50 ifo Forschungsberichte

Bedeutung der Energiewirtschaft für die Volkswirtschaft

Jutta Albrecht
Marc Gronwald
Hans-Dieter Karl
Johannes Pfeiffer
Luise Röpke
Markus Zimmer

unter Mitarbeit von
Jana Lippelt

Institut für
Wirtschaftsforschung
an der Universität München

Bereich: Energie, Umwelt und erschöpfbare Ressource

Bedeutung der Energiewirtschaft für die Volkswirtschaft

Studie im Auftrag
der RWE AG

von

Jutta Albrecht
Marc Gronwald
Hans-Dieter Karl
Johannes Pfeiffer
Luise Röpke
unter Mitarbeit von
Jana Lippelt

Institut für
Wirtschaftsforschung
an der Universität München

Forschungsbereich: Energie, Umwelt und erschöpfbare Ressourcen

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation
in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische
Daten sind im Internet über
http://dnb.d-nb.de
abrufbar.

ISBN: 978-3-88512-505-1

Alle Rechte, insbesondere das der Übersetzung in fremde Sprachen, vorbehalten.
Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlags ist es auch nicht gestattet, dieses
Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Wege (Fotokopie, Mikrokopie)
oder auf andere Art zu vervielfältigen.
@ ifo Institut für Wirtschaftsforschung, München 2011

Druck: ifo Institut für Wirtschaftsforschung, München

ifo Institut für Wirtschaftsforschung im Internet:
http://www.cesifo-group.de

Inhaltsverzeichnis

	Management Summary	S. 1
	Themenstellung und Einleitung	S. 5
1	Energienachfrage und ihre Einflussfaktoren – ausgewählte EU-Länder im Vergleich	S. 11
1.1	Primärenergieverbrauch – generelle Tendenzen	S. 11
1.2	Verfügbares inländisches Ressourcenangebot und Energieimportabhängigkeit ausgewählter EU-Mitgliedsstaaten	S. 14
1.2.1	Inländisches Ressourcenangebot	S. 14
1.2.2	Energieimporte	S. 16
1.3	Wirtschaftsentwicklung und Energienachfrage	S. 18
1.4	Wirtschaftsstruktur und Energienachfrage	S. 21
1.5	Endenergienachfrage nach Verbrauchssektoren	S. 24
1.5.1	Endenergieverbrauch der Industrie	S. 26
1.5.2	Endenergieverbrauch des Haushaltssektors	S. 26
1.5.3	Endenergieverbrauch des Verkehrssektors	S. 30
1.5.4	Endenergieverbrauch in den Endverbrauchssektoren	S. 33
1.6	Demografie und Energienachfrage	S. 35
1.7	Fazit	S. 37
2	Die Energiewirtschaft in der deutschen Volkswirtschaft	S. 39
2.1	Wirtschaftliche Kenngrößen des Energiesektors	S. 39
2.2	Der Energiesektor im Vergleich mit anderen Wirtschaftsbereichen	S. 46
2.2.1	Ein Überblick für das Jahr 2008	S. 46
2.2.2	Stellenwert der Investitionen im Vergleich	S. 49
2.2.3	Die Entwicklung von Bruttowertschöpfung, Produktion und Vorleistungen	S. 50
2.2.4	Die Entwicklung von Investitionen und Anlagevermögen	S. 54
2.3	Elektrizitäts- und Gaswirtschaft	S. 57
2.3.1	Elektrizitätswirtschaft	S. 57
2.3.2	Gaswirtschaft	S. 60
2.4	Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Investitionen in der Energieversorgung	S. 62

2.4.1	Modelltheoretische Grundlagen und Methodik	S. 63
2.4.2	Grenzen des gewählten methodischen Ansatzes	S. 64
2.4.3	Ergebnisse	S. 65
2.4.3.1	Produktionseffekte der Investitionstätigkeit der Energieversorgung	S. 66
2.4.3.2	Effekte auf die Beschäftigung und auf weitere Produktionsfaktoren durch die Investitionstätigkeit in der Energieversorgung	S. 70
2.4.3.3	Effekte auf die Beschäftigung und auf weitere Produktionsfaktoren durch die Energieversorgung unter der Annahme knapper Produktionsfaktoren	S. 72
2.4.4	Schlussfolgerungen	S. 73
2.5	Fazit	S. 75
3	Energiesicherheit	S. 77
3.1	Einführende Bemerkungen	S. 77
3.2	Deskriptive Analyse der Versorgungssicherheit	S. 81
3.3	Das optimale Niveau der Versorgungssicherheit	S. 87
3.3.1	Kosten der Versorgungssicherheit	S. 90
3.3.2	Nutzen der Energieversorgungssicherheit	S. 91
3.4	Bewertung der Bedeutung der Versorgungssicherheit für die Volkswirtschaft	S. 99
3.5	Fazit	S. 103
4	Energiepreise und Energiekosten	S. 105
4.1	Energiekosten im Verarbeitenden Gewerbe	S. 105
4.2	Energiekosten der privaten Haushalte	S. 109
4.3	Ökonomische Effekte der Förderung erneuerbarer Energien	S. 111
4.4	Determinanten der Energiepreisentwicklung	S. 116
4.5	Fazit	S. 119
5	Innovationen in der Energiewirtschaft	S. 121
5.1	Innovationen und Zukunftsfähigkeit der Energieversorgung	S. 121
5.2	Innovationsverhalten der deutschen Energiewirtschaft im Branchenvergleich	S. 126
5.3	Überblick über Entwicklungen und Innovationen in den Bereichen Energieerzeugung, -verbrauch und -verteilung	S. 131

