gefährdung der Erreichung der

Ausbauziele führen. Andererseits setzen sich die Betreiber erneuerbarer Energien-Anlagen durch die Einführung der geförderten Direktvermarktung zunehmend mit den Marktgegebenheiten auseinander und werden somit an den Markt herangeführt. Dieser Lernprozess wird durch die verpflichtende Direktvermarktung weiter gefördert. In einem nächsten Schritt könnten eine sukzessive Erhöhung des Marktpreisrisikos und der hierdurch steigende Wettbewerb Anreize schaffen, neue Direktvermarktungsstrategien zu entwickeln und Kostensenkungspotentiale zu realisieren. Zudem kann ein ungeförderter Mindesteigenvermarktungsanteil dazu beitragen, dass die erneuerbaren Energien-Anlagen Strom bedarfsorientiert erzeugen, indem einerseits die Anlagen an solchen Standorten errichtet werden, wo der Strom gebraucht wird und andererseits in Speicherkapazitäten investiert wird, um hierdurch an hohen Strommarktpreisen partizipieren zu können.

Die Förderung der erneuerbaren Energien durch ein Quotenmodell ist nach Auffassung eines Experten kosteneffizienter als ein preisbasiertes Instrument, da hierdurch die erneuerbaren Energien-Anlagen in Konkurrenz zueinander stehen. Diesbezüglich gibt er aber zu bedenken, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien durch ein Quotenmodell nicht in dem Maße erfolgt wäre wie durch das EEG. Ein anderer Experte plädiert auch aus Kosteneffizienzaspekten für ein Quotenmodell, ist aber der Auffassung, dass dieses in Deutschland aufgrund fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz nicht durchsetzbar wäre. Auch die MONOPOLKOMMISSION (2013, S. 150) setzt sich für die Einführung eines Quotenmodells ein, da es nach der erfolgreichen Platzierung der erneuerbaren Energien im Markt sachgerecht erscheint, das System der Förderung der erneuerbaren Energien markt- und wettbewerbskonformer zu gestalten. Auch HAUCAP UND KÜHLING (2013, S. 42) kritisieren die fehlende Berücksichtigung von Markt und Wettbewerb im EEG. Sie empfehlen eine zügige Umstellung des bisherigen Fördersystems auf das Quotenmodell als mengenbasiertes Förderinstrument (HAUCAP UND KÜHLING 2013, S. 48). Der Vorteil des Quotenmodells liegt nach HAUCAP UND KÜHLING (2013, S. 48) sowie der MONOPOLKOMMISSION (2013, S. 146) in der ökologischen Treffsicherheit, da hierbei die im Produktionsmix gewünschte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien genau gesteuert und somit der Netzausbau bedarfsgerecht geplant werden kann. Zudem entsteht unter den erneuerbaren Energien Wettbewerb, sodass tendenziell effiziente Technologien, Standorte und Anlagegrößen gewählt werden. Darüber hinaus ist das Quotenmodell für eine europaweite Harmonisierung der Förderung der erneuerbaren Energien geeignet (HAUCAP UND KÜHLING 2013, S. 48).

Der Kritik, dass im EEG die Berücksichtigung von Markt und Wettbewerb fehlt, lässt sich entgegen, dass die geförderte Direktvermarktung dazu führt, dass die Betreiber von erneuerbaren Energien-Anlagen sich mit Erzeugungsprognosen, der Strompreisentwicklung, Bi-

lanzkreisen und Ausgleichsenergiekosten auseinandersetzen und somit an den Markt herangeführt werden. Darüber hinaus fließen aufgrund der geplanten Umstellung von der administrativen Festlegung der Förderhöhe zur Ermittlung der Förderhöhe durch Ausschreibungen weitere wettbewerbliche Elemente in das EEG ein (BT-Drs. 18/1304, S. 110). Nach § 2 Abs. 5 EEG 2014 soll die finanzielle Förderung und ihre Höhe für Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas bis spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden. Die Einführung dieses Verfahrens steht auch im Einklang mit den Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien 2014-2020. Denn hiernach ist die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien ab 2017 regelmäßig über Ausschreibungen zu bestimmen. Hiervon abweichende Regelungen sind nur in begründeten Ausnahmefällen zulässig (Ziffer 3.3.2.1. Rn. 126 UEBLL). Um Erfahrungen mit der Ermittlung der Förderhöhe im Wege von Ausschreibungen zu sammeln, wird ein Ausschreibungssystem für Strom aus Freiflächenanlagen implementiert (BMW 2015b, S. 36), dessen Grundzüge in § 55 EEG 2014 festgelegt sind. Einzelheiten des Verfahrens und des Inhalts der Ausschreibungen werden nach § 88 EEG 2014 durch eine Rechtsordnung geregelt. Ferner soll die Ausschreibung ab 2017 im Umfang von mindestens 5% der jährlich neu installierten Leistung unter bestimmten Umständen europaweit geöffnet werden (§ 2 Abs. 6 EEG 2014), um die grenzüberschreitende Zusammenarbeit mit anderen Mitgliedsstaaten zu ermöglichen (BT-Drs. 18/1891, S. 200) und den europarechtlichen Bedenken bezüglich des Ausschlusses ausländischer Anlagen von der nationalen Förderung entgegenzuwirken (WUSTLICH 2014, S. 1121). Es wird erwartet, dass diese wettbewerblichen Strukturen zu einer effizienteren Förderung der erneuerbaren Energien beitragen (BUNDESNETZAGENTUR UND BUNDESKARTELLAMT 2014, S. 313), da hierdurch die Bieter – eine Knappheitssituation auf dem Markt vorausgesetzt – untereinander um einen Zuschlag konkurrieren und somit dem Wettbewerb unterliegen (BMW 2015b, S. 36). Durch die geplante Einführung des Ausschreibungsverfahrens fließen Elemente der Mengensteuerung in das EEG ein, da hierdurch die jährliche Zubaumenge der Anlagen, deren EEG-Vergütung im Rahmen der Ausschreibung ermittelt wird, kontingentiert wird. Zwar erleichtert das mengenbasierte Element die Abstimmung zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem erforderlichen Netzausbau und verhindert somit einen übermäßigen, unkontrollierten Ausbau der erneuerbaren Energien. Auf der anderen Seite ist bei der Ausgestaltung der Regelungen zu beachten, dass hierdurch eine hohe Realisierungsrate sichergestellt wird und die Akteursvielfalt erhalten bleibt (KOHLS UND WUSTLICH 2015, S. 321).

Die MONOPOLKOMMISSION (2013, S. 150) plädiert für die Modifizierung der heutigen EEG-Einspeisevergütung zu einem Quotenmodell. Ein Experte erläutert, dass bei einem Quotenmodell starke Preisschwankungen auftreten können. Auch BODE UND GROSCURTH (2008, S. 15, 19) geben zu bedenken, dass der Preis von Grünstromzertifikaten, ähnlich wie bei

Emissionszertifikaten, starken Schwankungen unterliegen könnte. Hierdurch entsteht Unsicherheit. Diese berücksichtigen die Kapitalgeber durch höhere Risikoprämien. Somit ist bei der Förderung der erneuerbaren Energien über ein Quotenmodell von höheren Kapitalkosten im Vergleich zu einem Einspeisevergütungsmodell auszugehen. Die MONOPOLKOMMISSION (2013, S. 150) merkt zwar auch an, dass ein Quotenmodell zu Risikoaufschlägen führt, hält diese aber nicht für entscheidend. Die Erfahrungen mit dem europäischen Emissionshandel als mengenbasiertes Klimaschutzinstrument zeigen, dass der Preis der Emissionszertifikate nur schwer prognostizierbar ist und eine erhebliche Abweichung zwischen der erwarteten und der tatsächlichen Preisentwicklung besteht. Hierdurch entsteht Unsicherheit, die in Investitionszurückhaltung mündet. Zwar können die Erfahrungen aus dem europäischen Emissionshandel nur bedingt auf ein Quotenmodell zur Förderung der erneuerbaren Energien übertragen werden, jedoch gilt grundsätzlich bei mengenbasierten Förderinstrumenten, dass die Menge fix vorgegeben wird und sich der Preis am Markt ergibt. Somit trägt der Investor das Marktpreisrisiko. Bei der Förderung der erneuerbaren Energien über ein Quotenmodell ist der Betreiber der erneuerbaren Energien-Anlagen somit einem „doppelten“ Marktpreisrisiko ausgesetzt: Erstens sind die Einnahmen unsicher, die der Anlagenbetreiber für die Veräußerung des Stroms aus erneuerbaren Energien aufgrund der Preisvolatilität des Strommarktpreises erzielt. Zweitens ergibt sich der Preis der Grünstromzertifikate über den Markt, sodass auch hier ein Marktpreisrisiko besteht. Aufgrund dieses „doppelten“ Marktpreisrisikos und der hieraus resultierenden Unsicherheit wird die Beibehaltung eines preissteuernden Instruments zur Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor empfohlen.

5.2.2 Merit-Order-Effekt

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland beeinflusst den Strompreis an den Großhandelsmärkten. Dies wird durch die Ergebnisse deutlich. Je höher die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien ist, desto niedriger ist der Strommarktpreis (CLUDIUS ET AL. 2014, S. 309). TVETEN ET AL. (2013, S. 767) untersuchen den Merit-Order-Effekt der Stromeinspeisung aus solarer Strahlungsenergie auf den deutschen Strommarktpreis. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass während des betrachteten Zeitraums (28.7.2010 bis 27.7.2011) der durchschnittliche Marktpreis aufgrund der Stromeinspeisung aus solarer Strahlungsenergie in Höhe von 12,8 TWh um 3,9 €/MWh sank. Darüber hinaus führt die Stromeinspeisung aus solarer Strahlungsenergie zu einer Reduzierung des durchschnittlichen täglichen Preismaximums um 13% und der Preisvariation um 23%. CLUDIUS ET AL. (2014, S. 311 f.) schätzen den Merit-Order-Effekt durch die Modellierung des Spotmarktpreises in Abhängigkeit der Stromeinspeisung aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie sowie der Gesamtlast auf 6 €/MWh im Jahr 2010 und 10 €/MWh im Jahr 2012 sowie – in Abhängigkeit des Szenarios – auf 14-16 €/MWh im Jahr 2016. SENSFUß (2013, S. 8) kommt

durch die Anwendung eines Strommarktmodells zu dem Ergebnis, dass der Phelix Day Base aufgrund des Merit-Order-Effekts im Jahr 2010 um 5,27 €/MWh, im Jahr 2011 um 8,72 €/MWh und im Jahr 2012 um 8,91 €/MWh sank. WÜRZBURG ET AL. (2013, S. 167) berechnen für den Zeitraum 1.7.2010 bis 30.6.2012 eine Reduktion des Spotmarktpreises um 1 €/MWh für jede aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie zusätzlich erzeugte GWh. Somit resultiert – unter Berücksichtigung der durchschnittlich stündlich erzeugten Strommenge aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie in Höhe von 7,6 GW – im betrachteten Zeitraum eine durchschnittliche Preisreduzierung von circa 7,6 €/MWh.

TVETEN ET AL. (2013, S. 763 f., 767) kommen zu dem Schluss, dass die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus energiewirtschaftlicher Sicht im Vergleich zur Stromerzeugung aus anderen fluktuierenden erneuerbaren Energien wertvoller ist. Denn die modellierten Werte zeigen, dass der Merit-Order-Effekt in Spitzenlastzeiten, wenn die Stromeinspeisung aus solarer Strahlungsenergie erfolgt, höher ist. Im Betrachtungszeitraum 2012 bis 2015 lag MW_{Solar} regelmäßig über MW_{EPEX} (relativer MW_{Solar} 2012: 105,6%, 2013: 103,9%, 2014: 101,6%, 2015: 100,3%). Im Gegensatz hierzu lag der Marktwert für Strom aus Windenergie, insbesondere Onshore, grundsätzlich unter MW_{EPEX} (relativer $MW_{\text{Wind Onshore}}$ 2012: 89,3%, 2013: 86,8%, 2014: 86,7%, 2015: 86,3%). Dies lässt sich damit begründen, dass die Stromerzeugung aus Windenergie zu Zeiten erfolgt, in denen der Strompreis an der Börse – teilweise gerade aufgrund der hohen Stromeinspeisung aus Windenergieanlagen – gering ist (LEHNERT 2012, S. 11). Nach den modellierten Werten von CLUDIUS ET AL. (2014, S. 307-311) sinkt der Marktwertfaktor (relativer Marktwert) für Strom aus Windenergie von 86% im Jahr 2013 in Abhängigkeit des Szenarios auf 83% (Referenzszenario - Stromerzeugung aus Windenergie: 64,9 TWh) oder 79% (Szenario mit hoher Stromerzeugung aus Windenergie: 74,7 TWh) im Jahr 2016. Auch der modellierte Marktwertfaktor für Strom aus solarer Strahlungsenergie sinkt von 99% im Jahr 2013 auf 91% (Referenzszenario - Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie: 42,8 TWh) oder 81% (Szenario mit hoher Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie: 52,5 TWh) im Jahr 2016. Diese Ergebnisse zeigen, dass auch der Marktwertfaktor des Stroms aus solarer Strahlungsenergie mit zunehmender Erzeugung sinkt, da die höhere Stromeinspeisung sich auf wenige Stunden konzentriert und sich somit der Strompreis in diesen Zeiten stärker reduziert (CLÒ ET AL. 2013, S. 310). Nach KOPP ET AL. (2012, S. 247) sinkt der Marktwertfaktor von Windenergie in Abhängigkeit der Variation der Windprofile auf 51% bis 68% im Jahr 2050.

Anhand der Entwicklung der berechneten Deckungsbeiträge ist ersichtlich, dass insbesondere der Clean Spark Spread in den letzten Jahren stark gesunken ist. Diese Entwicklung deckt sich mit den Ergebnissen von TVETEN ET AL. (2013, S. 766 f.), die zeigen, dass durch eine

hohe Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie der Clean Spark Spread sowie der Clean Dark Spread sinken und sich somit die Stromerzeugung aus Erdgas- und Steinkohlekraftwerken verringert. Zudem steigt in Zeiten hoher Stromeinspeisung aus solarer Strahlungsenergie der Nettostromexport an, was mit dem geringeren Strommarktpreis im Vergleich zu den durchschnittlichen kurzfristigen Grenzkosten konsistent ist. Nach CLUDIUS ET AL. (2014, S. 305) substituiert die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien bei einer Residuallast von unter 40 GW auch die Leistung der Grundlastkraftwerke wie Kern- und Braunkohlekraftwerke. Sind die Residuallast und der Strompreis nur über wenige Stunden gering oder negativ, werden diese Kraftwerke nicht vollständig runtergefahren, sondern verringern ihre Leistung. Diese Vorgehensweise hat unterschiedliche Gründe, beispielsweise die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, Wärmebereitstellung, aber auch hohe An- und Abfahrtskosten, insbesondere bei Braunkohle- und Kernkraftwerken (CLUDIUS ET AL. 2014, S. 305; BMWI 2014b, S. 16). Somit sind nach GÖTZ ET AL. (2014b, S. 71) die negativen Strommarktpreise der Jahre 2012 und 2013 nicht Ausdruck einer Überschusssituation von Strom aus erneuerbaren Energien, sondern auf die Inflexibilität des Stromsystems zurückzuführen. Die Darstellung der negativen Strompreise im Zeitraum 2009 bis 2014 zeigt, dass das Ausmaß dieser sowie der gewichtete Mittelwert der negativen Strommarktpreise in den Jahren 2013 und 2014 im Vergleich zum Jahr 2012 abnimmt. Dies weist nach BMWI (2014b, S. 13) darauf hin, dass die konventionellen Kraftwerke aufgrund der entsprechenden Preissignale des Strommarktes ihre Fahrweise verstärkt an die zunehmende Volatilität der Residuallast anpassen.

Die Einsatzreihenfolge der konventionellen Kraftwerke hat einen Einfluss darauf, welche dieser Kraftwerke durch die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien verdrängt werden. WEIGT ET AL. (2013, S. 153) illustrieren anhand eines vereinfachten Modells die Interaktion zwischen dem CO₂-Preis und der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien in Bezug auf die CO₂-Vermeidung. Dem Modell liegt ein Stromerzeugungsmix zugrunde, der die in Deutschland existierende Stromerzeugungskapazität repräsentiert. Liegt der CO₂-Preis bei null, verdrängt die Einspeisung aus erneuerbaren Energien meist die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken. Steigt hingegen der CO₂-Preis, reihen sich die Steinkohlekraftwerke weiter rechts in die Merit-Order ein und die Wahrscheinlichkeit, dass diese Kraftwerke von der Einspeisung aus erneuerbaren Energien verdrängt werden, steigt. Folglich bewirkt die identische Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien eine höhere CO₂-Vermeidung, wenn der CO₂-Preis zu einer Verschiebung emissionsintensiverer Kraftwerke nach rechts und emissionsärmerer nach links in der Merit-Order führt (WEIGT ET AL. 2013, S. 153). Folglich hat die Wechselwirkung zwischen europäischem Emissionshandel und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien einen positiven Effekt auf die Höhe der CO₂-Vermeidung, da die

durch die Einspeisung aus erneuerbaren Energien vermiedene Menge der CO₂-Emissionen unter Berücksichtigung des CO₂-Preises höher ist als ohne diesen. WEIGT ET AL. (2013, S. 154-157) stellen jedoch fest, dass die CO₂-Vermeidung, die sich aus der Interaktion von CO₂-Preis und der Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien ergibt, auch geringer sein kann als die Summe der aus einer separaten Betrachtung der Instrumente resultierenden CO₂-Vermeidung. Dieser negative Interaktionseffekt kann entstehen, wenn die Stromnachfrage gering ist und die Einspeisung aus erneuerbaren Energien Gaskraftwerke, die sich aufgrund des CO₂-Preises in der Merit-Order weiter links einordnen, verdrängt. Ohne einen CO₂-Preis würde die Einspeisung aus erneuerbaren Energien in solch einer Situation Steinkohlekraftwerke verdrängen, wodurch die aus der Einspeisung der erneuerbaren Energien resultierende CO₂-Vermeidung höher wäre (Abb. 5-1).

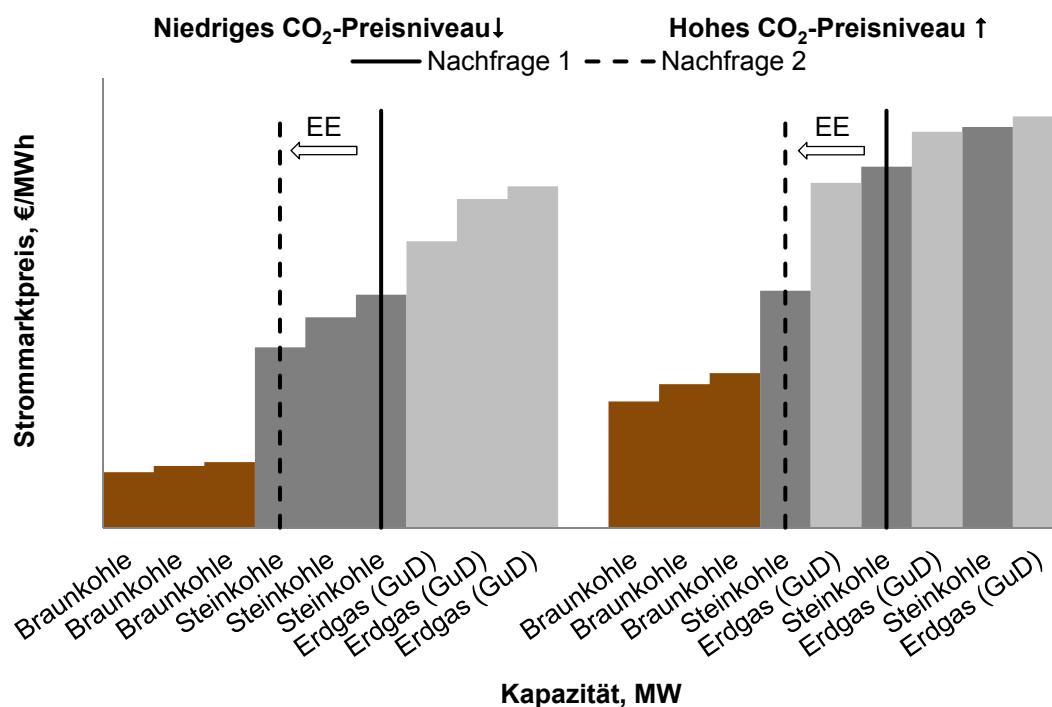


Abb. 5-1. Einfluss unterschiedlicher CO₂-Preisniveaus auf die CO₂-Einsparung bei geringer Stromnachfrage.

EE, erneuerbare Energien; GuD, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk; Nachfrage 1 (Nachfrage 2), Stromnachfrage nach konventionell erzeugtem Strom ohne Stromeinspeisung aus EE (mit Stromeinspeisung aus EE) [Quelle: In Anlehnung an WEIGT ET AL. 2013, S. 154].

In einem wie für Deutschland typischen Energiemix, in welchem Gaskraftwerke höhere Grenzkosten als Steinkohlekraftwerke aufweisen, ist der Effekt der Interaktion zwischen CO₂-Preis und Einspeisung aus erneuerbaren Energien auf die CO₂-Vermeidung anfänglich positiv. Steigt die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, wird es vermehrt zu der Situation kommen, dass der positive Effekt der Interaktion sinkt und sich dieser sogar ins Negative wendet. Der Effekt auf die CO₂-Vermeidung, welcher aus der Interaktion des Emissionshandels und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien resultiert, hängt von vielen Faktoren

ab. Er wird beeinflusst durch die Höhe des CO₂-Preises und der durch erneuerbare Energien eingespeisten Strommenge, den Energiemix und die Grenzkosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern sowie der Stromnachfrage. Es wird davon ausgegangen, dass die Summe des jährlichen Effekts der Interaktion positiv ist, wenn der CO₂-Preis zu einer Veränderung der Merit-Order führt, sodass Gaskraftwerke anstatt Steinkohlekraftwerke zum Einsatz kommen und die Einspeisung aus erneuerbaren Energien nicht zu einer Verdrängung der Gaskraftwerke führt. WEIGT ET AL. (2013, S. 156 f.) kommen unter Verwendung ihres Modells für den betrachteten Zeitraum 2006 bis 2010 zu dem Ergebnis, dass der Interaktionseffekt für alle Jahre positiv ist, wobei dieser im Jahr 2007 bei geringem CO₂-Preis vernachlässigbar war. Die Analyse legt nahe, dass der Interaktionseffekt mit höherem CO₂-Preis steigt. Jedoch sinkt aufgrund der steigenden Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien die Nachfrage nach Emissionszertifikaten, wodurch der CO₂-Preis beeinflusst wird. Das einfache Modell von WEIGT ET AL. (2013, S. 153-155) zeigt, dass mit einem CO₂-Preis von 15 €/t CO₂ grundsätzlich keine Verdrängung von Braunkohlekraftwerken stattfindet. Dies deckt sich mit den durchgeführten Berechnungen und den Aussagen der Experten, dass die Verdrängung von Braunkohlekraftwerken erst bei einem höheren CO₂-Preisniveau stattfindet.

KOPP ET AL. (2012, S. 247 f.) vergleichen, unter Verwendung eines Strommarktmodells mit Berücksichtigung der Ausbaupfade der erneuerbaren Energien gemäß den Nationalen Aktionsplänen der EU-Mitgliedsstaaten bis 2020 und der BMU-Leitstudie ab 2020, die am Spotmarkt für den Verkauf von Strom aus Onshore-Windenergieanlagen erzielbaren Einnahmen und die Stromgestehungskosten bis 2050. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass die Merit-Order am rechten Ende über die Jahre immer steiler wird, da der Strommarktpreis in Stunden, in welchen eine hohe Residuallast durch flexible Kraftwerke, wie Gasturbinen, die niedrige Fixkosten, aber hohe variable Kosten aufweisen, gedeckt werden muss, steigt. Zwar steigen aufgrund des hohen Strompreises in solchen Stunden auch die Einnahmen aus der Vermarktung des Stroms aus Windenergieanlagen, da aber diese Preisspitzen nur in wenigen Stunden auftreten werden, können diese nicht die geringen Einnahmen in Starkwindstunden bei niedrigem Spotmarktpreis kompensieren. Aufgrund dessen können die Stromgestehungskosten von Onshore-Windenergieanlagen trotz sinkender Anlagenpreise und unter Annahme eines steigenden Strompreisniveaus im derzeitigen Strommarktdesign nicht gedeckt werden, sodass Onshore-Windenergieanlagen nicht allein über den Verkauf des Stroms am Spotmarkt wirtschaftlich betrieben werden können. Auch bei einem Anstieg des CO₂-Preises auf 285 €/t CO₂ im Jahr 2050 verbessert sich zwar die Einnahmensituation der Onshore-Windenergieanlagen, dennoch können die Stromgestehungskosten nicht durch die realisierbaren Einnahmen am Spotmarktpreis gedeckt werden. KOPP ET AL. (2012, S. 248) begründen dies damit, dass sich die Kosten für CO₂ nur auf die Grenzkosten fossil befeuer-

ter Kraftwerke auswirken. Wird die Last durch die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien gedeckt, hat der CO₂-Preis keinen Einfluss auf den Spotmarktpreis, da ein fossil befeuertes Kraftwerk nicht als preissetzendes Kraftwerk fungiert. Nur in Stunden, in welchen Kraftwerke, die fossile Brennstoffe einsetzen, zur Deckung der Last zum Einsatz kommen und somit den Preis setzen, beeinflusst der CO₂-Preis den Spotmarktpreis. In diesem Fall profitieren die erneuerbaren Energien-Anlagen von dem sodann höheren Spotmarktpreis. Da der Anteil der Stunden mit hoher Residuallast im Zeitablauf sinken wird, müsste der Preis für CO₂ sehr stark steigen, um den Rückgang des Marktwertfaktors zu kompensieren.

Zwar liegen die Grenzkosten der Stromerzeugung aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie bei nahe null, jedoch ist es, wie auch die Aussagen der Experten und die Ergebnisse von KOPP ET AL. (2012, S. 248) zeigen, fraglich, ob die Einnahmen, die auf einem grenzkostenbasierten Strommarkt generiert werden, ausreichend sind, um die Durchschnittskosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu decken.

5.3 Kapazitätsmarkt versus Energy-Only-Markt

5.3.1 Ausgangssituation

Die Bundesregierung fokussiert den Ausbau der Windenergie und der solaren Strahlungsenergie, da diese erneuerbaren Energien die größten Potentiale und die geringsten Kosten aufweisen (BT-Drs. 18/1304, S. 111). Die eigenen Berechnungen der LCOE sowie die Werte von KOST ET AL. (2013) und PETER (2013) zeigen, dass in Deutschland die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land sowie großen Photovoltaik-Freiflächenanlagen zu den geringsten LCOE möglich ist. Die Stromerzeugung aus Biogas und Windenergie Offshore verursacht hingegen höhere LCOE. Auch die von IEA UND NEA (2015, S. 67) berechneten LCOE der Windenergie- und Photovoltaikanlagen entsprechen der Größenordnung der eigenen Berechnungen. Jedoch liegen nach den Berechnungen der IEA UND NEA (2015, S. 57, 67) für Deutschland die LCOE einer Biogasanlage mit 500 kW unter den LCOE der Windenergieanlage an Land. Dies liegt insbesondere darin begründet, dass IEA UND NEA (2015, S. 50-57) keine Brennstoffkosten bei der Ermittlung der LCOE der modellierten Biogasanlage berücksichtigen, diese Kostenkomponente jedoch nach den eigenen Berechnungen den höchsten Anteil an den LCOE einnimmt.

Die Stromerzeugung aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie ist vom Dargebot abhängig. Aufgrund dessen muss das Stromsystem von einem System, das bedarfsorientiert Strom zur Verfügung stellt, zu einem Stromsystem umgebaut werden, in dem flexible Erzeu-

ger, flexible Verbraucher und Speicher auf die dargebotsabhängige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien reagieren (BMWi 2014b, S. 13 f.).

Nach Auffassung der Mehrheit der Experten ist der Ausbau der Stromnetze innerhalb Deutschlands unumgänglich, damit die Energiewende gelingt. Auch nach KOCH ET AL. (2015, S. 12) ist zukünftig eine hohe Abregelungsquote von erneuerbaren Energien-Anlagen zu erwarten, wenn kein Netzausbau erfolgt, da insbesondere der Strom von windstarken Standorten nicht abtransportiert werden kann. Die Experten erläutern zudem, dass großtechnische Speichertechnologien derzeit noch nicht marktfähig sind. Auch nach Auffassung des BMWi (2015a, S. 14) sind bislang neuartige Speicher regelmäßig teurer als andere Flexibilitätsoptionen. Ferner sind Langzeitspeicher, die saisonale Schwankungen ausgleichen können, nach BMWi (2015a, S. 14) und KOCH ET AL. (2015, S. 15) erst in einer späteren Phase der Transformation des Stromsystems, bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien, erforderlich. Die Experten empfehlen, auch das europäische Verbundnetz auszubauen, da sich hierdurch die Liquidität des Strommarktes erhöht. Auch nach KOCH ET AL. (2015, S. 11, 15) können durch den Ausbau des europäischen Netzverbands Ausgleichseffekte mit dem Ausland genutzt und somit der Flexibilitätsbedarf in Deutschland reduziert werden. Infolgedessen stellt der nationale Netzausbau und der Ausbau des europäischen Verbundnetzes eine zügig zu realisierende Flexibilitätsoption dar (BMWi 2015a, S. 14).

Damit ein Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage jederzeit möglich ist, müssen auch in Zeiten hoher Residuallast ausreichend steuerbare Kapazitäten zur Verfügung stehen. Hierbei stellt sich die Frage, inwieweit die fluktuierenden erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit beitragen können. Die Ergebnisse zeigen, dass der Leistungskredit der fluktuierenden erneuerbaren Energien im Jahr 2012 bei 2,9%, im Jahr 2013 bei 8,2% und im Jahr 2014 bei 1,6% lag. FLINKERBUSCH UND SCHEFFER (2013, S. 15) kommen für das Jahr 2011 zu einem Leistungskredit der fluktuierenden erneuerbaren Energien von rund 5%. Nach modellierten Ergebnissen von GRAVE ET AL. (2012, S. 199) liegt der Leistungskredit der Windenergie in Deutschland im Jahr 2030 zwischen 5,2% und 6,2%. Der Leistungskredit steigt am Ende des Betrachtungszeitraums, da der Anteil der Windenergie Offshore an der gesamten Windenergie steigt. Der Vorteil der Windenergie Offshore ist, dass diese im Gegensatz zur Windenergie Onshore nur in wenigen Stunden im Jahr keine oder nur eine geringe Strommenge erzeugt. Der Leistungskredit der solaren Strahlungsenergie liegt hingegen bei 0%, da die Höchstlast in Deutschland typischerweise an einem Winterabend auftritt.

Zum Ausgleich der fluktuierenden Stromeinspeisung eignen sich flexible Kraftwerke, die schnell und kostengünstig an- und abfahren, hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten

erreichen sowie niedrige Mindesterzeugungsleistungen und hohe Teillastwirkungsgrade aufweisen. Diese Eigenschaften werden insbesondere von modernen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken und Gasturbinen erfüllt (JANSEN ET AL. 2015, S. 15). Zudem sind flexible Erdgaskraftwerke langfristig auch für die Nutzung von Power-to-Gas, der Umwandlung von Strom mittels Elektrolyse in Wasserstoff und unter Umständen zusätzlich die Umwandlung in Methan (JANSEN ET AL. 2015, S. 14), von Bedeutung, da in diesen die Rückverstromung des gespeicherten Gases erfolgen kann. Jedoch erwirtschaften Gaskraftwerke derzeit, insbesondere aufgrund geringerer Einsatzzeiten, dem Spread zwischen Gas -und Kohlepreisen und den niedrigen Strommarktpreisen, keine oder nur geringe positive Deckungsbeiträge. Auch das niedrige Preisniveau für Emissionszertifikate verringert die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken (IEA 2014b, S. 114).

Die derzeitigen niedrigen Strommarktpreise sind nach WINKLER ET AL. (2013, S. 238 f.) auf die Überkapazitäten durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Marktkopplung sowie auch auf die niedrigen Preise für Emissionszertifikate zurückzuführen. Die Überkapazitäten am deutschen Strommarkt werden anhand des Stromaustauschsaldos mit dem Ausland deutlich. Nach den vorläufigen Angaben von AGEb (2015) nahm der Exportüberschuss im Jahr 2015 mit 50,1 TWh den höchsten Wert seit 1990 an. Die Marktkopplung von Day-Ahead-Märkten übernimmt eine europaweite Optimierungsfunktion und trägt zur Vollendung des europäischen Strombinnenmarktes bei. Durch die Marktkopplung ist es möglich, Strom grenzüberschreitend zu handeln und somit länderspezifische Überschüsse und Defizite über die Landesgrenzen hinweg auszugleichen (EPEX SPOT 2015a, S. 4, 8 f., 18). Jedoch signalisiert nach BUNDESNETZAGENTUR UND BUNDESKARTELLAMT (2014, S. 55) die zunehmende Zahl von Kraftwerksstilllegungen bereits eine Marktbereinigung, wodurch die Überkapazitäten abgebaut werden. Fraglich ist, ob der Strommarkt im Anschluss an den Marktbereinigungsprozess ausreichende Anreize setzt, die erforderlichen Kapazitäten vorzuhalten und – bei Bedarf – in neue Kraftwerke zu investieren oder ob hierfür ein zusätzlicher Anreiz, ein Kapazitätsmarkt, benötigt wird. Zu dieser Grundsatzentscheidung legte das BMWi (2014b) im Oktober 2014 das Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ als Diskussionspapier vor. Im Weißbuch, das im Juli 2015 veröffentlicht wurde, stellt das BMWi (2015a) die Ergebnisse der Konsultation zum Grünbuch und die hieraus entwickelten Maßnahmen vor. Diese fließen teilweise in die nachfolgende Diskussion ein.

Zur Beantwortung der Frage, ob der Strommarkt die nötige Versorgungssicherheit gewährleisten kann oder dieser durch einen Kapazitätsmarkt ergänzt werden muss, ist zuerst der zukünftige Bedarf an Kraftwerkskapazitäten abzuschätzen. Diese Bedarfsabschätzungen variieren aufgrund unterschiedlicher Annahmen bezüglich der verschiedenen Einflussfakto-

ren, wie der zukünftigen Entwicklung der Kraftwerksneubauten und -stilllegungen, des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage, stark. Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die Höhe des Kapazitätsbedarfs in Deutschland aufgrund von Ausgleichswirkungen sinkt, wenn eine europäische Betrachtungsweise erfolgt. Ferner besteht Unsicherheit bei der Quantifizierung der Potentiale weiterer Flexibilisierungsoptionen, wie Speichertechnologien sowie Lastmanagement im Industrie- und Dienstleistungssektor, aber auch in Haushalten. Somit ist derzeit noch nicht absehbar, in welchem Umfang diese Optionen zur Flexibilität des Stromsektors beitragen können (WINKLER ET AL. 2013, S. 236 f.).

5.3.2 Kapazitätsmechanismen

Kapazitätsmechanismen vergüten die Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten und werden als Ergänzung zum Stromgroßhandelsmarkt (Energy-Only-Markt), auf welchem explizit elektrische Arbeit gehandelt wird, eingeführt. Ein Kapazitätsmarkt stellt eine Art „Terminmarkt für physische Kapazität“ (SPICKER 2014, S. 150 f.) dar. Ein effizient ausgestalteter Kapazitätsmechanismus vermeidet Situationen, in denen die Stromnachfrage nicht durch das Angebot gedeckt werden kann. Diese können dadurch entstehen, dass sich Kraftwerke nicht allein über den Energy-Only-Markt, somit der Veräußerung des Stroms zu Grenzkosten, refinanzieren können (SPICKER 2014, S. 150 f.).

Kapazitätsmechanismen können in selektive und umfassende Mechanismen differenziert werden. Bei selektiven Mechanismen wird ein Teil des Kraftwerksparkes, bei umfassenden der gesamte Kraftwerkspark, in den Mechanismus einbezogen (FLINKERBUSCH UND SCHEFFER 2013, S. 15 f.). Zu den selektiven Mechanismen zählen die strategische Reserve, Kapazitätzahlungen und fokussierte Kapazitätsmärkte. Bei den umfassenden Mechanismen wird zwischen dem zentralen und dem dezentralen Kapazitätsmarkt unterschieden (WINKLER ET AL. 2013, S. 242-246). Nachfolgend werden die strategische Reserve als selektiver Mechanismus sowie zentrale und dezentrale Kapazitätsmärkte als umfassende Mechanismen näher betrachtet.

Die *strategische Reserve* sichert die Stromversorgung zusätzlich zu den Strommärkten ab. Hierbei werden kontrahierte Kraftwerke dafür bezahlt, dass sie im Fall eines Erzeugungseinganges Kapazitäten bereitstellen. Ein ähnlicher Mechanismus, die Kaltreserve, welche aber nicht wie die strategische Reserve bei Erzeugungseingängen, sondern bei Netzengpässen zur Versorgungssicherheit beitragen soll, wurde im Zuge des Kernenergieausstiegs in Deutschland eingeführt (FLINKERBUSCH UND SCHEFFER 2013, S. 18). Bei der Einführung der Kapazitätsreserve ist darauf zu achten, dass diese die Investitionsanreize des Energy-Only-Marktes nicht beeinträchtigt (BMW 2014b, S. 52). Dies kann dadurch sichergestellt

werden, dass die ausgewählten Kraftwerke nicht am regulären Strommarkt teilnehmen (WINKLER ET AL. 2013, S. 243) und diese nur in Situationen, in welchen ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt nicht zustande kommt, eingesetzt werden. Hierbei ist zu beachten, dass der Auslösungspreis, bei welchem die strategische Reserve zum Einsatz kommt, weit über den Grenzkosten des teuersten Spitzenlastkraftwerkes liegt, da sich dieses sonst unter Umständen nicht mehr am Energy-Only-Markt refinanzieren kann (FLINKERBUSCH UND SCHEFFER 2013, S. 19 f.). WINKLER ET AL. (2013, S. 243) schätzen die Kosten, die durch eine strategische Reserve entstehen, aufgrund des geringen Ausmaßes als gering ein. Der Vorteil der Kapazitätsreserve besteht darin, dass diese eine geringe Komplexität aufweist und somit ein geringes Risiko von Parametrierungsfehlern besteht (WINKLER ET AL. 2013, S. 243).