5.3.1 Energiegewinnung im konventionellen Kraftwerkspark S. 131
5.3.1.1 Technologische Entwicklungen im konventionellen Kraftwerkspark S. 131
5.3.1.2 Abschätzung der Auswirkungen einer technologischen Fortentwicklung im konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland S. 141
5.3.2 Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien S. 149
5.3.2.1 Wasserkraft S. 150
5.3.2.2 Windkraft S. 150
5.3.2.3 Solarenergie: Solarthermie und Photovoltaik S. 153
5.3.2.4 Biogas und feste Biomasse S. 156
5.3.2.5 Geothermie S. 159
5.3.3 Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland S. 162
5.3.3.1 Einleitung S. 162
5.3.3.2 Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung S. 164
5.3.3.3 Emissionen von Kohlendioxid S. 167
5.4 Integration erneuerbarer Energien S. 169
5.4.1 Zentrale Energiespeicher S. 170
5.4.2 Alternativen zu großtechnischen Energiespeicher: dezentrale Energiespeicher, Erzeugungs- und Lastmanagement, „Smart Grids“ S. 174
5.5 Neue Strom-basierte Anwendungen: Beispiel Elektromobilität S. 178
5.6 Fazit S. 183

6 Gesamtfazit S. 185
Anhang zu Kapitel 2 S. 190

Literatur S. 193

Tabellenverzeichnis:

Tabelle 1.1:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern	S. 13
Tabelle 1.2:	Primärenergieproduktion nach Energieträgern im Ländervergleich	S. 15
Tabelle 1.3:	Energieimportabhängigkeitsprofil einiger europäischer Länder im Vergleich	S. 17
Tabelle 1.4:	Nettoelektrizitätsimporte und Bruttoelektrizitätserzeugung im europäischen Vergleich von 1990 bis 2006	S. 18
Tabelle 1.5:	Energieintensität ausgewählter europäischer Volkswirtschaften im Vergleich	S. 21
Tabelle 1.6:	Endenergieverbrauch nach Sektoren, Entwicklung 1997-2007 im Ländervergleich	S. 25
Tabelle 1.7:	Endenergieverbrauch in ausgewählten Industriesektoren	S. 26
Tabelle 1.8:	Endenergieverbrauch nach Verbrauchssektor und Anwendungszweck in Deutschland in 2008	S. 27
Tabelle 1.9:	Kennzahlen zur Entwicklung des Individualverkehrs in ausgewählten EU-Staaten	S. 32
Tabelle 1.10:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie in der EU-27 nach Energieträgern, 1998-2008	S. 34
Tabelle 1.11:	Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern in ausgewählten europäischen Ländern, 1998 und 2008	S. 34
Tabelle 1.12:	Primärenergie- und Stromverbrauch pro Kopf im europäischen Vergleich	S. 37
Tabelle 2.1:	Strukturdaten der Energiewirtschaft 2008	S. 40
Tabelle 2.2:	Strukturdaten der Energiewirtschaft 2008 im Vergleich	S. 47
Tabelle 2.3:	Investitionsausgaben 2008 im Vergleich	S. 49
Tabelle 2.4:	Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft	S. 59
Tabelle 2.5:	Strukturdaten der Elektrizitätswirtschaft, der Chemie und der Automobilindustrie 2008	S. 60
Tabelle 2.6:	Entwicklung der Gaswirtschaft	S. 60
Tabelle 2.7:	Strukturdaten der Gaswirtschaft, der Chemie und der Automobilindustrie 2008	S. 61
Tabelle 2.8:	Durchschnittliche Brutto-Produktionseffekte von Investitionen der Energieversorgung	S. 67
Tabelle 2.9:	Durchschnittliche Brutto-Produktionseffekte von Investitionen der Gesamtwirtschaft	S. 68