Durch einen *umfassenden Kapazitätsmarkt* wird ein neuer Markt geschaffen (ELBERG ET AL. 2012, S. 55). Bei einem zentral umfassenden Kapazitätsmarkt schätzt eine zentrale Institution den erforderlichen jährlichen Kapazitätsbedarf, welcher sodann einige Jahre vor dem Lieferzeitpunkt im Rahmen einer Auktion ausgeschrieben wird (WINKLER ET AL. 2013, S. 244). Da der umfassende Kapazitätsmarkt alle Kraftwerke erfasst, müssen Bestandsanlagen, aber auch geplante Projekte, an der Kapazitätsauktion teilnehmen (ELBERG ET AL. 2012, S. 58 f.; WINKLER ET AL. 2013, S. 244). Die Anbieter erhalten bei Zuschlag für die Bereitstellung der Kapazität eine Kapazitätszahlung. Neuen Kraftwerken sollte die Kapazitätszahlung über einen längeren Zeitraum ausgezahlt werden. Bestandsanlagen erhalten den aktuellen Preis der jeweiligen Jahresauktion (ELBERG ET AL. 2012, S. 58). Der Endkunde trägt die Kapazitätszahlung wirtschaftlich, da diese über den Strompreis auf die Endkunden umgelegt wird. Demnach ist die Kapazitätszahlung auf Überwälzung gerichtet (ELBERG ET AL. 2012, S. 62 f.). Mittels einer Strafzahlung oder vergleichbaren Maßnahmen wird die Verfügbarkeit der Kraftwerke gewährleistet (WINKLER ET AL. 2013, S. 244). Bei einem umfassenden Kapazitätsmarkt mit Kapazitätsoption werden Optionsrechte versteigert. Die zentrale Institution erhält mit Leisten der Kapazitätszahlung das Recht auf Optionsziehung (WINKLER ET AL. 2013, S. 244 f.). Die Optionen verfügen über einen Ausübungspreis. Steigt der Strompreis an der Börse über den Ausübungspreis, übt die zentrale Institution die Option aus. Hierdurch sind die Stromerzeuger verpflichtet, die Differenz zwischen Strommarktpreis (P) und Ausübungspreis (AP) zu zahlen, unabhängig davon, ob sie Strom produzieren oder nicht. Im Fall der Stromproduktion bei Optionsausübung erzielt der Erzeuger am Strommarkt den Strommarktpreis. Seine Einnahme (E) beträgt somit $E = P - (P - AP) = AP$. Produziert er bei Ausübung des Optionsrechts nicht, entsteht ihm ein Verlust von $-(P - AP)$. Somit besteht für den Erzeuger in Knappheitssituationen ein Anreiz zur Stromproduktion (FLINKERBUSCH UND SCHEFFER 2013, S. 21). Der Barausgleich $P - AP$ wird an die Stromversorger, welche die Letztver-

braucher mit Strom beliefern, weitergeleitet. Somit sind die Stromversorger gegen Preisspitzen am Spotmarkt abgesichert, da sie maximal den Ausübungspreis zahlen. Demnach sinken die Beschaffungskosten der Stromversorger. Besteht auf dem Endkundenmarkt intensiver Wettbewerb, werden die Stromversorger die niedrigeren Beschaffungskosten an die Endverbraucher weitergeben (ELBERG ET AL. 2012, S. 56, 63). Auf der anderen Seite treten am Energy-Only-Markt weniger Preisspitzen auf und die Preisvolatilität sinkt (WINKLER ET AL. 2013, S. 242), da für die Stromerzeuger aufgrund des Barausgleiches kein Anreiz besteht, höhere Preise als die Ausübungspreise zu bieten (ELBERG ET AL. 2012, S. 57). Somit wirkt der Ausübungspreis als Preisobergrenze.

Neben Kraftwerken können auch andere Flexibilisierungsoptionen in diesen Kapazitätsmechanismus einbezogen werden. Die Erfahrungen mit dem umfassenden Kapazitätsmarkt in den USA zeigen, dass diese Anreize zur Flexibilisierung der Nachfrage setzen können. Da jedoch der umfassende Kapazitätsmarkt zu einer Reduzierung der Preisspitzen und der Preisvolatilität führt, war der Mechanismus in der Vergangenheit vor allem für weniger flexible Bestandsanlagen vorteilhaft (WINKLER ET AL. 2013, S. 245).

Die Kosteneffizienz des umfassenden Kapazitätsmarktes hängt stark vom geschätzten Kapazitätsbedarf ab. Wird der Bedarf zu hoch eingeschätzt, kann der Mechanismus zu Ineffizienzen und hohen Kosten führen. Somit besteht hier ein hohes Parametrierungsrisiko. Darüber hinaus bestehen bei der Ausgestaltung des Mechanismus zur Gewährleistung eines fairen Wettbewerbs unter den verschiedenen Flexibilitätsoptionen Herausforderungen (WINKLER ET AL. 2013, S. 245). Da die Zahlungen für die Bereitstellung von Kapazitäten an die Endkunden weitergegeben werden (ELBERG ET AL. 2012, S. 62), wird das langfristige Preisrisiko auf die Allgemeinheit übertragen (WINKLER ET AL. 2013, S. 245).

ELBERG ET AL. (2012, S. 71) empfehlen die Einführung eines umfassenden zentralen Kapazitätsmarktes insbesondere, da es aufgrund des Auktionsverfahrens ein wettbewerbliches Instrument darstellt und der Spotmarkt weitgehend unbeeinflusst bleibt.

Bei einem *dezentralen Kapazitätsmarkt* legt nicht eine zentrale Institution den Gesamtbedarf an Kapazitäten fest, sondern die Stromversorger werden verpflichtet, in Knappheitssituationen nachzuweisen, dass sie den benötigten Strombedarf vertraglich absicherten (WINKLER ET AL. 2013, S. 245). Können Stromversorger diesen Nachweis nicht erbringen, ist eine Strafzahlung (Pönale) zu leisten. Frankreich beispielsweise führt ein dem dezentralen Kapazitätsmarkt ähnlichen Mechanismus ein (BMW 2014b, S. 43). Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch diesen Mechanismus ist entscheidend von der Höhe der Pönale

abhängig. Aufgrund dessen weist der dezentrale Kapazitätsmarkt eine hohe Komplexität auf. Ist die Strafzahlung zu gering, besteht die Gefahr, dass der Mechanismus wirkungslos ist. Bei einer zu hohen Strafzahlung besteht das Risiko einer Überversorgung mit gesicherter Leistung. Können die Stromversorgungsunternehmen den Strombedarf genauer als eine zentrale Institution schätzen und besteht kein Anreiz für eine Überversorgung mit gesicherter Leistung, könnten die Kosten im Vergleich zu einem zentralen Kapazitätsmarkt geringer sein (WINKLER ET AL. 2013, S. 245 f.). In Abhängigkeit der Ausgestaltung könnte der dezentrale Ansatz auch Anreize zum Lastmanagement bieten, da flexible Verbraucher nicht zur Kontrahierung von Leistung verpflichtet sind (WINKLER ET AL. 2013, S. 246). Ferner erfordert dieser Mechanismus den geringsten Regulierungseingriff (BMWi 2014b, S. 43) und somit eine Minimierung der politischen Einflussnahme (WINKLER ET AL. 2013, S. 246).

Ein Interviewpartner erläutert bezüglich der Einführung von Kapazitätsmärkten, dass hierdurch ein Subventionszyklus entstehen kann. Die gleiche Auffassung vertreten BUNDESNETZAGENTUR UND BUNDESKARTELLAMT (2014, S. 314), da nationale Kapazitätsmärkte den Wettbewerb erheblich verzerren. Ferner besteht das Risiko eines Subventionswettlaufes, sodass Investoren nur noch dort Kapazitäten errichten, wo sie die höchste Kapazitätszahlung erwarten.

FLINKERBUSCH UND SCHEFFER (2013, S. 24) favorisieren einen Kapazitätsmechanismus mit Kapazitätsoption. Da dieses Instrument jedoch mit schwer abschätzbaren Unsicherheiten behaftet ist, empfehlen sie dessen Einführung erst, wenn die Versorgungssicherheit langfristig nicht über den Energy-Only-Markt erreicht werden kann.

5.3.3 Energy-Only-Markt

Die mit Hilfe der Merit-Order ermittelte Angebotskurve ist weitgehend preiselastisch. Erst ab einer bestimmten Menge ist das Angebot in der kurzen Frist preisunelastisch, da kurzfristig nur die bereits errichteten und einsatzbereiten Kraftwerke Strom anbieten können (MÜSGENS UND PEEK 2011, S. 577). Die Nachfragekurve hingegen ist überwiegend preisunelastisch (WINKLER ET AL. 2013, S. 238). In Knappheitssituationen setzt die Nachfrage den Preis und der Strommarktpreis liegt über den Grenzkosten der Spitzenlastkraftwerke (Peak-Load-Pricing). Hierdurch können auch die preissetzenden Kraftwerke ihre Fixkosten decken (WINKLER ET AL. 2013, S. 238 f.). Somit sind Strommarktpreise, die über den Grenzkosten der Erzeugung liegen, als Anreiz für die Investition in Kapazitätsneubauten essentiell (MÜSGENS UND PEEK 2011, S. 581).

Damit der Energy-Only-Markt die nötigen Anreize setzt, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, müssen insbesondere folgende Voraussetzungen erfüllt sein: Die Marktteilnehmer, Verbraucher und Erzeuger müssen Knappheitssignale am Markt wahrnehmen können. Hierdurch können einerseits Verbraucher in Abhängigkeit des Strommarktpreises und ihrer Zahlungsbereitschaft entscheiden, ob sie Strom beziehen oder darauf verzichten. Somit wird die Elastizität der Nachfrage erhöht und ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet. Andererseits sorgen Knappheitspreise dafür, dass sich die erforderliche Vorhaltung von Kapazitäten über den Strommarkt refinanziert, da hierdurch die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerksinvestition gegeben ist. Preisspitzen können somit zu effizienten Investitionen in die benötigten Kraftwerkskapazitäten führen und die Kosten für die Stromversorgung gering halten. Wichtig hierbei ist, dass die politischen Entscheidungsträger den Investoren glaubhaft vermitteln, dass sie bei hohen Strommarktpreisen, die sich in Zeiten hoher Residuallast ergeben, nicht intervenieren und demnach akzeptieren, dass die Strommarktpreise teilweise über den Grenzkosten der Erzeugung liegen (MÜSGENS UND PEEK 2011, S. 576-581).

Derzeit bestehen an der Strombörse keine regulatorischen, sondern nur technische Preisobergrenzen (BMW 2015a, S. 41), welche sehr hohe Strommarktpreise verhindern könnten. Diese technischen Preisobergrenzen liegen auf dem Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT SE derzeit bei 3.000 €/MWh und auf dem Intraday-Markt bei 9.999 €/MWh (EPEX SPOT 2015a, S. 15). Der höchste Wert auf dem Day-Ahead-Markt für die Preiszone Deutschland/Österreich wurde am 7.11.2006 mit 2.436,63 €/MWh erreicht (EPEX SPOT 2014). Seitdem traten keine Knappheitspreise mehr auf. Nach EPEX SPOT (2015a, S. 15 f.) könnten die technischen Preisobergrenzen nach einer Überprüfung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit unter Konsultation der Marktakteure und Regulierer angepasst werden, falls der Spotmarktpreis diese zukünftig ein- oder mehrfach erreicht. Eine de facto Preisgrenze könnte durch das kartellrechtliche Missbrauchsverbot bestehen (BMW 2015a, S. 61). Hiernach ist es Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung grundsätzlich verwehrt, Preisangebote oberhalb ihrer Grenzkosten abzugeben, es sei denn, das Unternehmen weist nach, dass der Aufschlag (Mark-up) auf die Grenzkosten erforderlich ist, um die totalen Durchschnittskosten des gesamten Kraftwerkportfolios zu erwirtschaften. Unternehmen, die keine marktbeherrschende Stellung einnehmen, unterliegen der autonomen Gestaltung ihrer Angebotspreise und können somit Preise bieten, die über den Grenzkosten liegen (BUNDESKARTELLAMT 2011, S. 195).

Nach MÜSGENS UND PEEK (2011, S. 581-583) sind Ineffizienzen in der Realität in nahezu allen Märkten vorhanden. Markteingriffe sind nur gerechtfertigt, wenn die Ineffizienzen ein kritisches Ausmaß annehmen und davon auszugehen ist, dass diese durch die Markteingriffe

beseitigt und hierdurch keine neuen bedeutenden Ineffizienzen generiert werden. MÜSGENS UND PEEK (2011, S. 581-583) kommen zu dem Ergebnis, dass der Energy-Only-Markt theoretisch in der Lage ist, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zwar weist der Energy-Only-Markt in der Praxis Ineffizienzen auf, diese führen jedoch maximal zu unklaren Verzerrungen. Auch nach WINKLER ET AL. (2013, S. 240 f.) beweisen die gegenwärtigen niedrigen Strommarktpreise nicht, dass beim Energy-Only-Markt ein Marktversagen vorliegt und somit kann auch nicht die Schlussfolgerung gezogen werden, dass der Energy-Only-Markt keinen Anreiz zu Kraftwerksinvestitionen setzt. Für den Zeitraum 2012 bis 2014 besteht ein starker linearer Zusammenhang zwischen Residuallast und Strompreis am Spotmarkt, der von 2012 bis 2014, somit bei steigenden Anteilen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, zunimmt. Dieser starke Zusammenhang weist auf die Fähigkeit des Energy-Only-Marktes hin, Knappheitspreise zu senden. Die Analyse von ELBERG ET AL. (2012, S. 45) liefert zwar Hinweise, dass der Energy-Only-Markt vor großen Herausforderungen bezüglich der Bereitstellung der erforderlichen Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit steht. Sie belegt aber nicht eindeutig, dass der Energy-Only-Markt die Versorgungssicherheit nicht im erforderlichen Maß hervorbringen kann. BUNDESNETZAGENTUR UND BUNDESKARTELLAMT (2014, S. 313) erwarten, dass nach dem Abbau von Überkapazitäten infolge der Marktberichtigung die Strommarktpreise steigen, diese einen wirtschaftlichen Betrieb konventioneller Kraftwerke gewährleisten und Anreize zur Neuinvestitionen setzen. Das Bundeskartellamt spricht sich nachdrücklich für wettbewerbliche Strukturen in der deutschen Stromwirtschaft aus.

5.3.4 Aktueller politischer Stand

Das BMWi (2015a, S. 44) ist überzeugt, dass ein weiterentwickelter Strommarkt kostengünstiger ist als ein Stromversorgungssystem mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt, da das Risiko von Parametrierungsfehlern aufgrund der Komplexität des Mechanismus hoch ist und Fehler in der Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes hohe Kosten verursachen können. Aufgrund dessen spricht sich das BMWi (2015a, S. 34) für eine Weiterentwicklung des Strommarktes anstatt der Einführung eines Kapazitätsmarktes aus.

Damit die Marktteilnehmer Knappheitspreise wahrnehmen können und somit die Grundvoraussetzung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch den Energy-Only-Markt erfüllt wird, sollen nach BMWi (2015a, S. 69) die staatlich veranlassten Preisbestandteile und Netzentgelte schrittweise an die Erfordernisse der Energiewende angepasst werden. Ferner sollen intelligente Mess- und Steuerungssysteme (Smart Meter) schrittweise zur Flexibilisierung der Nachfrage eingeführt werden (BMWi 2015a, S. 74 f.). Um klarzustellen, dass staatliche Interventionen in die Strompreisbildung unterbleiben und sich am Markt somit Knapp-

heitspreise zur Refinanzierung der Kraftwerksinvestitionen ergeben können, schlägt das BMWi (2015a, S. 60) vor, die freie Preisbildung am Strommarkt als Kernziel im Energiewirtschaftsgesetz zu verankern. Fraglich ist, ob diese Maßnahme ausreichend ist, um das nötige Vertrauen bei den Marktakteuren zu schaffen. Da die Marktakteure Transparenz darüber fordern, in welchen Situationen das kartellrechtliche Missbrauchsverbot greift und welche Unternehmen hiervon betroffen sein können, empfiehlt das BMWi (2015a, S. 61) die Veröffentlichung eines Leitfadens zur kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht durch das Bundeskartellamt. Ferner soll die Bundesnetzagentur alle zwei Jahre einen Bericht über die Marktverhältnisse in der Stromerzeugung vorlegen, der Klarheit bei der Beurteilung, ob ein Unternehmen marktbeherrschend ist, schaffen soll.

Zusätzlich zum weiterentwickelten Strommarkt soll zur Absicherung eine Kapazitätsreserve eingeführt werden (BMWi 2015a, S. 80). Derzeit ist geplant, 5% der durchschnittlichen Jahreshöchstlast (rund 80 GW), somit 4 GW installierte Kraftwerksleistung, in der Kapazitätsreserve vorzuhalten (BMWi 2015a, S. 82). Damit die Kapazitätsreserve nicht den Wettbewerb und die Preisbildung am Energy-Only-Markt beeinträchtigt, nehmen die Kraftwerke, die sich in der Kapazitätsreserve befinden, nicht am Strommarkt teil. Nach BMWi (2015a, S. 80) soll die Kapazitätsreserve technisch geeignete Reservekraftwerke vorhalten, die durch die ÜNB wettbewerblich – auf Basis einer Ausschreibung – beschafft und eingesetzt werden. Es wird davon ausgegangen, dass sich nur solche Kraftwerke an der Ausschreibung beteiligen, die am Strommarkt nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Die strategische Reserve kommt erst zum Einsatz, wenn am Day-Ahead-Markt ein Kapazitätsdefizit auftritt und die Stromnachfrage auch am Intraday-Markt nicht vollständig gedeckt werden kann (BMWi 2015a, S. 81). Angaben, welchen Preis die Kraftwerke erhalten, die am Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt ihren Strom anboten, bei dem aber keine Preisbildung zustande kam, ist dem Weißbuch (BMWi 2015a) nicht zu entnehmen (OCKENFELS UND WAMBACH 2015). Wird die Reserve eingesetzt, zahlen die Stromlieferanten, die ihre Lieferverpflichtung nicht abdecken, verursachungsgerecht einen angemessenen Anteil an den Gesamtkosten der Reserve (BMWi 2015a, S. 82).