Tabelle 2.10:	Netto-Produktionseffekte der Investitionen in der Energieversorgung vs. Gesamtwirtschaft	S. 69
Tabelle 2.11:	Durchschnittliche Effekte von Investitionen	S. 71
Tabelle 2.12:	Brutto-Effekt der Investitionen: Energieversorgung vs. Gesamtwirtschaft unter der Annahme knapper Produktionsfaktoren	S. 72
Tabelle 2.13:	Auswirkungen einer Investition in der Energieversorgung im Vergleich mit Investitionen aller Wirtschaftsbereiche	S. 74
Tabelle 2.14	Ranking der ausgewählten Branchen in Deutschland 2008	S. 75
Tabelle 3.1:	Vergleich ausgewählter Ergebnisse verschiedener Schätzungen des VoLL (ungefähre Werte)	S. 96
Tabelle 5.1:	Überblick über die Szenarien-Analysen der IEA	S. 124
Tabelle 5.2:	Ausgewählte Kennzahlen der Innovationstätigkeit verschiedener Sektoren im Vergleich	S. 130
Tabelle 5.3:	Überblick über die Entwicklung von Kraftwerkspark und Stromerzeugung in den betrachteten Energiemarkt-Szenarien	S. 144
Tabelle 5.4:	Auswirkung des Zubaus konventioneller Dampfkraftwerke mit Staubbefeuerung, ohne CCS / mit CCS	S. 146
Tabelle 5.5:	Wirkung des Baus von IGCC-Kraftwerken (ohne CCS / mit CCS)	S. 147
Tabelle 5.6:	Wirkung des Zubaus von GuD-Anlagen	S. 148
Tabelle 5.7	Bruttostromerzeugungskapazitäten in GW	S. 165
Tabelle 5.8	Bruttostromerzeugung nach Energieträgern – in TWh	S. 166
Tabelle 5.9:	Energieeffizienz eines Diesel- und Elektrofahrzeugs der Kleinwagenklasse im Vergleich	S. 180

Abbildungsverzeichnis:

Abbildung 1.1:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in ausgewählten europäischen Ländern von 1990 bis 2008	S. 12
Abbildung 1.2:	Entwicklung der realen Bruttowertschöpfung und des Primärenergieverbrauchs von 1990 bis 2008	S. 20
Abbildung 1.3:	Bruttowertschöpfung nach Sektoren in ausgewählten EU-Staaten (2008)	S. 22
Abbildung 1.4:	Beitrag der Industrie zur Bruttowertschöpfung in ausgewählten EU-Ländern	S. 23
Abbildung 1.5:	Endenergieverbrauch nach Sektoren 2007 (%)	S. 25
Abbildung 1.6:	Jährlichen Durchschnittswert der Heizgradtage in ausgewählten	S. 29
Abbildung 1.7:	Endenergieverbrauch privater Haushalte und Heizgradtage 1990-2008 in ausgewählten EU-Ländern	S. 30
Abbildung 1.8:	Verkehrsleistung des Güter- und Personenverkehrs 2008 in der EU-27	S. 31
Abbildung 1.9:	Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren in der EU-27 nach Energieträgern im Jahr 2006	S. 33
Abbildung 1.10:	Bevölkerungsentwicklung in ausgewählten EU-Ländern	S. 35
Abbildung 2.1:	Entwicklung der Bruttowertschöpfung in der Energiewirtschaft – in jeweiligen Preisen –	S. 42
Abbildung 2.2:	Entwicklung der Bruttowertschöpfung in der Energiewirtschaft – Anteile in % –	S. 43
Abbildung 2.3:	Entwicklung der Produktionswerte in der Energiewirtschaft	S. 43
Abbildung 2.4:	Entwicklung der Bruttowertschöpfung an der Produktion in der Energiewirtschaft – Anteile in % –	S. 44
Abbildung 2.5:	Entwicklung der Bruttowertschöpfung im Produzierenden Gewerbe	S. 51
Abbildung 2.6:	Entwicklung der Produktionswerte im Produzierenden Gewerbe	S. 52
Abbildung 2.7:	Anteil der Bruttowertschöpfung an der Produktion im Produzierenden Gewerbe – Anteile in % –	S. 53
Abbildung 2.8:	Entwicklung der Bruttoanlageinvestitionen	S. 54
Abbildung 2.9:	Entwicklung des Bruttoanlagevermögens	S. 55
Abbildung 2.10:	Entwicklung des Kapitalkoeffizienten	S. 56

Abbildung 2.11:	Entwicklung des Modernitätsgrads des Anlagevermögens	S. 57
Abbildung 2.12:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung	S. 58
Abbildung 3.1:	Unterbrechungen der Elektrizitätsversorgung im Jahr 2006 für ausgewählte Länder	S. 83
Abbildung 3.2:	Ungeplante Unterbrechungen 2006, exklusive außergewöhnlicher Ereignisse, anhand ausgewählter Länder	S. 84
Abbildung 3.3:	Durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung je Kunde in Minuten (2008)	S. 86
Abbildung 3.4:	Das optimale Niveau an Versorgungssicherheit	S. 88
Abbildung 4.1:	Entwicklung des Anteils der Energiekosten am Bruttoproduktionswert in ausgewählten Branchen des verarbeitenden Gewerbes in %	S. 106
Abbildung 4.2:	Entwicklung der Strompreise für die Industrie im internationalen Vergleich	S. 108
Abbildung 4.3:	Entwicklung der Strompreise für Haushalte im internationalen Vergleich	S. 110
Abbildung 4.4:	Deutsche Stromimporte und -exporte nach Handelspartnern	S. 117