BMUB (2014, S. 9) geht nach aktuellen Prognosen davon aus, dass das nationale Klimaschutzziel für 2020 durch die bisher umgesetzten Maßnahmen nicht erreicht wird. Aufgrund dessen wurde am 1. Juli 2015 beschlossen, ältere Braunkohlekraftwerke in einem Umfang von 2,7 GW, 13% der derzeit in Betrieb befindlichen Braunkohlekraftwerke (BUNDESNETZAGENTUR 2015), auf vertraglicher Basis ab dem Jahr 2016 in die Kapazitätsreserve zu überführen und nach vier Jahren stillzulegen. Die Kraftwerksbetreiber erhalten eine kostenbasierte Vergütung, die auf den zum Zeitpunkt der Verhandlungen verfügbaren Marktdaten basiert.

Diese Maßnahme soll eine zusätzliche CO₂-Minderung von 12,5 Mio. t CO₂ pro Jahr erbringen (BUNDESREGIERUNG 2015b). Dieses Vorgehen wirft die Frage auf, warum Betreibern von alten Braunkohlekraftwerken Beihilfen zugesprochen werden, um eine Verhaltensänderung herbeizuführen, anstatt negative externe Effekte mit einem Preis zu versehen (GAWEL UND STRUNZ 2015, S. 449). Der ursprüngliche Vorschlag zur Einführung eines nationalen Klimabeitrages hätte hingegen zu einer wirtschaftlichen Belastung emissionsintensiver Kraftwerke geführt und zusätzlich dem Markt Emissionszertifikate entzogen. Denn dieser Vorschlag sah vor, dass Betreiber emissionshandelspflichtiger Kraftwerke bei Überschreiten einer bestimmten Freigrenze verpflichtet sind, mehrere Emissionszertifikate je emittierter Tonne CO₂ abzugeben (SPIETH 2015, S. 1173). Durch die Überführung der alten Braunkohlekraftwerke in die Kapazitätsreserve sinkt ab 2016 die Nachfrage nach Emissionszertifikaten um die durch diese Maßnahme generierte CO₂-Minderung. Weder den Verständigungen (BUNDESREGIERUNG 2015b) noch dem Eckpunktepapier (BUNDESREGIERUNG 2015a) oder dem Weißbuch (BMWl 2015a) ist zu entnehmen, wie diese nicht nachgefragten Emissionszertifikate dem Markt entzogen werden. Wird hierzu keine Regelung getroffen, ist davon auszugehen, dass die Reduzierung der Nachfrage nach Emissionszertifikaten preisdämpfend wirkt. Zudem ist fraglich, warum alte Braunkohlkraftwerke, die in der Regel eine lange Anfahrtdauer aufweisen, in eine Reserve überführt werden, die mit dem Zweck eingeführt wurde, zeitnah auf Angebotsdefizite zu reagieren.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktes nicht zu einer fundamentalen Änderung des derzeitigen Strommarktdesigns führen. Da Unsicherheit darüber besteht, ob die Versorgungssicherheit durch den optimierten Strommarkt langfristig gewährleistet werden kann, ergibt sich weiterer Forschungsbedarf, welche Knappheitspreise sich am Energy-Only-Markt einstellen müssen, um Investitionen in die erforderlichen Kapazitäten und Flexibilisierungsoptionen anzureizen und wie sich die Preisrisiken eines optimierten Strommarktes langfristig auf das Verhalten der Investoren auswirken. Darüber hinaus sind weitere Betrachtungen im europäischen Kontext erforderlich, um zu analysieren, wie sich die weitere Harmonisierung der europäischen Strommärkte und der europäische Netzausbau auf die erforderlichen Kapazitäten in Deutschland und den Strommarktpreis auswirken. Stellt sich heraus, dass der Energy-Only-Markt nicht die notwendigen Anreize zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit setzt, sollte in Betracht gezogen werden, die strategische Reserve zu einem umfassenden Kapazitätsmarkt weiterzuentwickeln. § 53 EnWG bietet hierfür nach HERMES (2014, S. 264) bereits die geeignete Rechtsgrundlage.

6 Schlussfolgerungen

Die Frage, wie die Herausforderungen der Energiewende bewältigt werden können, kann nicht ohne die Berücksichtigung des europäischen Emissionshandels als wichtiges Klimaschutzinstrument der Europäischen Union diskutiert werden, da komplexe Wechselwirkungen zwischen dem europäischen Emissionshandel und dem geförderten Ausbau der erneuerbaren Energien, auf welchen das zukünftige Stromsystem basieren soll, bestehen.

Der europäische Emissionshandel ist kurzfristig in der Lage, die Einsatzplanung fossil befeuerter Kraftwerke zu beeinflussen. Jedoch ist mehr als fraglich, ob der europäische Emissionshandel aufgrund der derzeit niedrigen CO₂-Preise – insbesondere bedingt durch den hohen Überschuss an Emissionszertifikaten – in der Lage ist, Knappheitssignale zu senden, die für die Emittenten Anreize bieten, in Emissionsvermeidungsmaßnahmen zu investieren. Um die dynamische Anreizwirkung des europäischen Emissionshandels zu stärken, muss dieser reformiert werden. Hinsichtlich dessen wird empfohlen, einmalig 1,6 Mrd. Emissionszertifikate zu löschen. Hierdurch sendet der europäische Emissionshandel das politische Signal, dass eine langfristige Dekarbonisierung der vom Emissionshandel betroffenen Sektoren angestrebt wird. Zudem wird empfohlen, die Zieltrias der EU bis 2050 verbindlich zu erklären. Auf Grundlage dessen kann die CO₂-Obergrenze des europäischen Emissionshandels unter Berücksichtigung der Emissionsreduktion durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Senkung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 festgelegt und somit die Planungssicherheit der Akteure erhöht werden.

Ob die Einführung der Marktstabilitätsreserve die dynamische Anreizwirkung des europäischen Emissionshandels stärken kann, ist fraglich, da hierdurch regelmäßig die Menge der zu versteigernden Zertifikate angepasst wird und die beteiligten Akteure diese Anpassungen bei der Prognose der Preisentwicklung antizipieren müssen. Hierdurch entsteht Planungsunsicherheit, welche zu Investitionszurückhaltung führen kann. Es zeigt sich, dass die Variation des CO₂-Preises durch das Modell der Grenzvermeidungskosten nur in einem geringen Umfang erklärt werden kann und politische Äußerungen und Handlungen die Preisbildung der Emissionszertifikate stark beeinflussen. Es besteht weiterer Forschungsbedarf, welche Faktoren den CO₂-Preis beeinflussen, um die Komplexität der Preisbildung auf dem Markt für Emissionszertifikate besser nachvollziehen zu können. Beispielsweise könnte mithilfe von Marktsimulationen überprüft werden, wie Marktakteure auf die Veränderung von Rahmenbedingungen, die den CO₂-Preis beeinflussen, reagieren und welche CO₂-Preise sich infolgedessen einstellen. Durch die Ausgestaltung des europäischen Emissionshandels mit einer EU-weiten Preisuntergrenze könnte die dynamische Anreizwirkung des europäischen Emissionshandels gestärkt werden. Denn dieser hybride Ansatz würde die Vorteile der Mengen-

steuerung – die ökologische Treffsicherheit – und der Preissteuerung – die Erhöhung der Planungssicherheit der Marktteilnehmer – kombinieren.

Erfolgt keine ambitionierte Reform des Emissionshandels, die kurzfristig zu einem Anstieg des CO₂-Preises führt, könnte es unerlässlich sein, nationale Maßnahmen als „third-best“-Lösung in Deutschland zu implementieren, damit die aus der Energieerzeugung resultierenden Treibhausgasemissionen reduziert werden und die Transformation des Stromsystems avanciert wird. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass nationale Klimaschutzmaßnahmen, durch welche das Ausmaß emissionshandelspflichtiger Tätigkeiten reduziert wird, den europäischen Emissionshandel konterkarieren. Hierdurch können Emissionsverschiebungseffekte entstehen, sodass – europaweit – keine Emissionsminderung eintritt. Hierdurch wird deutlich: „Deutschland ist gefangen im europäischen Emissionshandel“ (FISCHEDICK 2014). Nur in dem Fall, dass durch die nationale Klimaschutzmaßnahme Emissionszertifikate dem Emissionshandel entzogen werden, trägt diese nicht nur zur Erreichung des deutschen Klimaschutzziels bei, sondern leistet einen echten Beitrag zum Schutz des Klimas.

Durch einen Anstieg des CO₂-Preises steigt – ceteris paribus – der Strompreis an den Großhandelsmärkten. Insbesondere Gaskraftwerke, die zum Ausgleich des schwankenden Angebots der fluktuierenden erneuerbaren Energien gut geeignet sind und weniger CO₂ pro erzeugte Einheit Strom emittieren als Kohlekraftwerke, können derzeit nicht wirtschaftlich betrieben werden. Diese Kraftwerke würden aufgrund ihrer emissionsärmeren Stromerzeugung gegenüber Kohlekraftwerken von einem höheren CO₂-Preis profitieren, sodass es durch den Anstieg des Preises für Emissionszertifikate zu einem Fuel-Switch kommen kann. Zwar führt ein Anstieg des Strommarktpreises zu höheren Beschaffungskosten der Energieversorgungsunternehmen, gleichzeitig sinkt jedoch hierdurch die EEG-Umlage. Somit würde ein Teil des Anstiegs der Großhandelspreise durch die Reduzierung der EEG-Umlage kompensiert werden, sodass die Belastung nicht privilegierter Letztverbraucher vergleichsweise gering ist. Hingegen belastet der Anstieg des Strompreises am Großhandelsmarkt die Verbraucher wesentlich stärker, welche unter die besonderen Ausgleichsregelungen zur Begrenzung der EEG-Umlage fallen. Hierdurch wird das Dilemma deutlich: Klimaschutz kostet Geld. Somit könnte die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen eingeschränkt werden und der Wirtschaftsstandort Deutschland gefährdet sein. Jedoch sind höhere CO₂-Preise und die hieraus resultierende dynamische Anreizwirkung für die Erreichung der Klimaschutzziele und die Transformation des Stromsystems grundlegend. Ein entscheidender Schritt zur Erreichung des auf der Klimakonferenz in Paris vereinbarten Zieles – die Begrenzung des Anstiegs der globalen durchschnittlichen Temperatur auf deutlich unter 2 °C respektive 1,5 °C gegenüber der vorindustriellen Zeit – wäre die Einführung eines weltweiten CO₂-Preises, da hierdurch weltweit ein Anreiz bestünde, Emissionen zu vermeiden.

Bei der Analyse der durchschnittlichen Stromgestehungskosten zeigt sich, dass bereits heute Windenergieanlagen Onshore sowie Photovoltaik-Freiflächenanlagen an guten Standorten Strom zu geringeren Kosten als neue Steinkohlekraftwerke und neue erdgasbeheizte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke produzieren können. Jedoch ist weiterhin eine Förderung der erneuerbaren Energien neben dem europäischen Emissionshandel zum Erreichen der Ausbauziele, insbesondere aufgrund der unzureichenden Internalisierung der externen Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, notwendig. Zwar beeinflusst der europäische Emissionshandel die Investitionsentscheidungen in erneuerbare Energien aufgrund der Vergütungsstruktur des EEG in Deutschland nur in einem geringen Umfang, jedoch prägt der europäische Emissionshandel aufgrund seiner Signalwirkung die strategische Ausrichtung der Energieversorgungsunternehmen. Für die Beibehaltung des EEG als Instrument zur Förderung der erneuerbaren Energien spricht die aus der Vergütungsstruktur resultierende Planungssicherheit für die Investoren. Jedoch sollten weitere Elemente in das EEG aufgenommen werden, die zu einer Erhöhung des Wettbewerbes und des Marktpreisrisikos führen. Zwar birgt dies die Gefahr, die Ausbauziele aufgrund von Investitionszurückhaltung zu verfehlen, da die Investoren das Risiko etwaiger Ertragseinbußen scheuen. Auf der anderen Seite eröffnet sich hierdurch die Chance, die Entwicklung neuer Vermarktungsstrategien und die Investition in die Flexibilisierung der Erzeugung, die für die Transformation des Stromsystems grundlegend ist, marktgetrieben zu intensivieren.

Aufgrund der Fokussierung der Bundesregierung auf den Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien, muss ein Stromsystem etabliert werden, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher auf die fluktuierende Stromerzeugung reagieren. Forschungsbedarf besteht hinsichtlich folgender Fragestellungen: (1) Setzt der Energy-Only-Markt ausreichende Anreize, die Transformation des Stromsystems bei gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu realisieren? (2) Wie wirkt sich die Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien-Anlagen langfristig auf den Strompreis aus und (3) können sich erneuerbare Energien mit Grenzkosten nahe null, wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen, aufgrund des im Zeitablauf sinkenden Marktwertes des Stroms aus diesen Anlagen jemals auf einem grenzkostenbasierten Strommarkt refinanzieren? Sollte sich anhand weiterer Untersuchungen unter Berücksichtigung der fortschreitenden europäischen Marktkopplung herausstellen, dass der Energy-Only-Markt nicht die notwendigen Investitionen anreizt und sich die erneuerbaren Energien nicht über diesen refinanzieren können, sind Überlegungen anzustellen, wie das zukünftige Strommarktdesign aussehen könnte, das einen wirtschaftlichen Betrieb der erneuerbaren Energien wie auch der flexiblen Erzeuger und Verbraucher gewährleistet. Hierzu muss ein Gesamtkonzept entwickelt werden, bei dem alle systemrelevanten Aspekte berücksichtigt werden.

Literaturverzeichnis

- AGEB - AG Energiebilanzen e. V. (2015): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. 11. Dezember 2015. http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20151211_brd_stromerzeugung1990-2015.pdf (26.2.2016).
- Aldy, J. E.; Stavins, R. N. (2012): The promise and problems of pricing carbon: Theory and experience. *Journal of Environment & Development* 21 (2), S. 152-180.
- Altrock, M. (2013): § 34 EEG. In: Altrock, M., Oschmann, V. und Theobald, C. (Hg.): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. 4. Aufl., München: Beck.
- Andor, M. A.; Frondel, M.; Sommer, S. (2015): Reform des EU-Emissionshandels, aber richtig! Alternativen zur Marktstabilitätsreserve. *RWI Positionen* 64 (23. April 2015), S. 1-6.
- Bail, C. (1998): Das Klimaschutzregime nach Kyoto. *EuZW* (15), S. 457-464.
- Baumol, W. J.; Oates, W. E. (1971): The use of standards and prices for protection of the environment. *The Swedish Journal of Economics* 73 (1), S. 42-54.
- BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2014): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme. 24. Februar 2014. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/\\$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20%282014%29_24.02.2014_final_Journalisten.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20%282014%29_24.02.2014_final_Journalisten.pdf) (26.2.2016).
- BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2015): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme. 11. Mai 2015. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150511-o-energie-info-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2015-de/\\$file/Energie-Info_Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_2015_11.05.2015_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150511-o-energie-info-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2015-de/$file/Energie-Info_Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_2015_11.05.2015_final.pdf) (26.2.2016).
- BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2016): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2016. Haushalte und Industrie. 19. Januar 2016. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8CFC3276B7FF3A9CC1257DDA0049A5D0/\\$file/BDew-Strompreisanalyse%20_o_halbjaehrlich_Ba_online_19012016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8CFC3276B7FF3A9CC1257DDA0049A5D0/$file/BDew-Strompreisanalyse%20_o_halbjaehrlich_Ba_online_19012016.pdf) (26.2.2016).
- Blankart, C. B. (2008): Öffentliche Finanzen in der Demokratie. Eine Einführung in die Finanzwissenschaft. 7. Aufl., München: Vahlen.

- BMF - Bundesministerium der Finanzen (2016): Umsatzsteuer-Umrechnungskurse.
http://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Service/Publikationen/Umsatzsteuer_Umrechnungskurse/umsatzsteuer_umrechnungskurse.html (26.2.2016).
- BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011): Entwurf. Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz gemäß § 65 EEG. 3. Mai 2011. https://www.clearingstelle-eeg.de/files/EEG_Erfahrungsbericht_2011_Entwurf.pdf (26.2.2016).
- BMUB - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Eckpunkte des BMUB. Dezember 2014.
http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutz_2020_aktionsprogramm_eckpunkte_bf.pdf (26.2.2016).
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014a): Eckpunkte für die Reform des EEG. 21. Januar 2014. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (26.2.2016).
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014b): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Oktober 2014. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (26.2.2016).
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015a): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Juli 2015.
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (26.2.2016).
- BMWi und AGEE-Stat - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (2015): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Dezember 2015. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html (26.2.2016).
- BMWi und BMU - Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 28. September 2010.
http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (26.2.2016).

- Bode, S.; Groscurth, H.-M. (2008): Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Förderungsinstrumenten. Eine Analyse von EEG und Zertifikatsmodellen im Kontext der Ausbauziele für erneuerbare Energien. Discussion Paper. http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_1.pdf (26.2.2016).
- Bogner, A.; Menz, W. (2009a): Das theoriegenerierende Experteninterview. Erkenntnisinteresse, Wissensformen, Interaktion. In: Bogner, A., Littig, B. und Menz, W. (Hg.): Experteninterviews. Theorien, Methoden, Anwendungsfelder. 3. Aufl., Wiesbaden: VS, Verl. für Sozialwiss.
- Bogner, A.; Menz, W. (2009b): Experteninterviews in der qualitativen Sozialforschung. Zur Einführung in eine sich intensivierende Methodendebatte. In: Bogner, A., Littig, B. und Menz, W. (Hg.): Experteninterviews. Theorien, Methoden, Anwendungsfelder. 3. Aufl., Wiesbaden: VS, Verl. für Sozialwiss.
- Bonus, H. (1972): Über Schattenpreise von Umweltressourcen. *Jahrbuch für Sozialwissenschaft* 23 (3), S. 342-354.
- Bonus, H. (1990): Preis- und Mengenlösungen in der Umweltpolitik. *Jahrbuch für Sozialwissenschaft* 41 (3), S. 343-358.
- Brunner, S.; Flachsland, C.; Marschinski, R. (2012): Credible commitment in carbon policy. *Climate Policy* 12 (2), S. 255-271.
- Bundeskartellamt (2011): Sektoruntersuchung. Stromerzeugung und -großhandel. Abschlussbericht gemäß § 32e GWB. Januar 2011. http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (26.2.2016).
- Bundesnetzagentur (2012): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG vom 20. Dezember 2012.
- Bundesnetzagentur (2014): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG vom 19. Dezember 2014.
- Bundesnetzagentur (2015): Kraftwerksliste. 10. November 2015. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html (26.2.2016).

- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2014): Monitoringbericht 2014. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. 14. November 2014.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (26.2.2016).
- Bundesregierung (2002): Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung. Januar 2002.
- Bundesregierung (2010): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.
http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Broschuere/nationaler_aktionsplan.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (26.2.2016).
- Bundesregierung (2015a): Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Politische Vereinbarungen der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015. <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-energiewende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (26.2.2016).
- Bundesregierung (2015b): Verständigung zwischen der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland und verschiedener Kraftwerksbetreiber. Überführung von Braunkohlekraftwerksblöcken in die Sicherheitsbereitschaft. 2. November 2015.
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/verstaendigung-braunkohle,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (26.2.2016).
- Burgwinkel, P. (2013): Vor §§ 29-31 EEG. In: Frenz, W. und Muggenborg, H.-J. (Hg.): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. 3. Aufl., Berlin: Erich Schmidt.
- Cansier, D. (1996): Umweltökonomie. 2. Aufl., Stuttgart: Lucius & Lucius.
- Capros, P.; De Vita, A.; Tasios, N.; Papadopoulos, D.; Siskos, P.; Apostolaki, E. et al. (2014): EU energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050: Reference scenario 2013. Europäische Kommission, Luxemburg: Publications Office of the European Union.
- Cezanne, W. (2005): Allgemeine Volkswirtschaftslehre. 6. Aufl., München: Oldenbourg.
- Clò, S.; Battles, S.; Zoppoli, P. (2013): Policy options to improve the effectiveness of the EU emissions trading system: A multi-criteria analysis. *Energy Policy* 57, S. 477-490.
- 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. *Energy Economics* 44, S. 302-313.

- Convery, F. J. (2009): Origins and development of the EU ETS. *Environ Resource Econ* 43 (3), S. 391-412.
- Cosack, T. (2013): Einführung §§ 34-39 EEG, § 37 EEG. In: Frenz, W. und Müggenborg, H.-J. (Hg.): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. 3. Aufl., Berlin: Erich Schmidt.
- Dales, J. H. (1968a): Land, water, and ownership. *The Canadian Journal of Economics* 1 (4), S. 791-804.
- Dales, J. H. (1968b): Pollution, property & prices. An essay in policy-making and economics, Toronto and Buffalo: University of Toronto Press.
- De Perthuis, C.; Trotignon, R. (2014): Governance of CO₂ markets: Lessons from the EU ETS. *Energy Policy* 75, S. 100-106.
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle (2009): Emissionshandel: Auswertung der ersten Handelsperiode 2005-2007. Januar 2009.
http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Auswertung_1_HP.pdf?__blob=publicationFile (26.2.2016).
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle (2010): Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2008-2012. Nationaler Allokationsplan II. 30. November 2010.
http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/Archiv/Zuteilung_2008-2012/NAP%20II/20101130-NAP-Tabelle.pdf?__blob=publicationFile (26.2.2016).
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle (2013a): Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2008-2012. Nationaler Allokationsplan II. 28. Februar 2013.
http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/Archiv/Zuteilung_2008-2012/NAP%20II/20130228-NAP-Tabelle.pdf?__blob=publicationFile (26.2.2016).
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle (2013b): VET-Bericht. Kohlendioxidemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen und im Luftverkehr in Deutschland im Jahr 2012. 15. Mai 2013.
http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/VET-Bericht_2012.pdf?__blob=publicationFile (26.2.2016).
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2014a): Stärkung des Emissionshandels: Diskussionsbeitrag zur Ausgestaltung der Marktstabilitätsreserve (MSR). Oktober 2014.
http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/MSR-Papier.pdf?__blob=publicationFile (26.2.2016).

- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle (2014b): VET-Bericht 2013. Treibhausgasemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen in Deutschland im Jahr 2013. Mai 2014.
http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/VET-Bericht_2013.pdf?__blob=publicationFile (26.2.2016).
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle (2014c): Zuteilung 2013-2020. Ergebnisse der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen an Bestandsanlagen für die 3. Handelsperiode 2013-2020. April 2014.
http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Zuteilungsbericht.pdf?__blob=publicationFile (26.2.2016).
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle (2015): Treibhausgasemissionen 2014. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland. Mai 2015.
http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/VET-Bericht_2014.pdf?__blob=publicationFile (26.2.2016).
- Diekmann, A. (2012a): Empirische Sozialforschung. Grundlagen, Methoden, Anwendungen. 6. Aufl., Reinbek bei Hamburg: Rowohlt.
- Diekmann, J. (2012b): EU-Emissionshandel: Anpassungsbedarf des Caps als Reaktion auf externe Schocks und unerwartete Entwicklungen? *Climate Change* 17/2012. Hg. v. Umweltbundesamt.
<http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4378.pdf> (26.2.2016).
- Downing, P. B.; White, L. J. (1986): Innovation in pollution control. *Journal of Environmental Economics and Management* 13 (1), S. 18-29.
- dr. dresing & pehl GmbH (2010): f4transkript. Version 4.2.
<https://www.audiotranskription.de/f4.htm> (26.2.2016).
- DWD - Deutscher Wetterdienst (2004): Jahresmittel der Windgeschwindigkeit - 80 m über Grund oder Wasser - über der Nordsee.
<http://www.dwd.de/DE/leistungen/windkarten/windkarten.html> (26.2.2016).
- DWD - Deutscher Wetterdienst (2012): Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland. Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981 - 2010. 5. September 2012.
http://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/lstrahlungskarten_mi.html?nn=16102 (26.2.2016).
- Edenhofer, O. (2014): Climate policy: Reforming emissions trading. *Nature Climate change* 4 (8), S. 663-664.

- EEA - European Environment Agency (2015a): EEA greenhouse gas - data viewer. Total GHG emissions (without LULUCF, with indirect CO₂), 1990-2013. Abruf der Daten am 10. Dezember 2015. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer> (26.2.2016).
- EEA - European Environment Agency (2015b): EU Emissions Trading System (ETS) data viewer. Abruf der Daten am 10. Dezember 2015. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/emissions-trading-viewer> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2010): EEX Produktbroschüre Kohle. 2. Februar 2010. <http://www.eex.com/blob/66454/06ea69a5de620e24648e016d54a6b880/20100802-eex-produktbroschuere-kohle-1b-pdf-data.pdf> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2011): EEX Produktbroschüre EU-Emissionsberechtigungen. 14. März 2011. <http://www.eex.com/blob/66458/d559d5de81d66ee97f5080d5512a037e/20110329-eex-produktbroschuere-co2-release-deutsch-pdf-data.pdf> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2012): EEX Produktbroschüre Strom. 7. August 2012. <http://www.eex.com/blob/66450/6aee0902c1f341968d1f1b948f3b1a5b/konzept-strom-release-03a-deutsch-pdf-data.pdf> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2014a): Coal and Oil. Terminmarkt. API-2-CIF-ARA- (Argus-IHS McCloskey)-Coal-Year-Futures. Abruf der Daten der Jahre 2002-2013 am 10. Januar 2014. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2014b): EEX Produktbroschüre Erdgas. 1. Januar 2014. <http://www.eex.com/blob/67590/f5d7274b1d9a32cf3d6ba55a23b4b943/20140101-eex-produktbroschuere-erdgas-pdf--1--data.pdf> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2014c): Environmentals. Spotmarkt. European Emission Allowances (EUA). Abruf der Daten der Jahre 2005-2013 am 10. Januar 2014. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2014d): Environmentals. Terminmarkt. European Emission Allowances (EUA) und Certified Emission Reduction Futures (CER). Abruf der Daten der Jahre 2005-2013 am 10. Januar 2014. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).

- EEX - European Energy Exchange AG (2014e): Natural Gas. Terminmarkt. NCG-Natural-Gas-Year-Futures und GASPOOL-Natural-Gas-Year-Futures. Abruf der Daten der Jahre 2002-2013 am 10. Januar 2014. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2014f): Power. Strom-Terminmarkt. Phelix Power Futures. Abruf der Daten der Jahre 2002-2013 am 10. Januar 2014. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2015a): Coal and Oil. Terminmarkt. API-2-CIF-ARA-(Argus-IHS McCloskey)-Coal-Year-Futures. Abruf der Daten des Jahres 2014 am 5. August 2015. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2015b): Environmentals. Spotmarkt. European Emission Allowances (EUA). Abruf der Daten des Jahres 2014 am 19. Januar 2015. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2015c): Environmentals. Terminmarkt. European Emission Allowances (EUA) und Certified Emission Reduction Futures (CER). Abruf der Daten des Jahres 2014 am 19. Januar 2015. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2015d): Natural Gas. Terminmarkt. NCG-Natural-Gas-Year-Futures und GASPOOL-Natural-Gas-Year-Futures. Abruf der Daten des Jahres 2014 am 5. August 2015. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2015e): Power. Strom-Terminmarkt. Phelix Power Futures. Abruf der Daten des Jahres 2014 am 20. Januar 2015. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2015f): Verfahren zur Feststellung von Abrechnungspreisen. 26. November 2015. <http://www.eex.com/blob/82606/668d56ef6f799309e4f3822768e93585/verfahren-abrechnungspreise-data.pdf> (26.2.2016).

- EEX - European Energy Exchange AG (2016a): Coal and Oil. Terminmarkt. API-2-CIF-ARA- (Argus-IHS McCloskey)-Coal-Year-Futures. Abruf der Daten des Jahres 2015 am 4. Januar 2016. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2016b): Environmentals. Spotmarkt. European Emission Allowances (EUA). Abruf der Daten des Jahres 2015 am 4. Januar 2016. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2016c): Environmentals. Terminmarkt. European Emission Allowances (EUA) und Certified Emission Reduction Futures (CER). Abruf der Daten des Jahres 2015 am 4. Januar 2016. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2016d): Natural Gas. Terminmarkt. NCG-Natural-Gas-Year-Futures und GASPOOL-Natural-Gas-Year-Futures. Abruf der Daten des Jahres 2015 am 4. Januar 2016. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EEX - European Energy Exchange AG (2016e): Power. Strom-Terminmarkt. Phelix Power Futures. Abruf der Daten des Jahres 2015 am 4. Januar 2016. <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- Ehricke, U. (2013): Europäisches Recht der Erneuerbaren Energien. In: Frenz, W. und Müggenborg, H.-J. (Hg.): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. 3. Aufl., Berlin: Erich Schmidt.
- Ekardt, F. (2013): Einleitung. In: Frenz, W. und Müggenborg, H.-J. (Hg.): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. 3. Aufl., Berlin: Erich Schmidt.
- Ekardt, F.; Hennig, B. (2013): §§ 16, 18, 20, 20a, 20b, 27, 33a, 33g, 33i EEG. In: Frenz, W. und Müggenborg, H.-J. (Hg.): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. 3. Aufl., Berlin: Erich Schmidt.
- Elberg, C.; Growitsch, C.; Höffler, F.; Richter, J.; Wambach, A. (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. März 2012. Hg. v. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf (26.2.2016).

- Ender, C. (2015): Windenergienutzung in Deutschland - Stand 31.12.2014. *DEWI Magazin* (46), S. 26-37.
- Endres, A. (2007): Umweltökonomie. Lehrbuch. 3. Aufl., Stuttgart: Kohlhammer.
- ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity (2015): Consumption Data. Hourly load values for a specific country for a specific month in MW. Abruf der Daten der Jahre 2012 und 2013 am 2. März 2015. <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx> (26.2.2016).
- ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity (2016): Consumption Data. Hourly load values for a specific country for a specific month in MW. Abruf der Daten des Jahres 2014 am 14. Januar 2016. <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx> (26.2.2016).
- EPEX SPOT - European Power Exchange SE (2014): Strom-Spotmarkt. Marktdaten. Day-Ahead-Auktion. Preiszone Deutschland/Österreich (Phelix). Abruf der Daten der Jahre 2002-2013 am 10. Januar 2014. Hg. v. European Energy Exchange AG (EEX). <http://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).
- EPEX SPOT - European Power Exchange SE (2015a): Konsultation des Grünbuches „Ein Strommarkt für die Energiewende“. Stellungnahme der EPEX SPOT. Paris, 27. Februar 2015. http://static.epexspot.com/document/30845/20150227_EPEX_SPOT_Stellungnahme_Gr%C3%BCnbuch.pdf (26.2.2016).
- EPEX SPOT - European Power Exchange SE (2015b): Strom-Spotmarkt. Marktdaten. Day-Ahead-Auktion. Preiszone Deutschland/Österreich (Phelix). Abruf der Daten des Jahres 2014 am 19. Januar 2015. <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion> (26.2.2016).
- EPEX SPOT - European Power Exchange SE (2015c): Strom-Spotmarkt. Preiskurve. Day-Ahead-Auktion. Preiszone Deutschland/Österreich (Phelix). Abruf der Daten des Jahres 2014 am 17. Februar 2015. <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion/preiskurve/auction-aggregated-curve/2014-03-26/DE/11/3> (26.2.2016).
- EPEX SPOT - European Power Exchange SE (2016): Strom-Spotmarkt. Marktdaten. Day-Ahead-Auktion. Preiszone Deutschland/Österreich (Phelix). Abruf der Daten des Jahres 2015 am 4. Januar 2016. Hg. v. European Energy Exchange AG (EEX). <https://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download/produktinhalte/handelsdaten> (26.2.2016).

- Erdmann, G.; Zweifel, P. (2010): Energieökonomik. Theorie und Anwendungen. 2. Aufl., Berlin, Heidelberg: Springer.
- Ethik-Kodex: Ethik-Kodex der Deutsch Gesellschaft für Soziologie (DGS) und des Berufsverbandes Deutscher Soziologen (BDS). Abgedruckt in Gläser, J.; Laudel, G. (2010): Experteninterviews und qualitative Inhaltsanalyse. Als Instrumente rekonstruierender Untersuchungen. Anhang 1. 4. Aufl., Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- Europäische Kommission (2012): Emissions Trading System (EU ETS). Union Registry. Documentation. Phase II (2008-2012). Miscellaneous. List of Stationary Installations in the Union Registry as of 28.08.2012.
http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/registry/documentation_en.htm (26.2.2016).
- Europäische Kommission (2013): Emissions Trading System (EU ETS). Union registry. Documentation. Phase II (2008-2012). Reports. 16/05/2013 - CERs and ERUs surrendered under EU ETS.
http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/registry/documentation_en.htm (26.2.2016).
- Europäische Kommission (2014a): Emissions Trading System (EU ETS). Union registry. Documentation. Phase III (2013-2020). Miscellaneous. List of Stationary Installations in the Union Registry as of 27.02.2014.
http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/registry/documentation_en.htm (26.2.2016).
- Europäische Kommission (2014b): Emissions Trading System (EU ETS). Union registry. Documentation. Phase III (2013-2020). Reports. 14/05/2014 - Credits exchanged by 30 April 2014. http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/registry/documentation_en.htm (26.2.2016).
- Europäische Kommission (Hg.) (2014c): Expert meeting on EU ETS structural reform: Introduction of a market stability reserve. Presentations. 25. Juni 2014.
http://ec.europa.eu/clima/events/articles/0094_en.htm (26.2.2016).
- Europäische Kommission (2015): Updated information on Exchange and International Credit Use in the EU ETS. Type of credit exchanged.
http://ec.europa.eu/clima/news/docs/2015050402_credits_exchanged.xlsx (13.10.2016).
- Eurostat (2016a): Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in %. Abruf der Daten am 26. Februar 2016.
http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&pcode=t2020_31&language=de (26.2.2016).

- Eurostat (2016b): Energetischer Endverbrauch in Millionen Tonnen Rohöleinheiten. Abruf der Daten am 26. Februar 2016.
http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=de&pcode=t2020_34&plugin=1 (26.2.2016).
- Falkenberg, D. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Vorhaben Ite Stromerzeugung aus Windenergie. Wissenschaftlicher Bericht. Juli 2014. Hg. v. Leipziger Institut für Energie GmbH.
<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2e,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (26.2.2016).
- Feess, E.; Seeliger, A. (2013): Umweltökonomie und Umweltpolitik. 4. Aufl., München: Vahlen.
- Fell, H.; Burtraw, D.; Morgenstern, R.; Palmer, K.; Preonas, L. (2010): Soft and hard price collars in a cap-and-trade system: A comparative analysis. Discussion paper.
<http://www.rff.org/documents/RFF-DP-10-27.pdf> (26.2.2016).
- Fischedick, M. (2014): „Deutschland ist gefangen im europäischen Emissionshandel“. Interview: Jörg-Rainer Zimmermann, 4.12.2014. *neue energie*.
<http://www.neueenergie.net/politik/deutschland/deutschland-ist-gefangen-im-europaeischen-emissionshandel> (26.2.2016).
- Fischedick, M.; Samadi, S. (2010): Die grundsätzliche wirtschaftstheoretische Kritik am Erneuerbaren-Energien-Gesetz greift zu kurz. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (1/2), S. 122-128.
- Flinkerbusch, K.; Scheffer, F. (2013): Eine Bewertung verschiedener Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt. *Z Energiewirtschaft* 37 (1), S. 13-25.
- Freiwald, B. (2014): A. Erlaubnispflicht nach dem Gesetz über das Kreditwesen. In: Schwintowski, H.-P. (Hg.): Handbuch Energiehandel. 3. Aufl., Berlin: Erich Schmidt.
- Friedl, G.; Hofmann, C.; Pedell, B. (2010): Kostenrechnung, München: Vahlen.
- Fritsch, M. (2014): Marktversagen und Wirtschaftspolitik. Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns. 9. Aufl., München: Vahlen.
- Fronde, M.; Ritter, N.; Schmidt, C. M.; Vance, C. (2010): Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience. *Energy Policy* 38 (8), S. 4048-4056.

- Gallier, C.; Lutz, B.; Brockmann, K. L.; Dieckhöner, C. (2014): KfW/ZEW CO₂ Barometer 2014 – Carbon Edition. New Phase, Old Problems. Hg. v. KfW Bankengruppe und Centre for European Economic Research (ZEW). <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/co2panel/CO2Barometer2014.pdf> (26.2.2016).
- Gawel, E. (1994): Umweltallokation durch Ordnungsrecht. Ein Beitrag zur ökonomischen Theorie regulativer Umweltpolitik, Tübingen: Mohr.
- Gawel, E.; Klassert, C. (2013): Probleme der besonderen Ausgleichsregelung im EEG. *ZUR* (9), S. 467-480.
- Gawel, E.; Lehmann, P. (2011): Macht der Emissionshandel die Förderung der erneuerbaren Energien überflüssig? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (3), S. 24-28.
- Gawel, E.; Lehmann, P. (2014): Die Förderung der erneuerbaren Energien nach der EEG-Reform 2014. *Wirtschaftsdienst* 94 (9), S. 651-658.
- Gawel, E.; Strunz, S. (2015): Sinn und Unsinn eines nationalen „Klimabeitrags“ für die Kohlekraft. *ZUR* (9), S. 449-450.
- Gläser, J.; Laudel, G. (2010): Experteninterviews und qualitative Inhaltsanalyse als Instrumente rekonstruierender Untersuchungen. 4. Aufl., Wiesbaden: VS, Verl. für Sozialwiss.
- Götz, P.; Heddrich, M.-L.; Henkel, J.; Kurth, Tobias, Lenck, Thorsten (2014a): Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e. V. 26. November 2014. Hg. v. Energy Brainpool GmbH & Co. KG. http://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/zukuenftige-auswirkungen-der-sechs-stunden-regelung-gemaess-ss-24-eeg-2014/2014-12-11_bwe_sechsstunden-regelung_energybrainpool.pdf (26.2.2016).
- Götz, P.; Henkel, J.; Lenck, T.; Lenz, K. (2014b): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende erstellt von Energy Brainpool GmbH & Co. KG. Juni 2014. http://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Negative_Strompreise/Agora_NegativeStrompreise_Web.pdf (26.2.2016).
- Grave, K.; Paulus, M.; Lindenberger, D. (2012): A method for estimating security of electricity supply from intermittent sources: Scenarios for Germany until 2030. *Energy Policy* 46, S. 193-202.