Management Summary

- **Die Energiewirtschaft hat für die wirtschaftliche Entwicklung und die Beschäftigung in Deutschland eine große Bedeutung. Dies wird durch zentrale ökonomische Kenngrößen belegt.**
- **Die Energiewirtschaft ist einer der führenden Wirtschaftszweige in Deutschland. Sie ist in einem Vergleich mit der Automobilindustrie und der Chemie – bezogen auf Produktionswert, Bruttowertschöpfung und Investitionsvolumen – hinter der Automobilindustrie platziert.**
- **Eine jederzeit sichere Versorgung mit Energie, insbesondere mit Strom, ist eine entscheidende Grundlage für wirtschaftliches Wachstum und Beschäftigung. Deutschland nimmt hier im weltweiten Vergleich eine Spitzenposition ein.**
- **Negativ auf die wirtschaftliche und insbesondere industrielle Entwicklung in Deutschland wirken sich dagegen die im internationalen Vergleich zu einem großen Teil aufgrund staatlich verursachter Belastungen hohen Verbraucherpreise für Strom aus.**
- **Die politischen Rahmenbedingungen müssen so gestaltet sein, dass die Energiewirtschaft die erforderliche Planungssicherheit hat, um die notwendigen Investitionen durchführen zu können.**
- **Die Energiewirtschaft treibt in enger Kooperation mit der Industrie Innovationen im Bereich der Energieerzeugung, -umwandlung, -bereitstellung und -anwendung voran.**

In der Studie sind **zentrale ökonomische Kenngrößen für die Energiewirtschaft** ausgewiesen (Bezugsjahr: 2008) und die daraus resultierenden volkswirtschaftlichen Auswirkungen abgeleitet. Ferner ist die Bedeutung einer sicheren und wirtschaftlichen Versorgung – insbesondere mit Strom – für Wachstum, Beschäftigung und Innovationen dargelegt. Dabei werden die Strom-, Gas- und Fernwärmeversorgung, die Gewinnung von Kohle, Erdgas und Erdöl sowie die Verarbeitung von Mineralöl und Kohle in der im Auftrag der RWE AG durchgeführten Analyse erfasst.

Die gesamte Energiewirtschaft liegt bei einem Vergleich der wesentlichen **volkswirtschaftlichen Kennzahlen** auf dem Niveau anderer großer Industriebranchen in Deutschland, wie der Automobilindustrie und der Chemie:

- Beim **Produktionswert** rangiert die Energiewirtschaft mit 206 Milliarden Euro hinter der Automobilindustrie.

- Das Gleiche gilt für die **Bruttowertschöpfung** – ein Indikator, der sich aus der Differenz zwischen Produktionswert und Vorleistungen ergibt. Diese Kennzahl beläuft sich für 2008 auf 59 Milliarden Euro. Die Automobilindustrie erreicht mit 66 Milliarden Euro einen höheren Wert. Die Bruttowertschöpfung der Chemieindustrie macht 53 Milliarden Euro aus.
- Die Energiewirtschaft ist einer der großen Investoren im Produzierenden Gewerbe. 2008 belief sich das **Investitionsvolumen** auf 14,5 Milliarden Euro. Darunter entfallen 12,1 Milliarden Euro auf die leitungsgebundene Energieversorgung, also Strom, Gas und Fernwärme. Zum Vergleich: Die Investitionsausgaben der Automobilindustrie erreichten im Vergleichsjahr 14,8 Milliarden Euro. Die Chemie investierte 8,0 Milliarden Euro. Damit steht die Energiewirtschaft für 16,5 Prozent der gesamten Investitionsausgaben des Produzierenden Gewerbes (ohne Bau).

Gemessen an der **Zahl der Erwerbstätigen** liegt die Energiewirtschaft mit 311.000 Beschäftigten hinter der Automobilindustrie und der Chemie.

Ein besonderes Kennzeichen der Energiewirtschaft ist der **hohe Kapitaleinsatz**. Produktion und Wertschöpfung in der Energiewirtschaft werden mit weniger Beschäftigten, aber mit mehr Kapital erwirtschaftet als in der Autoindustrie und in der Chemie. Daraus resultiert für die Energiewirtschaft eine weit überdurchschnittlich hohe Arbeitsproduktivität.

Ranking der ausgewählten Branchen in Deutschland 2008

Absolute Werte

Ranking	Erwerbstätige		Produktionswert		Bruttowertschöpfung		Investitionen	
	Branche	1000	Branche	Mrd. €	Branche	Mrd. €	Branche	Mrd. €
1.	Automobilindustrie	829	Automobilindustrie	302	Automobilindustrie	66	Automobilindustrie	14,8
2.	Chemie	463	Energie	206	Energie	59	Energie	14,5
3.	Energie	311	Chemie	160	Chemie	53	Chemie	8,0

Kennzahlen

Ranking	Arbeitsproduktivität		Modernitätsgrad		Wertschöpfungsquote		Investitionsquote	
	Branche	1000 € Wertsch./ Erwerbst.	Branche	Anlagevermögen: Netto zu Brutto, %	Branche	Wertschöpf./ Produktion %	Branche	Investitionen zu Produktion %
1.	Energie	191	Energie	55,2	Chemie	33,2	Energie	7,0
2.	Chemie	115	Automobilindustrie	52,2	Energie	28,9	Chemie	5,0
3.	Automobilindustrie	80	Chemie	48,8	Automobilindustrie	21,9	Automobilindustrie	4,9

Quelle: Statistisches Bundesamt; ifo Institut.

Eine **Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Investitionen** der Energieversorger erbrachte, dass unter günstigen Bedingungen – keine Knappheit der Produktionsfaktoren zu gegebenen Preisen vorausgesetzt – durch 1 Milliarde Euro zusätzliche Investitionsausgaben eine gesamte Produktion von 2,86 Milliarden Euro angestoßen werden könnte.

Innerhalb der Energiewirtschaft hat die **Elektrizitätswirtschaft das größte Gewicht**. Dieser Sektor trägt zu 50 bis 80 Prozent zu den für die gesamte Energiewirtschaft ausgewiesenen volkswirtschaftlichen Kenngrößen bei.

Eine **sichere und kostengünstige Stromversorgung** ist eine unverzichtbare Basis für jede moderne Industriegesellschaft. Der realisierte Grad an Versorgungssicherheit beeinflusst in wesentlichem Umfang die Wettbewerbsfähigkeit von Volkswirtschaften. Die Untersuchung bestätigt, dass Deutschland bezüglich der Sicherheit der Versorgung mit Elektrizität **im internationalen Vergleich eine Spitzenposition** einnimmt. So war im Durchschnitt des Jahres 2008 jeder deutsche Stromkunde nur von einem 18-minütigen Stromausfall betroffen.

Ein Grund für dieses bemerkenswerte Ergebnis sind die in Deutschland besonders **engmaschig ausgelegten Stromnetze**, die durch diese Eigenschaft deutlich weniger anfällig für Störungen sind als die weitermaschigen Stromnetze europäischer Nachbarländer. Der Schlüssel zur Aufrechterhaltung des hohen Maßes an Versorgungssicherheit sind **Investitionen in den Erhalt und Ausbau der Netze**. Schätzungen zufolge sind bis 2020 in Deutschland Netzinvestitionen von mehr als 40 Milliarden Euro erforderlich.

Die **Wertschätzung von Versorgungssicherheit** ist zwischen den Verbrauchergruppen unterschiedlich stark ausgeprägt. Die hierzu durchgeführte Auswertung einer Reihe von Studien kommt zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit wesentlich höher bewertet wird als im Preis für Strom zum Ausdruck kommt. Das gilt für private Haushalte, aber noch deutlich stärker für die Industrie. Vier der analysierten Studien haben einen Wert für den Industriesektor in der Bandbreite von 8 bis 14 Euro pro Kilowattstunde berechnet. Der mittlere Wert dieser Spanne entspricht etwa dem Hundertfachen des Preises, den die Industrie im Durchschnitt für Strom bezahlt.

Die Gewährleistung einer sicheren und wettbewerbsfähigen Energieversorgung ist für Deutschland von noch größerer Bedeutung als für andere Staaten. Ein wesentlicher Grund hierfür ist: Der **Anteil der Industrie an der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung** übertrifft mit 26 Prozent den Durchschnitt der EU-27 um sechs Prozentpunkte. So liegt

2008 der Anteil der Industrie an der gesamten Wertschöpfung des jeweiligen Landes bei 14 Prozent in Frankreich, bei 17 Prozent in Spanien und bei 18 Prozent in Großbritannien. Trotz des verzeichneten Strukturwandels in den vergangenen Jahrzehnten bleibt die Industrie für die deutsche Volkswirtschaft von herausragender Bedeutung. Auch deshalb wird einer hohen Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung ein beträchtliches ökonomisches Gewicht beigemessen.