- Gronwald, M.; Ketterer, J. (2009): Zur Bewertung von Emissionshandel als Politikinstrument. *ifo Schnelldienst* 62 (11/2009), S. 22-25.
- Grosjean, G.; Acworth, W.; Flachslan, C.; Marschinski, R. (2014): After monetary policy, climate policy: is delegation the key to EU ETS reform? *Climate Policy*, S. 1-25.
- Grubb, M. (2012): Strengthening the EU ETS. Creating a stable platform for EU energy sector investment. Hg. v. Climate Strategies. <http://climatestrategies.org/wp-content/uploads/2012/03/cs-strengtheningtheeuets-fullreport.pdf> (26.2.2016).
- Häder, M. (2010): Klimaschutzpolitik in Deutschland – eine ökonomische Konsistenzanalyse der Rahmenbedingungen für den Strommarkt. *Z Energiewirtschaft* 34 (1), S. 11-19.
- Hardach, F. (2015): Umweltrecht Besonderer Teil (BImSchV, TA Luft, TA Lärm, TEHG u. a.). 5. Handel mit Emissionsberechtigungen. 5.1 Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - TEHG). In: Beckmann, M., Durner, W., Mann, T. und Röckinghausen, M. (Hg.): Landmann/Rohmer. Umweltrecht. Band I. Kommentar. 75. Ergänzungslieferung, 15. Januar 2015, München: Beck.
- Haucap, J.; Kühling, J. (2013): Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung - das Quotenmodell. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (3), S. 41-49.
- Helm, D. (2008): Caps and floors for the EU ETS: a practical carbon price. 13. Oktober 2008. <http://www.dieterhelm.co.uk/node/670> (26.2.2016).
- Helm, D. (2012): The Kyoto approach has failed. *Nature* 491 (7426), S. 663-665.
- Hermann, H.; Matthes, F. C.; Emele, L.; Jung, F. (2012): Strompreisentwicklungen im Spannungsfeld von Energiewende, Energiemärkten und Industriepolitik. Der Energiewende-Kosten-Index (EKX). Kurzstudie. 11. Oktober 2012. Hg. v. Öko-Institut e. V. <http://www.oeko.de/oekodoc/1587/2012-443-de.pdf> (26.2.2016).
- Hermeier, A. (2007): Umweltmanagement und Emissionsrechtehandel. Eine Untersuchung der strategischen und organisatorischen Bewältigung einer neuen Aufgabenstellung im Rahmen umweltorientierter Unternehmensführung, München, Mering: Hampp.
- Hermes, G. (2014): Planungsrechtliche Sicherung einer Energiebedarfsplanung – ein Reformvorschlag. *ZUR* (5), S. 259-270.
- Hopf, C. (2010): 5.2 Qualitative Interviews - ein Überblick. In: Flick, U., Kardorff, E. von und Steinke, I. (Hg.): Qualitative Forschung. Ein Handbuch. 8. Aufl., Reinbek bei Hamburg: Rowohlt.
- Hoppenbrock, V. (2013): § 12 EEG. In: Altrock, M., Oschmann, V. und Theobald, C. (Hg.): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. 4. Aufl., München: Beck.

- Icha, P. (2015): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014. Climate Change 9/2015. Hg. v. Umweltbundesamt.
http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_09_2015_entwicklung_der_spezifischen_kohlendioxid-emissionen_1.pdf (26.2.2016).
- IDW - Institut der Wirtschaftsprüfer in Deutschland e. V. (2010): IDW Stellungnahmen zur Rechnungslegung: Bilanzierung von Emissionsberechtigungen nach HGB. IDW RS HFA 15, Stand: 01.03.2006, Düsseldorf: IDW-Verl.
- IEA - International Energy Agency (2014a): Energy policies of IEA countries: European Union 2014 review, Paris: OECD Publishing.
- IEA - International Energy Agency (2014b): World Energy Investment Outlook. Special Report, Paris: IEA.
- IEA - International Energy Agency (2014c): World Energy Outlook. Investment Costs. WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions.
<http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/> (26.2.2016).
- IEA - International Energy Agency (2014d): World Energy Outlook 2014, Paris: IEA Publications.
- IEA; NEA - International Energy Agency; Nuclear Energy Agency (2015): Projected Costs of Generating Electricity, Paris: OECD Publications.
- IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (2013): Climate Change 2013. The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge [u. a.]: Cambridge Univ. Press.
- IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (2015): Climate Change 2014. Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Hg. v. Core Writing Team; Pachauri, R. K.; Meyer, L., Genf: IPCC.
- Jansen, M.; Richts, C.; Gerhardt, N.; Lenck, T.; Heddrich, M.-L. (2015): Strommarkt-Flexibilisierung. Hemmnisse und Lösungskonzepte. Eine Studie im Auftrag des BEE e. V., Bochum: Ponte Press.
- Kachel, M. (2012): Die besondere Ausgleichsregelung im EEG als Instrument zur Entlastung der stromintensiven Industrie. *ZUR* (1), S. 32-39.

- Kelle, U. (2010): 5.14 Computergestützte Analyse qualitativer Daten. In: Flick, U., Kardorff, E. von und Steinke, I. (Hg.): *Qualitative Forschung. Ein Handbuch*. 8. Aufl., Reinbek bei Hamburg: Rowohlt.
- Kelm, T.; Schmidt, M.; Taumann, M.; Püttner, A.; Jachmann, H.; Capota, M. et al. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Vorhaben Ilc Solare Strahlungsenergie. Wissenschaftlicher Bericht. Juli 2014.
<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2c,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (26.2.2016).
- Kemfert, C.; Diekmann, J. (2009): Förderung erneuerbarer Energien und Emissionshandel – wir brauchen beides. *DIW Wochenbericht* (11), S. 169-174.
- Kemfert, C.; Hirschhausen, C. von; Lorenz, C. (2014): Europäische Energie- und Klimapolitik braucht ambitionierte Ziele für 2030. *DIW Wochenbericht* (10), S. 175-185.
- Klein, M.; Völker-Lehmkuhl, K. (2004): Die Bilanzierung von Emissionsrechten nach den deutschen Grundsätzen ordnungsgemäßer Bilanzierung. *Der Betrieb* (7), S. 332-336.
- Kloepfer, M. (2004): *Umweltrecht*. Unter Mitarbeit von M. Kohls und V. Ochsenfahrt. 3. Aufl., München: Beck.
- Koch, M.; Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Ritter, D.; Vogel, M.; Tröster, E. (2015): Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020-2050. *Z Energiewirtschaft* 39 (1), S. 1-17.
- 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. *Energy Policy* 73, S. 676-685.
- Kohls, M.; Wustlich, G. (2015): Die Pilot-Ausschreibung für Photovoltaikanlagen. Eine Einführung in die Freiflächenausschreibungsverordnung. *NVwZ* (6), S. 313-321.
- Konstantin, P. (2013): *Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. 3. Aufl., Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg (VDI-Buch).
- Kopp, O.; Eßer-Frey, A.; Engelhorn, T. (2012): Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? *Z Energiewirtschaft* 36 (4), S. 243-255.

- Kost, C.; Mayer, J. N.; Thomsen, J.; Hartmann, N.; Senkpiel, C.; Philipps, S. et al. (2013): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Studie. November 2013. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE).
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> (26.2.2016).
- KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (2015): Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas. Abruf der Daten am 27. August 2015.
<http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do;jsessionid=DD8E3A19D4DCB59CDDDBB1999A9D57FF> (26.2.2016).
- Kuchling, H. (2007): Taschenbuch der Physik. Mit zahlreichen Bildern und Tabellen. 19. Aufl., München: Fachbuchverl. Leipzig im Carl-Hanser-Verl.
- Kuckartz, U. (2010): Einführung in die computergestützte Analyse qualitativer Daten. 3. Aufl., Wiesbaden: VS, Verl. für Sozialwiss.
- Lehmann, P.; Gawel, E. (2013): Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emissions trading scheme? *Energy Policy* 52, S. 597-607.
- Lehnert, W. (2012): Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012. *ZUR* (1), S. 4-17.
- Lehnert, W.; Thomas, H. (2013): § 16 EEG. In: Altrock, M., Oschmann, V. und Theobald, C. (Hg.): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. 4. Aufl., München: Beck.
- Lehnert, W.; Vollprecht, J. (2009): Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU. *ZUR* (6), S. 307-317.
- Loreck, C.; Koch, M.; Hermann, H.; Matthes, F. C.; Cook, V. (2014): Den europäischen Emissionshandel flankieren. Chancen und Grenzen unilateraler CO₂-Mindestpreise. Oktober 2014. Hg. v. WWF Deutschland. http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF-Studie_Den_europaeischen_Emissionshandel_flankieren.pdf (26.2.2016).
- Löschel, A.; Flues, F.; Heindl, P. (2012): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Diskussion. *Wirtschaftsdienst* 92 (8), S. 515-519.
- Löschel, A.; Kiehl, K.; Heindl, P.; Lo, V.; Koschel, H.; Koesler, S. (2010): KfW/ZEW CO₂ Barometer 2010. Effizienzpotenziale des Emissionshandels noch nicht ausgeschöpft - Strategien und Management deutscher Unternehmen. Juni 2010. Hg. v. KfW Bankengruppe, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW), Frankfurt am Main. <ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/co2panel/CO2Barometer2010.pdf> (26.2.2016).

- Löw, E.; Pietsch, N. (2010): Management und Bilanzierung von Emissionsrechten. Strategien und Handlungsoptionen, Wiesbaden: Gabler.
- Mayer, H. O. (2013): Interview und schriftliche Befragung. Grundlagen und Methoden empirischer Sozialforschung. 6. Aufl., München: Oldenbourg.
- Mayring, P. (2002): Einführung in die qualitative Sozialforschung. Eine Anleitung zu qualitativem Denken. 5. Aufl., Weinheim, Basel: Beltz.
- Mayring, P. (2010a): 5.12 Qualitative Inhaltsanalyse. In: Flick, U., Kardorff, E. von und Steinke, I. (Hg.): Qualitative Forschung. Ein Handbuch. 8. Aufl., Reinbek bei Hamburg: Rowohlt.
- Mayring, P. (2010b): Qualitative Inhaltsanalyse. Grundlagen und Techniken. 11. Aufl., Weinheim: Beltz.
- Merkens, H. (2010): 4.4 Auswahlverfahren, Sampling, Fallkonstruktion. In: Flick, U., Kardorff, E. von und Steinke, I. (Hg.): Qualitative Forschung. Ein Handbuch. 8. Aufl., Reinbek bei Hamburg: Rowohlt.
- Meuser, M.; Nagel, U. (2009): Experteninterview und der Wandel der Wissensproduktion. In: Bogner, A., Littig, B. und Menz, W. (Hg.): Experteninterviews. Theorien, Methoden, Anwendungsfelder. 3. Aufl., Wiesbaden: VS, Verl. für Sozialwiss.
- Milliman, S. R.; Prince, R. (1989): Firm Incentives to Promote Technological Change in Pollution Control. *Journal of Environmental Economics and Management* 17 (3), S. 247-265.
- MIT - Massachusetts Institute of Technology (2007): The future of coal. Options for a carbon-constrained world, Boston MA: Massachusetts Institute of Technology.
- Monopolkommission (2013): Sondergutachten 65. Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG. http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65_volltext.pdf (26.2.2016).
- Möst, D.; Fichtner, W. (2010): Renewable energy sources in European energy supply and interactions with emission trading. *Energy Policy* 38 (6), S. 2898-2910.
- Müller, D. (2012): Mehr Effizienz, weniger Boni – die Förderung von Strom aus Biomasse nach dem EEG 2012. *ZUR* (1), S. 22-32.
- Müsgens, F.; Peek, M. (2011): Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? - Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der Ökonomischen Theorie. *ZNER* 15 (6), S. 576-583.

- Neuhoff, K.; Schopp, A.; Boyd, R.; Stelmakh, K.; Vasa, A. (2012): Banking of surplus emissions allowances. Does the volume matter? *DIW. Discussion Papers* 1196, S. 1-21.
- Nordhaus, W. D. (2008): A question of balance. Weighing the options on global warming policies, New Haven: Yale University Press.
- Ockenfels, A.; Wambach, A. (2015): (K)ein Strommarkt für die Energiewende. Gastbeitrag. 24.8.2015. *Die Welt*. http://www.welt.de/print/die_welt/wirtschaft/article145551458/K-ein-Strommarkt-fuer-die-Energiewende.html (26.2.2016).
- Orlandi, I. (2014): EU ETS market stability reserve. European Commission expert meeting, Brussels. Bloomberg New Energy Finance. In: Europäische Kommission (Hg.): Expert meeting on EU ETS structural reform: Introduction of a market stability reserve. Presentations. 25. Juni 2014. http://ec.europa.eu/clima/events/articles/0094_en.htm (26.2.2016).
- Oschmann, V. (2013): § 32 EEG. In: Altrock, M., Oschmann, V. und Theobald, C. (Hg.): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. 4. Aufl., München: Beck.
- Oschmann, V. (2015): Erneuerbare Energien. 80. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). In: Danner, W. und Theobald, C. (Hg.): Energierecht. Energiewirtschaftsgesetz mit Verordnungen, EU-Richtlinien, Gesetzesmaterialien, Gesetze und Verordnungen zu Energieeinsparung und Umweltschutz sowie andere energiewirtschaftlich relevante Rechtsregelungen. Band 1. Kommentar. 83. Ergänzungslieferung, Januar 2015, München: Beck.
- Perridon, L.; Steiner, M. (2003): Finanzwirtschaft der Unternehmung. 12. Aufl., München: Vahlen.
- Peter, F. (2013): Entwicklung von Stromproduktionskosten. Die Rolle von Freiflächen-Solkraftwerken in der Energiewende. 10. Oktober 2013. Unter Mitarbeit von L. Krampe und I. Ziegenhagen. Hg. v. Prognos AG. http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/131010_Prognos_Belectric_Studie_Freiflaechen_Solkraftwerke_02.pdf (26.2.2016).
- Pigou, A. C. (1932): The economics of welfare. 4. Aufl., London: Macmillan.
- Pilgram, T. (2014): A. Formen des Handels an der EEX. In: Schwintowski, H.-P. (Hg.): Handbuch Energiehandel. 3. Aufl., Berlin: Erich Schmidt.
- Pindyck, R. S. (2007): Uncertainty in environmental economics. *Review of Environmental Economics and Policy* 1 (1), S. 45-65.
- Pindyck, R. S.; Rubinfeld, D. L. (2013): Mikroökonomie. 8. Aufl., München: Pearson.

- 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. September 2014. *UFZ Discussion Papers 21/2014*.
https://www.ufz.de/export/data/global/62188_DP_21_2014_Purkus_et al.pdf (26.2.2016).
- Res Legal (2012): Legal sources on renewable energy. Hg. v. eclareon GmbH.
<http://www.res-legal.eu> (26.2.2016).
- Rostankowski, A.; Vollprecht, J. (2013): § 27 EEG. In: Altröck, M., Oschmann, V. und Theobald, C. (Hg.): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. 4. Aufl., München: Beck.
- Rudolph, S.; Jahnke, M.; Galevska, J. (2005): Zur gesellschaftlichen Akzeptanz umweltökonomischer Konzepte. Das Beispiel handelbarer Emissionslizenzen. In: Beschorner, T. und Eger, T. (Hg.): Das Ethische in der Ökonomie. Festschrift für Hans G. Nutzinger, Marburg: Metropolis.
- Salje, P. (2000): Erneuerbare-Energien-Gesetz. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG). Kommentar. 2. Aufl., Köln: Carl Heymanns.
- Salje, P. (2012): Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG). Kommentar. 6. Aufl., Köln: Carl Heymanns.
- Salje, P. (2015): Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Kommentar. 7. Aufl., Köln: Carl Heymanns.
- Samuelson, P. A.; Nordhaus, W. D. (2010): Volkswirtschaftslehre. Das internationale Standardwerk der Makro- und Mikroökonomie. Übersetzung aus dem Amerikanischen von Regina Berger und Brigitte Hilgner. 4. Aufl., München: mi.
- Schafhausen, F. (2005): 3 Politische Umsetzung von Kioto in der EU und in Deutschland. In: Lucht, M. und Spangardt, G. (Hg.): Emissionshandel. Ökonomische Prinzipien, rechtliche Regelungen und technische Lösungen für den Klimaschutz, Berlin, Heidelberg: Springer.
- Scheffelowitz, M.; Daniel-Gromke, J.; Denysenko, V.; Hillebrand, K.; Krautz, A.; Lenz, V. et al. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Vorhaben Ila Stromerzeugung aus Biomasse. Wissenschaftlicher Bericht. Juli 2014.
<http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2a,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (26.2.2016).

- Schjølset, S. (2014): The MSR: Impact on market balance and prices. Thomson Reuters Point Carbon. In: Europäische Kommission (Hg.): Expert meeting on EU ETS structural reform: Introduction of a market stability reserve. Presentations. 25. Juni 2014. http://ec.europa.eu/clima/events/articles/0094_en.htm (26.2.2016).
- Schomerus, T. (2013): §§ 23, 29, 30, 31, 32, 33 EEG. In: Frenz, W. und Müggenborg, H.-J. (Hg.): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. 3. Aufl., Berlin: Erich Schmidt.
- Schumacher, H. (2008): Die Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Rahmen des Integrierten Energie- und Klimapakets. *ZUR* (3), S. 121-126.
- Sensfuß, F. (2013): Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien. 13. September 2013. http://www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/Merit-Order-2012_final.pdf (26.2.2016).
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2009): Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/e/de/publikationen/Sensfuss_Ragwitz_2009.pdf (26.2.2016).
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2011): Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Energieversorgung 2011: Märkte um des Marktes Willen? http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/Sensfuss_Ragwitz_FP_IEWT_2011.pdf (26.2.2016).
- 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. *Energy Policy* 36 (8), S. 3086-3094.
- Sikorski, T. (2014): Carbon market research. The MSR. Energy Aspects. In: Europäische Kommission (Hg.): Expert meeting on EU ETS structural reform: Introduction of a market stability reserve. Presentations. 25. Juni 2014. http://ec.europa.eu/clima/events/articles/0094_en.htm (26.2.2016).
- Sinn, H.-W. (2009): Das grüne Paradoxon. Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik. 2. Aufl., Berlin: Econ.
- Spangardt, G.; Meyer, J. (2005): 12 Risikomanagement im Emissionshandel. In: Lucht, M. und Spangardt, G. (Hg.): Emissionshandel. Ökonomische Prinzipien, rechtliche Regelungen und technische Lösungen für den Klimaschutz, Berlin, Heidelberg: Springer.
- Spicker, J. (2014): A. Formen des OTC-Handels. In: Schwintowski, H.-P. (Hg.): Handbuch Energiehandel. 3. Aufl., Berlin: Erich Schmidt.