Dagegen kann angesichts der starken industriellen Basis der deutschen Wirtschaft durch **Kostensteigerungen beim Energie- und Stromeinsatz** die Wettbewerbsfähigkeit von Industrieunternehmen spürbar belastet werden. Schon gegenwärtig zeigen internationale Vergleiche, dass die Strompreise für die Industrie und die privaten Haushalte in Deutschland deutlich über dem Durchschnitt der Industrieländer liegen. Neben der Verteuerung der Brennstoffe haben die energie- und umweltpolitisch bedingten Belastungen der Strompreise, insbesondere durch den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung, in den vergangenen Jahren zu einem starken Preisauftrieb und damit zu entsprechend höheren Kosten für elektrische Energie geführt. Das kann eine Beeinträchtigung der wirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland zur Folge haben.

Die Energiewirtschaft treibt **Innovationen** in den Bereichen Energieerzeugung, -umwandlung, -bereitstellung und -anwendung voran. In enger Kooperation mit der Herstellerindustrie werden sowohl bekannte Technologien hinsichtlich Effizienzsteigerung und Umweltverträglichkeit weiterentwickelt und optimiert als auch neue Technologien angestoßen und auf den Weg gebracht. Schwerpunkte der Innovationsanstrengungen in der Stromversorgung sind: Die Nutzung neuer Technologien zur Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken einschließlich der Sequestrierung von Kohlendioxid, der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Einbindung des erneuerbar produzierten Stroms durch den erforderlichen Netzausbau sowie Regel- und Speicherkraftwerke und die Einführung von Erzeugungs- und Lastmanagement (Smart Grids). Darüber hinaus sind neue auf Strom basierende Anwendungen zu nennen; dabei ist der Elektromobilität ein besonderer Stellenwert beizumessen.

Auch für die künftige wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland hat Energie eine Schlüsselrolle. Die politisch gewollte Umgestaltung der Energieversorgung erfordert eine **Investitions- und Innovationsoffensive**. Nur so können die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien verbundenen Herausforderungen gemeistert und gleichzeitig der derzeit hohe Standard an Versorgungssicherheit bei Begrenzung der daraus resultierenden Kostenbelastungen gewährleistet werden.

Themenstellung und Einleitung

Die ausreichende und beständige Verfügbarkeit von Energie ist für hoch entwickelte Industrieländer eine unabdingbare Voraussetzung für ihre wirtschaftliche Entwicklung. Das gilt für alle Bereiche einer modernen Volkswirtschaft, angefangen vom Produktionssektor über den Transport- und den Dienstleistungssektor bis hin zu den privaten Haushalten. Durch die Verwendung von Energie in ihren verschiedenen Formen ist es zusammen mit dem Einsatz anderer Produktionsfaktoren möglich, eine anhaltende Steigerung der Arbeitsproduktivität zu erreichen, die Arbeitsteilung weiter zu entwickeln und zu optimieren sowie den Aufwand für zeitraubende Tätigkeiten durch den Einsatz von energiebetriebenen Geräten deutlich zu reduzieren.

Der Zusammenhang von wirtschaftlichem Wachstum und Energieverbrauch ist vielfach auf grundsätzliche Weise in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur untersucht worden. Daher wird hier im Folgenden ein Überblick über aktuelle Beiträge zu dem Thema gegeben. Die Frage, in welcher Beziehung Energie und ökonomische Entwicklung zueinander stehen, ist seit geraumer Zeit Gegenstand einer umfangreichen energieökonomischen Literatur. So betonen beispielsweise Toman und Jemelkova (2003) in einem Überblicksartikel, dass die einfache Verfügbarkeit von Energie ein grundlegender Schlüsselfaktor für die ökonomische Entwicklung ist. Typische Fakten, die in diesem Zusammenhang angeführt werden, besagen beispielsweise, dass in hochentwickelten Industriestaaten im Vergleich zu Entwicklungsländern eine größere Menge an Energie sowohl je Outputeinheit und auch pro Kopf verwendet wird. Die Autoren führen zwar an, dass in heutiger Zeit der Energieverbrauch in einer Ökonomie mit einem gewissen Entwicklungsniveau durch höhere Energieeffizienz niedriger ist als in vergangenen Zeiten, betonen aber, dass daraus nicht zu schließen ist, dass der gesamte oder der Pro-Kopf Energieverbrauch in hochentwickelten Industriestaaten zurückgehen werden. Für Entwicklungsländer ist allerdings von einem stärkeren Wachstum dieser beiden Kennzahlen auszugehen.

Toman und Jemelkova (2003) lassen allerdings offen, ob dieser aufgezeigte Zusammenhang auch kausaler Natur ist – eine Frage, die in einer Reihe sehr aktueller Studien aufgegriffen wird.[1] Während diese Artikel ihre Motivation in der Ankündigung und Durchfüh-

[1] Bis heute wird zur Messung des Zusammenhangs zwischen Energieverbrauch und wirtschaftlicher Entwicklung ein Kausalitätskonzept verwendet, welches von Granger (1969) vorgeschlagen wurde. Diesem sehr intuitiven Konzept nach ist eine Variable Granger kausal für eine Zweite, wenn sich die Prognose der zweiten Variable durch Einbeziehung der Ersten verbessern lässt. Offensichtlich ist dies dann der Fall, wenn von der einen Variablen ein Einfluss auf die andere ausgeht. Ob zwischen zwei Variablen ein Granger-kausaler Zusammenhang besteht, lässt sich mit Hilfe einfacher statistischer Tests untersuchen.

rung politischer Maßnahmen zur Einsparung von Energie, die im Zusammenhang mit der Bekämpfung des Klimawandels und insbesondere dem Kyoto-Protokoll stehen, sind frühere Beiträge zu dieser Literatur noch durch Ereignisse wie die 1. Ölkrise 1973/1974 und die damit erstmals offenkundig gewordene Problematik der Knappheit von Ressourcen motiviert gewesen. [2]

Von Interesse für dieses Gutachten sind auch die von Narayan und Smith (2008) erzielten Ergebnisse. Mit Daten aus dem Zeitraum 1972 bis 2002 für die G7 Staaten untersuchten sie den Zusammenhang zwischen Energieverbrauch, realem Bruttosozialprodukt und Kapitalstock. [3] Dabei wurde nicht – wie üblich - die aus der Veränderung der wirtschaftlichen Aktivität abgeleitete Nachfrage nach Energie betrachtet, sondern inwieweit Produktionsänderungen im Energiesektor als Teil der Gesamtwirtschaft die Entwicklung des Bruttosozialprodukts beeinflussen. Sie finden, dass ein 1%iger Anstieg des Energieverbrauchs das reale Bruttosozialprodukt – je nach verwendetem Schätzverfahren - um 0.12% bis 0.39% erhöht. Daraus wird geschlossen, dass Energieverbrauchserhöhungen einen Beitrag zum wirtschaftlichen Wachstum leisten und dass politische Maßnahmen zur Reduktion des Ausstoßes von Kohlendioxid entsprechende negative Konsequenzen haben, zumindest so lange klimaschonende Wege zur Energieerzeugung nur in unzureichendem Maße zur Verfügung stehen.

Die Ergebnisse von Lee und Lee (2010) für OECD-Länder im Zeitraum 1978-2004 gehen in eine ähnliche Richtung. Sie finden einen positiven, wechselseitigen kausalen Zusammenhang zwischen dem Energieverbrauchsniveau und der wirtschaftlichen Aktivität. Somit führt ein hohes Maß an wirtschaftlicher Aktivität zu einem hohen Verbrauch an Energie, ein hoher Verbrauch an Energie aber auch zu einem hohen Maß an wirtschaftlicher Aktivität. Dies verdeutlicht, dass die OECD-Staaten als energieabhängig einzustufen sind und dass ein hinreichend großes Angebot an Energie mit einem hohen ökonomischen Wachstum verbunden zu sein scheint.

---

[2] Diese Literatur geht auf eine grundlegende Arbeit von Kraft und Kraft (1978) zurück, welche mit einer einfachen ökonometrischen Methode den Zusammenhang zwischen Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch für den Fall der Vereinigten Staaten von Amerika unter Verwendung eines Datensatzes von 1947-1974 untersuchen.

[3] Vorherrschend werden heute in dieser Literatur sogenannte Panel-Modelle verwendet, welche eine Kombination aus Zeitreihen- und Querschnittsmodellen darstellen. Diese erlauben es, die Variation von Daten nicht nur in der zeitlichen Dimension, sondern auch im Querschnitt der Länder auszunutzen. Die mit derartigen Schätzverfahren erzielten Ergebnisse sind erheblich genauer als die von reinen Zeitreihenmodellen, die zu früheren Zeitpunkten das bevorzugte statistische Instrument waren. Ein Nachteil in diesem Zusammenhang ist aber, dass die Schätzergebnisse vereinfacht gesagt einen Durchschnitt für die betrachteten Länder darstellen und daher Angaben für einzelne Länder nicht gemacht werden können.

Costantini und Martini (2010) ergänzen diese Literatur durch eine disaggregierte Betrachtung. Sie untersuchen den Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und wirtschaftlichem Wachstum sowohl für OECD als auch Nicht-OECD Staaten, berücksichtigen dabei aber den kurz- und langfristigen Zusammenhang explizit auf sektoraler Ebene. Die betrachteten Sektoren sind der Industrie-, der Dienstleistungs-, der Transport- sowie der Wohnungssektor. Ihre Analyse macht deutlich, dass bedeutsame Unterschiede zwischen OECD- und Nicht-OECD Staaten, aber auch zwischen den einzelnen Sektoren bestehen. So wird beispielsweise für den Industriesektor in OECD-Staaten gefunden, dass in der kurzen Frist ein Effekt von wirtschaftlichem Wachstum auf den Energieverbrauch ausgeht, dieser Effekt in der langen Frist aber in die umgekehrte Richtung verläuft. Für den Transportsektor in der OECD hingegen wird sowohl für die kurze als auch für die lange Frist ein wechselseitiger Zusammenhang gefunden. Diese Ergebnisse machen deutlich, dass Maßnahmen zur Einsparung von Energie unterschiedliche Sektoren in unterschiedlicher Art und Weise betreffen werden.