- Spieth, W. F. (2015): Europarechtliche Unzulässigkeit des „nationalen Klimabeitrags“ für die Braunkohleverstromung. *NVwZ* (17), S. 1173-1178.
- Statistisches Bundesamt (2014): Land- und Forstwirtschaft, Fischerei. Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung 2013. Fachserie 3, Reihe 5.1, Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Stern, N. (2007a): Stern: Climate change a 'market failure'. Zitiert nach Benjamin, A. The Guardian vom 29. November 2007.
<http://www.theguardian.com/environment/2007/nov/29/climatechange.carbonemissions> (26.2.2016).
- Stern, N. (2007b): The economics of climate change. The Stern Review, Cambridge [u. a.]: Cambridge Univ. Press.
- Ströbele, W.; Pfaffenberger, W.; Heuterkes, M. (2012): Energiewirtschaft. Einführung in Theorie und Politik. 3. Aufl., München: Oldenbourg.
- SVR - Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011): Verantwortung für Europa wahrnehmen. Jahresgutachten 2011/12, Wiesbaden: Statist. Bundesamt.
- Szarka, N.; Scholwin, F.; Trommler, M.; Fabian Jacobi, H.; Eichhorn, M.; Ortwein, A.; Thrän, D. (2013): A novel role for bioenergy: A flexible, demand-oriented power supply. *Energy* 61, S. 18-26.
- Tans, P. (2009): An accounting of the observed increase in oceanic and atmospheric CO₂ and an outlook for the future. *Oceanography* 22 (4), S. 26-35.
- Teis, S.; Wragge, D. (2009): Kapitel 4. Der Handelsmarkt für Zertifikate. B. Handel mit EU-Emissionsberechtigungen an der European Energy Exchange. In: Zenke, I., Fuhr, T. und Bornkamm, M. (Hg.): CO₂-Handel aktuell. Der neue Ordnungsrahmen aus ZuG 2012 und ZuV 2012 in der praktischen Anwendung, Frankfurt: VWEW-Energieverlag.
- Telschow, C.; Handke, A. (2009): Kapitel 5. Generierung von zusätzlichen Zertifikaten durch Emissionsminderungsprojekte. A. Der rechtliche Rahmen für Klimaschutzprojekte. In: Zenke, I., Fuhr, T. und Bornkamm, M. (Hg.): CO₂-Handel aktuell. Der neue Ordnungsrahmen aus ZuG 2012 und ZuV 2012 in der praktischen Anwendung, Frankfurt: VWEW-Energieverlag.
- Theisen, M. R. (2011): Wissenschaftliches Arbeiten. Technik - Methodik - Form. 15. Aufl., München: Vahlen.

- Trotignon, R. (2014): MSR design parameters: Does a stable “surplus” make a stable market? Climate Economics Chair. Paris-Dauphine University. In: Europäische Kommission (Hg.): Expert meeting on EU ETS structural reform: Introduction of a market stability reserve. Presentations. 25. Juni 2014. http://ec.europa.eu/clima/events/articles/0094_en.htm (26.2.2016).
- Tschach, I. (2014): Expected market impact of the proposed MSR. Tschach Solutions. In: Europäische Kommission (Hg.): Expert meeting on EU ETS structural reform: Introduction of a market stability reserve. Presentations. 25. Juni 2014. http://ec.europa.eu/clima/events/articles/0094_en.htm (26.2.2016).
- 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. *Energy Policy* 61, S. 761-770.
- ÜNB - Übertragungsnetzbetreibe (2012): EEG-Mengentestat 2011 auf Basis von WP-Bescheinigungen. 20. Juli 2012. http://www.netztransparenz.de/de/file/2011_EEG-Jahresabrechnung.pdf (26.2.2016).
- ÜNB - Übertragungsnetzbetreibe (2013): EEG-Mengentestat 2012 auf Basis von WP-Bescheinigungen. 26. Juli 2013. http://www.netztransparenz.de/de/file/2012_EEG-Jahresabrechnung_.pdf (26.2.2016).
- ÜNB - Übertragungsnetzbetreibe (2014a): EEG-Mengentestat 2013 auf Basis von WP-Bescheinigungen. 25. Juli 2014. http://www.netztransparenz.de/de/file/EEG_HoBA_2013_20140725.pdf (26.2.2016).
- ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber (2014b): Erneuerbare Energien Gesetz. Marktprämie. Veröffentlichungen zur Marktprämie nach § 33g in Verbindung mit Anlage 4 EEG. Online-Hochrechnungen der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergieanlagen und Solarenergieanlagen. Abruf der Daten der Jahre 2012 und 2013 am 2. September 2014. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. <http://www.netztransparenz.de/de/Marktpr%C3%A4mie.htm> (26.2.2016).
- ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber (2014c): Netzentwicklungsplan 2014, zweiter Entwurf. 1 Einführung: Prozess und Methodik. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Kap_1_bis_3.pdf (26.2.2016).

- ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber (2014d): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 30. April 2014. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/media/documents/Szenariorahmen_NE P2015_Entwurf_140430.pdf (26.2.2016).
- ÜNB - Übertragungsnetzbetreibe (2015a): EEG-Mengentestat 2014 auf Basis von WP-Prüfungsvermerken. 24. Juli 2015. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. http://www.netztransparenz.de/de/file/EEG-Jahresabrechnung_2014.pdf (26.2.2016).
- ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber (2015b): Erneuerbare Energien Gesetz. Marktprämie. Marktwerte. Abruf der Daten der Jahre 2012 bis 2014 am 20. Januar 2015. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. <http://www.netztransparenz.de/de/Marktwerte.htm> (26.2.2016).
- ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber (2015c): Erneuerbare Energien Gesetz. Marktprämie. Veröffentlichungen zur Marktprämie nach § 33g in Verbindung mit Anlage 4 EEG. Online-Hochrechnungen der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergieanlagen und Solarenergieanlagen. Abruf der Daten des Jahres 2014 am 20. Januar 2015. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. <http://www.netztransparenz.de/de/Marktpr%C3%A4mie.htm> (26.2.2016).
- ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber (2016): Erneuerbare Energien Gesetz. Marktprämie. Marktwerte. Abruf der Daten des Jahres 2015 am 12. Januar 2016. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. <http://www.netztransparenz.de/de/Marktwerte.htm> (26.2.2016).
- UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change (2007): Report of the review of the initial report of Germany. FCCC/IRR/2007/DEU. 12. Dezember 2007. <http://unfccc.int/resource/docs/2007/irr/deu.pdf> (26.2.2016).
- UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change (2008): Annual compilation and accounting report for Annex B Parties under the Kyoto Protocol. FCCC/KP/CMP/2008/9/Rev. 1. 27. November 2008. <http://unfccc.int/resource/docs/2008/cmp4/eng/09r01.pdf> (26.2.2016).
- UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change (2015): Status of the Doha Amendment. 21. Dezember 2015. http://unfccc.int/kyoto_protocol/doha_amendment/items/7362.php (26.2.2016).
- VERBI GmbH (2011): MAXQDA (für Windows und Mac) - Qualitative Datenanalyse Software. Version 10 (R240113). <http://www.maxqda.de/produkte/maxqda> (26.2.2016).

- Völker-Lehmkuhl, K. (2006): Praxis der Bilanzierung und Besteuerung von CO₂-Emissionsrechten. Grundlagen, Risiken, Fallstudie, Berlin: Erich Schmidt.
- Wartmann, S.; Klaus, S.; Scharte, M.; Harnisch, J.; Heilmann, S., Bertenrath, R. (2008): Weiterentwicklung des Emissionshandels - national und auf EU-Ebene. Forschungsbericht 205 41 114. Februar 2008. Hg. v. Umweltbundesamt. <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3444.pdf> (26.2.2016).
- Weigt, H.; Ellerman, D.; Delarue, E. (2013): CO₂ abatement from renewables in the German electricity sector: Does a CO₂ price help? *Energy Economics* 40, S. 149-158.
- Weinreich, D. (2015): Umweltrecht Besonderer Teil (BImSchV, TA Luft, TA Lärm, TEHG u. a.). 5. Handel mit Emissionsberechtigungen. 5.1 Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - TEHG). In: Beckmann, M., Durner, W., Mann, T. und Röckinghausen, M. (Hg.): Landmann/Rohmer. Umweltrecht. Band I. Kommentar. 75. Ergänzungslieferung, 15. Januar 2015, München: Beck.
- Wesselak, V.; Voswinkel, S. (2012): Photovoltaik. Wie Sonne zu Strom wird, Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- Winkler, J.; Keles, D.; Renz, L.; Sensfuß, F.; Fichtner, W. (2013): Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland. *Z Energiewirtschaft* 37 (4), S. 233-248.
- Winter, G. (2009): Das Klima ist keine Ware. Eine Zwischenbilanz des Emissionshandelssystems. *ZUR* (6), S. 289-298.
- Witt, J.; Thrän, D.; Rensberg, N.; Hennig, C.; Naumann, K.; Billig, E. et al. (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Kurztitel: Stromerzeugung aus Biomasse. Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011. März 2012. Hg. v. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ). https://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Berichte_Projektdateiabank/3330002_Stromerzeugung_aus_Biomasse_Endbericht_Ver%C3%B6ffentlichung_FINAL_FASSUNG.pdf (26.2.2016).
- Wolke, F. (2015): Umweltrecht Besonderer Teil (BImSchV, TA Luft, TA Lärm, TEHG u. a.). 5. Handel mit Emissionsberechtigungen. 5.1 Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - TEHG). In: Beckmann, M., Durner, W., Mann, T. und Röckinghausen, M. (Hg.): Landmann/Rohmer. Umweltrecht. Band I. Kommentar. 75. Ergänzungslieferung, 15. Januar 2015, München: Beck.

- Würzburg, K.; Labandeira, X.; Linares, P. (2013): Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Economics* 40, S. 159-171.
- Wustlich, G. (2013): §§ 23, 39 EEG. In: Altrock, M., Oschmann, V. und Theobald, C. (Hg.): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. 4. Aufl., München: Beck.
- Wustlich, G. (2014): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014. Grundlegend neu - aber auch grundlegend anders? *NVwZ* (17), S. 1113-1122.
- Wustlich, G.; Müller, D. (2011): Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 - Eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration. *ZNER* 15 (4), S. 380-396.
- Zenke, I.; Fuhr, T. (2006): Handel mit CO₂-Zertifikaten. Ein Leitfaden, München: Beck.
- Zenke, I.; Telschow, C. (2009): Kapitel 2 Die Hintergründe. B. Deutsche Ambitionen und Umsetzung gestern und heute: Cap und Allokation. In: Zenke, I., Fuhr, T. und Bornkamm, M. (Hg.): CO₂-Handel aktuell. Der neue Ordnungsrahmen aus ZuG 2012 und ZuV 2012 in der praktischen Anwendung, Frankfurt: VWEW-Energieverlag.
- Zenke, I.; Vollmer, M. (2015): Umweltrecht/Klimarecht. 118. Emissionshandel. In: Danner, W. und Theobald, C. (Hg.): Energierecht. Energiewirtschaftsgesetz mit Verordnungen, EU-Richtlinien, Gesetzesmaterialien, Gesetze und Verordnungen zu Energieeinsparung und Umweltschutz sowie andere energiewirtschaftlich relevante Rechtsregelungen. Band 1. Kommentar. 83. Ergänzungslieferung, Januar 2015, München: Beck.

Quellenverzeichnis

- AEUV: Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union in der Fassung der Bekanntmachung vom 9. Mai 2008 (ABl. Nr. C 115 vom 9.5.2008, S. 47), zuletzt geändert durch Art. 2 ÄndBeschl. 2012/419/EU vom 11. Juli 2012 (ABl. Nr. L 204 vom 11.7.2012, S. 131).
- ÄndG v. 11.8.2010: Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 11. August 2010 (BGBl. I S 1170).
- ÄndG v. 17.8.2012: Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754).
- ÄndG v. 22.12.2003: Zweites Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 22. Dezember 2003 (BGBl. I S. 3074).
- AusglMechV: Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung) vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101), zuletzt geändert durch Art. 4 Satz 2 VO zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach dem EEG und zur Änd. anderer Verordnungen vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146).
- Beschluss (EU) 2015/1814: Beschluss (EU) 2015/1814 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. Oktober 2015 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG (ABl. L 264 vom 9.10.2015, S. 1).
- Beschluss 2010/634/EU: Beschluss der Kommission vom 22. Oktober 2010 zur Anpassung der gemeinschaftsweiten Menge der im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems für 2013 zu vergebenden Zertifikate und zur Aufhebung des Beschlusses 2010/384/EU, bekannt gegeben unter Aktenzeichen K(2010) 7180 (ABl. L 279 vom 23.10.2010, S. 34), zuletzt geändert durch Beschluss 2013/448/EU vom 5. September 2013 (ABl. L 240 vom 7.9.2013, S. 27).
- Beschluss 2011/278/EU: Beschluss der Kommission vom 27. April 2011 zur Festlegung EU-weiter Übergangsvorschriften zur Harmonisierung der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten gemäß Artikel 10a der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 130 vom 17.5.2011, S. 1).

- Beschluss 2013/448/EU: Beschluss der Kommission vom 5. September 2013 über nationale Umsetzungsmaßnahmen für die übergangsweise kostenlose Zuteilung von Treibhausgasemissionszertifikaten gemäß Artikel 11 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 240 vom 7.9.2013, S. 27).
- BiomasseV: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung) vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), zuletzt geändert durch Art. 12 G zur grundlegenden Reform des EEG und zur Änd. weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).
- BMF-Schreiben v. 6.12.2005: Schreiben betr. ertragsteuerliche Behandlung von Emissionsberechtigungen nach dem Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - TEHG) vom 8. Juli 2004 (BGBl. I S. 1578) vom 6. Dezember 2005 (BStBl. I S. 1047), zuletzt geändert durch BMF-Schreiben vom 7. März 2013 (BStBl. I S. 275). BMF IV B 2 - S 2134 a - 42/05.
- BMWi (2015b): Begründung der Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen zur Förderung der erneuerbaren Energien vom 28. Januar 2015.
- BT-Drs. 14/2776: Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN - Drucksache 14/2341. Entwurf eines Gesetzes zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) sowie zur Änderung des Mineralölsteuergesetzes vom 23. Februar 2000.
- BT-Drs. 14/9807: Unterrichtung durch die Bundesregierung: Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG) vom 16. Juli 2002.
- BT-Drs. 15/1974: Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/Die GRÜNEN. Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom 11. November 2003.
- BT-Drs. 15/2327: Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren-Energien im Strombereich vom 13. Januar 2004.
- BT-Drs. 15/2328: Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Entwurf eines Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - TEHG) vom 13. Januar 2004.

- BT-Drs. 15/2864: Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (15. Ausschuss): 1. zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN - Drucksache 15/2327 - Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich 2. zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung - Drucksachen 15/2539, 15/2593 - Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 1. April 2004.
- BT-Drs. 16/7119: Unterrichtung durch die Bundesregierung. Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht 2007) vom 9. November 2007.
- BT-Drs. 16/8148: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften vom 18. Februar 2008.
- BT-Drs. 16/9477: Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (16. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung - Drucksachen 16/8148, 16/8393 - Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften vom 4. Juni 2008.
- BT-Drs. 17/10571: Verordnung der Bundesregierung: Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung - MaPrV) vom 29. August 2012.
- BT-Drs. 17/1147: Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP. Entwurf eines ... Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 23. März 2010.
- BT-Drs. 17/4895: Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (16. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 17/3629, 17/4233 – Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (16. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 17/3629, 17/4233 – Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien - EAG EE) vom 23. Februar 2011.
- BT-Drs. 17/6071: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vom 6. Juni 2011.

BT-Drs. 17/6363: Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (16. Ausschuss) a) zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP – Drucksache 17/6071 – Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien b) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksache 17/6247 – Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien c) zu dem Antrag der Fraktion der SPD – Drucksache 17/5182 – Energiewende jetzt d) zu dem Antrag der Abgeordneten Bärbel Höhn, Hans-Josef Fell, Sylvia Kotting-Uhl, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 17/5202 – Atomzeitalter beenden – Energiewende jetzt vom 29. Juni 2011.

BT-Drs. 17/8877: Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien vom 6. März 2012.

BT-Drs. 18/1304: Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 5. Mai 2014.

BT-Drs. 18/1891: Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) a) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/1304, 18/1573 – Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts b) zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD – Drucksache 18/1449 – Entwurf eines Gesetzes zur Reform der Besonderen Ausgleichsregelung für stromkosten- und handelsintensive Unternehmen c) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksache 18/1572 – Entwurf eines Gesetzes zur Reform der Besonderen Ausgleichsregelung für stromkosten- und handelsintensive Unternehmen d) zu dem Antrag der Abgeordneten Eva Bulling- Schröter, Caren Lay, Ralph Lenkert, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE. Ökostromförderung gerecht und bürgernah vom 26. Juni 2014.

BVerwG, Beschluss vom 17. März 2011, Aktenzeichen 7 B 63.10. *BeckRS 2011, 49835.*

COM(2012) 652 final: Bericht der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat. Die Lage des CO₂-Marktes in der EU im Jahr 2012 vom 14. November 2012.

- COM(2013) 768 final: Ratifizierung des zweiten Verpflichtungszeitraums des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen. Anlage zu dem Vorschlag für einen Beschluss des Rates über den Abschluss der Doha-Änderung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen. Doha-Änderung des Kyoto-Protokolls vom 6. November 2013.
- COM(2014) 20 final: Vorschlag für einen Beschluss des Europäischen Parlaments und des Rates über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das EU-System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten und zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG vom 22. Januar 2014.
- Doha Amendment (2012): Doha Amendment to the Kyoto Protocol vom 8. Dezember 2012. <http://treaties.un.org/doc/Publication/CN/2012/CN.718.2012-Eng.pdf> (26.2.2016).
- EAG EE: Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien) vom 12. April 2011 (BGBl. I S. 619).
- EEG 2000: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 29. März 2000 (BGBl. I S. 305), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2003 (BGBl. I S. 3074).
- EEG 2000 a. F.: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 29. März 2000 (BGBl. I S. 305).
- EEG 2004: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918), zuletzt geändert durch Art. 7 Satz 2 G zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änd. damit zusammenhängender Vorschriften vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074).
- EEG 2009: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634).
- EEG 2012: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Art. 23 Satz 2 G zur grundlegenden Reform des EEG und zur Änd. weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).
- EEG 2014: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Art. 1 Zweites ÄndG vom 29. Juni 2015 (BGBl. I S. 1010).

- EHV 2020: Verordnung zur Durchführung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes in der Handelsperiode 2013 bis 2020 (Emissionshandelsverordnung 2020) vom 20. August 2013 (BGBl. I S. 3295), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 10. Dezember 2013 (BGBl. I S. 4095).
- Entscheidung 2002/358/EG: Entscheidung des Rates vom 25. April 2002 über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen (ABl. L 130 vom 15.5.2002, S. 1, ber. ABl. L 176 vom 5.7.2002, S. 47).
- EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).
- EnWG a. F.: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Art. 7 G zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben vom 9. Dezember 2006 (BGBl. I S. 833).
- EuGH, Urteil vom 13. März 2001, Aktenzeichen C-J037/98. *BeckEuRS 2001, 250623*.
- Europäischer Rat (1998): Schlussfolgerungen des Rates vom 16. und 17. Juni 1998: Gemeinschaftsstrategie im Bereich der Klimaänderungen. 9702/98, 19. Juni 1998. Abgedruckt in BT-Drs. 14/8250, Anlage 3.
- Europäischer Rat (2007): Schlussfolgerungen des Vorsitzes des Europäischen Rates (Tagung des Europäischen Rates vom 8./9. März 2007 in Brüssel). 7224/07, 9. März 2007.
- Europäischer Rat (2014): Schlussfolgerungen zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030. Tagung des Europäischen Rates (23./24. Oktober 2014). SN 79/14, 23. Oktober 2014.
- G v. 21.7.2014: Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).
- HGB: Handelsgesetzbuch vom 10. Mai 1897 (RGebl. S. 219) in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 4100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2751).
- Infrastrukturplanungsbescheinigungsgesetz: Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben vom 9. Dezember 2006 (BGBl. I S. 2833).

- Klimarahmenkonvention: Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 9. Mai 1992. Abgedruckt in BGBl. II 1993, S. 1784.
- KOM(1992) 226 endgültig: Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Einführung einer Steuer auf Kohlendioxidemissionen und Energie vom 2. Juni 1992.
- KOM(2000) 87 endgültig: Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union (Vorgestellt von der Kommission) vom 8. März 2000.
- KOM(2008) 30 endgültig: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. 20 und 20 bis 2020. Chancen Europas im Klimawandel vom 23. Januar 2008.
- KOM(2011) 112 endgültig: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050 vom 8. März 2011.
- Kyoto-Protokoll: Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 11. Dezember 1997. Abgedruckt in BGBl. II 2002, S. 967.
- MaPrV: Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung vom 2. November 2012 (BGBl. I S. 2278), zuletzt geändert durch Art. 23 Satz 2 G zur grundlegenden Reform des EEG und zur Änd. weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).
- Paris Agreement: Adoption of the Paris Agreement. Proposal by the President. 12. Dezember 2015. United Nations. Framework Convention on Climate Change. FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1.
- ProMechG: Projekt-Mechanismen-Gesetz vom 22. September 2005 (BGBl. I S. 2826), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).
- RL 2003/87/EG: Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABl. L 275 vom 25.10.2003, S. 32), zuletzt geändert durch Verordnung (EU) Nr. 421/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 (ABl. L 129 vom 30.4.2014, S. 1, ber. ABl. L 140 vom 14.5.2014, S. 177).

- RL 2004/101/EG: Richtlinie 2004/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Oktober 2004 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls (ABl. L 338 vom 13.11.2004, S. 18).
- RL 2009/28/EG: Richtlinie 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 (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16), zuletzt geändert durch Richtlinie 2013/18/EU des Rates vom 13. Mai 2013 (ABl. L 158 vom 10.6.2013, S. 230).
- RL 2009/29/EG: Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 63).
- StromEinspG: Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) vom 7. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2633), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730, 734).
- SWD(2014) 17 final: Commission staff working document. Impact assessment. Accompanying the document. Proposal for a decision of the European Parliament and of the Council concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC.
- TEHG: Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz) vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), zuletzt geändert durch Art. 114, 626 Abs. 2 Zehnte ZuständigkeitsanpassungsVO vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474).
- TEHG a. F.: Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz) vom 8. Juli 2004 (BGBl. I S. 1578), zuletzt geändert durch Art. 15 Abs. 2 Satz 2 G zur Anpassung der Rechtsgrundlagen für die Fortentwicklung des Emissionshandels vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475).
- UEBLL: Mitteilung der Kommission. Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (ABl. C 200 vom 28.6.2014, S. 1).

VO (EU) 1031/2010: Verordnung (EU) Nr. 1031/2010 der Kommission vom 12. November 2010 über den zeitlichen und administrativen Ablauf sowie sonstige Aspekte der Versteigerung von Treibhausgasemissionszertifikaten gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft (ABl. L 302 vom 18.11.2010, S. 1), zuletzt geändert durch VO (EU) Nr. 176/2014 der Kommission vom 25.2.2014 (ABl. L 56 vom 26.2.2014, S. 11).

VO (EU) 176/2014: Verordnung (EU) Nr. 176/2014 der Kommission vom 25. Februar 2014 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 1031/2010 insbesondere zur Festlegung der im Zeitraum 2013-2020 zu versteigernden Mengen Treibhausgasemissionszertifikate (ABl. L 56 vom 26.2.2014, S. 11).

VO (EU) 601/2012: Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission vom 21. Juni 2012 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 181 vom 12.7.2012, S. 30, ber. ABl. L 347 vom 15.12.2012, S. 43), zuletzt geändert durch VO (EU) Nr. 743/2014 vom 9. Juli 2014 (ABl. L 201 vom 10.7.2014, S. 1).

ZuG 2007: Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (Zuteilungsgesetz 2007) vom 26. August 2004 (BGBl. I S. 2211), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 46 u. Artikel 4 Absatz 29 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154).

ZuG 2012: Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 (Zuteilungsgesetz 2012) vom 7. August 2007 (BGBl. I S. 1788), zuletzt geändert durch Art. 2 Abs. 54, Art. 4 Abs. 35 G zur Strukturreform des Gebührenrechts des Bundes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154).

ZuV 2020: Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Handelsperiode 2013 bis 2020 (Zuteilungsverordnung 2020) vom 26. September 2011 (BGBl. I S. 1921).

Anhang I: Leitfaden für Experteninterview

Zu Beginn möchte ich Ihnen kurz erläutern, warum ich dieses Interview mit Ihnen führen möchte. Das Ziel der Untersuchung besteht darin, zu überprüfen, ob der europäische Emissionshandel die Strategien der Emittenten bezüglich der Investition in erneuerbare Energien beeinflusst.

Das Ziel des Interviews mit Ihnen ist, Kenntnisse über Ihre Erfahrungen mit dem europäischen Emissionshandel und die Strategien in Bezug auf diesen und die erneuerbaren Energien zu erhalten.

Darf ich das Interview digital aufzeichnen? Die digitale Aufzeichnung dient dazu, dass die Daten vollständig erfasst werden, somit eine präzise Auswertung durchführbar ist und ich mich mit voller Aufmerksamkeit unserem Gespräch widmen kann. Selbstverständlich werden die Ergebnisse in der Untersuchung anonymisiert dargestellt. Ein Rückschluss auf das Unternehmen oder eine bestimmte Person in der späteren Arbeit wird nicht möglich sein. Falls Ihnen Fragen unangenehm sein sollten, sind Sie natürlich nicht verpflichtet, diese zu beantworten

Darf ich Sie darüber hinaus noch bitten, die Einverständniserklärung bezüglich der Durchführung des Interviews und der Verwendung der Daten in Publikationen zu unterschreiben?

Unternehmensstrategie

Inwieweit handelt Ihr Unternehmen nach einer Gesamtstrategie, welche die Fragen des Klimaschutzes, des Umweltschutzes und des Emissionshandels berücksichtigt?

Emissionshandel

Kompetenzen

Wo sind innerhalb Ihres Unternehmens die Kompetenzen bezüglich des Emissionshandels angesiedelt?

- Gibt es unterschiedliche Bereiche innerhalb des Unternehmens, die sich mit dem Emissionshandel befassen?
- Wie unterscheiden sich die Aufgaben der verschiedenen Bereiche?

Auswirkungen

Der europäische Emissionshandel gilt als das Kernstück der europäischen Klimapolitik. Welche Auswirkungen hat der europäische Emissionshandel auf Ihre betriebswirtschaftlichen Entscheidungen?

- Vergleichen Sie den Preis für Emissionszertifikate mit den Grenzvermeidungskosten?
- Kennen Sie die Vermeidungskosten verschiedener Maßnahmen?
- Nutzen Sie die Möglichkeit, Emissionszertifikate aus der 2. Handelsperiode in die 3. Handelsperiode zu übertragen (Banking)?
- Nutzen Sie die Möglichkeit des Pooling?

Die Emittenten können Emissionsgutschriften, die durch CDM- oder JI-Projekte generiert werden, zur Erfüllung der Abgabepflicht einsetzen. Setzen Sie CERs und ERUs ein, um Ihre Abgabepflicht zu erfüllen?

- Aus welchem Grund nutzen Sie diese Möglichkeit?
- Schöpft Ihr Unternehmen die Möglichkeit, die Abgabepflicht bis zu einem Anteil von 22 Prozent durch Emissionsgutschriften (CERs oder ERUs) nachzukommen, aus?

Transaktionskosten

Wie hoch sind die Transaktionskosten pro EU Emission Allowance (EUA)?

Preisentwicklung

Derzeit liegt der Preis für Zertifikate bei knapp 14,50 € pro Tonne CO₂. Wie wird sich der Preis zukünftig entwickeln?

- Wie wird sich die Versteigerung der Zertifikate ab dem Jahr 2013 auf den Preis auswirken?
- Welchen Effekt hätte eine Erhöhung des Reduktionsziels von Treibhausgasen der Europäischen Union von 20% auf 30% auf den Preis für CO₂?
- Wie beeinflussen die zukünftigen Preiserwartungen Ihre Investitionsentscheidungen?

Befürwortung und Defizite

Teilen Sie die Auffassung, dass der Emissionshandel das effizienteste Klimaschutzinstrument ist?

- Welche Defizite hat der europäische Emissionshandel in seiner derzeitigen Ausgestaltung?
- Welche Sachverhalte oder gesetzlichen Regelungen sollten geändert werden?

Erneuerbare Energien

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland betrug im Jahr 2010 rund 16,5 Prozent. Die Kosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind heute noch höher als die aus konventionellen Energiequellen. Welche Determinanten sind ausschlaggebend, dass Ihr Unternehmen in erneuerbare Energien investiert?

- Inwieweit hat der Emissionshandel Ihre Entscheidung in erneuerbare Energien zu investieren beeinflusst?
- Hätten Sie, wenn es das EEG nicht geben würde, Investitionen in erneuerbare Energien getätigt?
- Mit welchen Verfahren bewerten Sie Ihre Investitionsvorhaben?
- Welche gesetzlichen Rahmenbedingungen müssten geändert werden, damit Ihr Unternehmen mehr in erneuerbare Energien investiert?
- Ziel der Bundesregierung laut ihrem Energiekonzeptes ist, dass bis 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 35% und bis 2050 80% beträgt. Halten Sie diese Ziele für realistisch?
- Welche erneuerbaren Energiequellen werden zukünftig eine wesentliche Rolle spielen?
- Hat die zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einen Einfluss auf den Strompreis (Merit-Order)?

Weitere Aspekte

Als abschließende Frage: Möchten Sie noch Aspekte nennen, die Ihres Erachtens im Interview nicht oder zu wenig berücksichtigt worden sind?

Anhang II: Anschreiben zur ersten Kontaktaufnahme

HOCHSCHULE
WEIHENSTEPHAN-TRIESDORF
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Hochschule Weihenstephan-Triesdorf | D-85350 Freising

Freising, xx.xx.xxxx

**Fakultät Land- und
Ernährungswirtschaft**

Anfrage zur Durchführung eines Experteninterviews

Fachgebiet
Management erneuerbarer
Energien

Sehr geehrter xxx,

Dipl.-Kffr. Karina Appelmann
Wissenschaftliche Mitarbeiterin

an der Hochschule Weihenstephan-Triesdorf wird derzeit im Rahmen einer Promotion die Wirkung des europäischen Emissionshandels auf die Förderung erneuerbarer Energien untersucht. Mit der Arbeit soll die Frage beantwortet werden, ob der europäische Emissionshandel die Investitionsentscheidungen in erneuerbare Energien der Unternehmen, die an diesem teilnehmen, beeinflusst. Die Forschungsfrage soll unter anderem mittels der Durchführung von Experteninterviews beantwortet werden.

Tel +49 (0)8161 71-4325
Fax +49 (0)8161 71-4496
karina.appelmann@hswt.de

Unser Zeichen
Kürzel

xxx ist als Teilnehmer am europäischen Emissionshandel und aufgrund des Engagements auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien der optimale Gesprächspartner. Somit würde es mich sehr freuen, ein Experteninterview mit Ihnen führen zu können. Ziel des Gespräches ist es, Kenntnisse über Ihre Erfahrungen mit dem europäischen Emissionshandel und die Strategien der xxx in Bezug auf diesen und die erneuerbaren Energien zu erhalten.

Hochschule
Weihenstephan-Triesdorf
Am Hofgarten 1
D-85354 Freising
www.hswt.de

Sollte es Ihnen nicht persönlich möglich sein, das Gespräch mit mir zu führen, bitte ich Sie, meine Anfrage an einen geeigneten Ansprechpartner in Ihrem Hause weiterzuleiten.

Auf Ihre Bereitschaft hoffend, werde ich mich in den nächsten Tagen bezüglich der Terminabsprache mit Ihnen in Verbindung setzen.

Für Ihr Entgegenkommen bedanke ich mich recht herzlich im Voraus.

Mit freundlichen Grüßen

Karina Appelmann

Anhang III: Einverständniserklärung der Experten

HOCHSCHULE
WEIHENSTEPHAN-TRIEDORF
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Einverständniserklärung

Titel der Untersuchung:

Wirkung des europäischen Emissionshandels auf die Förderung erneuerbarer Energien

Name des Interviewers:

Dipl.-Kffr. Karina Appelmann, Wissenschaftliche Mitarbeiterin im Studiengang Management erneuerbarer Energien, Hochschule Weihenstephan-Triesdorf, Abteilung Weihenstephan

1. Hiermit gebe ich meine Einwilligung zur Teilnahme am Interview.

2. Ich stimme der Verwendung des anonymisierten Inhalts des Interviews in Publikationen zu.

3. Mir ist bekannt, dass ich das Interview zu jeder Zeit ohne die Angabe von Gründen abbrechen und/oder die Beantwortung einer Frage ablehnen kann.

4. Ich stimme der digitalen Aufnahme des Interviews zu.

ja nein

Ort, den TT.MM.JJ

Name des Interviewpartners

Karina Appelmann

Nachwort

Alles in allem ist Deutschland bezüglich der Energiewende auf einem guten Weg. Ich bin mir sicher, dass es in der Lage ist, die Transformation des Energiesystems zu meistern. Und an die politischen Entscheidungsträger gewandt, kann ich nur empfehlen, den Mut zu haben, dem Klimawandel entschlossen entgegenzuwirken. Ein offener und transparenter Dialog mit allen Beteiligten und das Vertrauen auf die Fähigkeit der deutschen Universitäten und Hochschulen sowie Unternehmen, innovative und kreative Lösungen zu finden, helfen hierbei. Es ist an der Zeit, politische Rahmenbedingungen festzulegen, damit für alle Beteiligten die richtigen finanziellen Anreize bestehen, die Dekarbonisierung der Wirtschaft in Deutschland voranzutreiben.

Am Ende eines langen Prozesses steht neben der fertiggestellten Arbeit die Erkenntnis, dass diese ohne die fachliche und persönliche Unterstützung verschiedener Personen nicht möglich gewesen wäre. Aufgrund dessen möchte ich mich an dieser Stelle bei allen bedanken, die mich bei der Erstellung meiner Dissertation unterstützten und begleiteten.

Allen voran möchte ich mich bei Prof. Ulrich Bodmer bedanken, der mir die Erstellung dieser Arbeit ermöglichte. Zudem gilt ihm und Prof. Alois Heißenhuber mein herzlicher Dank für die Betreuung meiner Dissertation, die Anregungen zum Thema und die Hilfestellungen.

Ferner danke ich Prof. Heinz Bernhardt für die Übernahme des Koreferats und Prof. Kurt-Jürgen Hülsbergen für die Übernahme des Vorsitzes der Prüfungskommission.

Mein ausdrücklicher Dank gilt den Interviewpartnern, die sich für die Durchführung der Interviews bereit erklärten, mir Einblicke in das Unternehmen gewährten und ihre Erfahrungen bezüglich des europäischen Emissionshandels und der Investition in erneuerbare Energien mit mir teilten. Ohne diese Schilderungen und diesen lehrreichen Austausch wäre die Arbeit in dieser Art und Weise nicht möglich gewesen.

Danken möchte ich allen Angehörigen der Fakultät Land- und Ernährungswirtschaft, Hochschule Weihenstephan-Triesdorf, die mich so freundlich in ihre Gemeinschaft aufnahmen. Besonderer Dank gilt Prof. Tanja Barton und Prof. Peter Zerle für ihre Diskussionsbereitschaft und inhaltliche Unterstützung, Prof. Martina Otten für den moralischen Beistand und Carola Metz für die kritische Durchsicht der englischsprachigen Teile der Arbeit. Ganz herzlich möchte ich mich bei meiner „Bürogemeinschaft“, bestehend aus Carola Metz, Johanna Graf, Uta Hunsicker und Veronika Hannus bedanken. Durch ihren Humor, ihre liebenswürdi-

ge Art und ihre aufmunternden Worte in Tiefphasen wird die Zeit der Dissertation für mich unvergesslich bleiben.

Mein ganz besonderer Dank gilt meiner Familie. Obwohl meine Entscheidung, eine feste Stelle aufzugeben und noch einmal an eine Hochschule zu gehen, anfangs bei meinem Vater Unbehagen auslöste, stehen sie immer hinter mir. Dafür danke ich ihnen von ganzem Herzen. Abschließend möchte ich mich bei Stephan Schneider, einem ganz besonderen Menschen, bedanken. Zahllose kontroverse Diskussionen mit ihm bis spät in die Nacht eröffneten mir die Möglichkeit, die Dinge aus einem anderen Blickwinkel zu betrachten. Ich danke Dir zutiefst, dass Du jeden Tag aufs Neue das Wagnis eingehst, mit meiner Sichtweise der Dinge konfrontiert zu werden.

Lebenslauf

Angaben zur Person

Nachname, Vornamen	Appelmann, Karina
Adresse	Max-Lehner-Straße 22 D- 85354 Freising
Staatsangehörigkeit	Deutsch
Geburtsdatum	10.1.1981

Berufserfahrung

Zeitraum	seit 12/2009
Beruf oder Funktion	Wissenschaftliche Mitarbeiterin, Hochschule Weihenstephan-Triesdorf, Fakultät Land- und Ernährungswirtschaft, Freising
Zeitraum	04/2008 - 11/2009
Beruf oder Funktion	Steuerassistentin, Keller Menz Rechtsanwälte, München
Zeitraum	04/2003 - 03/2008
Beruf oder Funktion	Steuerfachangestellte (Werkstudentin), Keller Menz Rechtsanwälte, München

Schul- und Berufsbildung

Zeitraum	04/2003 - 03/2008
Bezeichnung der erworbenen Qualifikation	Diplom-Kauffrau, Ludwig-Maximilians-Universität, München
Zeitraum	08/2000 - 03/2003
Bezeichnung der erworbenen Qualifikation	Steuerfachangestellte, Dipl.-Betriebswirt (FH) Wolfgang H. Jöst, Steuerberater, Offenbach am Main
Zeitraum	07/1991 - 07/2000
Bezeichnung der erworbenen Qualifikation	Allgemeine Hochschulreife, Marienschule, Offenbach am Main