Die Studie von Mahadevan und Asafu-Adjaye (2007) schließlich macht deutlich, dass Unterschiede in dem Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und wirtschaftlichem Wachstum nicht nur zwischen Industriestaaten und Entwicklungsländern bestehen, sondern dass auch bedeutsam ist, ob ein Land netto Energieexporteur oder -importeur ist.

Insgesamt belegt diese Literatur, dass ein kausaler Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und wirtschaftlicher Aktivität gegeben ist.[4] Diese Studien betrachten, wie oben angedeutet, aus methodischen Gründen die G7- oder auch die OECD-Staaten als Aggregat. Da sich das ökonomische Niveau Deutschlands gemessen am Durchschnitt dieser Länder aber eher im oberen Bereich bewegt, und zudem ein besonders hoher Industrieanteil gegeben ist, ist davon auszugehen, dass diese Ergebnisse im besonderen Maße auch für Deutschland gelten.

Obgleich die Unverzichtbarkeit von Energie und damit die Bedeutung einer effizienten Energiewirtschaft evident sind, ist es schwierig ihre gesamtwirtschaftliche Bedeutung

[4] Wenige aktuelle Studien verwenden bivariate Modelle zur Untersuchung des Zusammenhangs zwischen Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch in einzelnen Ländern. Zu nennen ist etwa Chiou-Wei et al. (2008). Sie verwenden lineare und nicht-lineare Grangerkausalitätstests für die Vereinigten Staaten von Amerika sowie eine Reihe von ostasiatischen Staaten. Sie finden für die USA keine Evidenz für ein kausales Verhältnis zwischen Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum. Sie zeigen aber auch, dass die Entscheidung ob ein lineares oder nicht-lineares Verfahren verwendet wird, maßgeblich für die Ergebnisse ist. Zachariadis (2007) zeigt ebenfalls, dass die Wahl der Methode maßgeblich für die Ergebnisse bivariater Schätzungen ist und rät besondere Vorsicht walten zu lassen, wenn politische Entscheidungen auf Basis bivariater Modelle getroffen werden sollen.

angemessen bewerten zu können. Grundsätzlich hängen diese Schwierigkeiten auch damit zusammen, dass Energie sowohl als Produktionsgut dient (Aufwendungen hierfür also auf der Entstehungsseite des Sozialprodukts anfallen) als auch konsumtiv verwendet wird (Energieausgaben also auf der Verwendungsseite des Sozialprodukts auftreten), und die Energieausgaben somit in ihrer Gesamtheit weder dem Produktions- noch dem Konsumbereich der Volkswirtschaft zugeordnet werden können.[5] Aber mit dem Beitrag der Energiewirtschaft zum Bruttoinlandsprodukt kann ihr Stellenwert für die Volkswirtschaft nur zum Teil und letztlich unzureichend beschrieben werden. Maßgeblich ist die „Allgegenwärtigkeit der Energie“, die ihre fundamentale Position innerhalb der Volkswirtschaft zum Ausdruck bringt.[6] Vor diesem Hintergrund werden in dieser Untersuchung die vom Energieangebot ausgehenden Wirkungen und die Aktivitäten der Energiewirtschaft im Spannungsfeld zwischen den wettbewerblichen und den energiepolitischen Anforderungen analysiert.

Die Energieversorgung für eine moderne Industriegesellschaft hat vor allem folgende Bedingungen zu erfüllen: sie muss – wie in den Zielen des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes konkret ausgeführt wird – sicher, ausreichend und preisgünstig sein sowie auf umweltfreundliche Weise bereitgestellt werden. Darüber hinaus stellt sich aber die Frage, in welchem Umfang die Energiewirtschaft als Wirtschaftszweig die Entwicklung eines Industrielandes beeinflusst. Dabei geht es nicht nur um den direkten Beitrag der Energiewirtschaft zur Produktion und zur Bruttowertschöpfung, sondern auch um die von ihr bewirkten Wachstums- und Beschäftigungseffekte in der gesamten Wirtschaft, in den einzelnen Verbrauchsektoren und in ausgewählten Industriebranchen. Schließlich ist zu berücksichtigen, dass Energie, und dabei insbesondere die elektrische Energie, in vielen Anwendungsbereichen eine Art Katalysatorfunktion bei der Implementierung technischer Neuerungen besitzt.

Die Rahmenbedingungen der Energiebereitstellung werden auch durch spezielle energiepolitische Maßnahmen und Entwicklungen beeinflusst. Ein wichtiges Ziel der deutschen Energiepolitik ist der Ausbau der erneuerbaren Energien, der einerseits umfangreiche Investitionen erfordert und andererseits mit Risiken in Hinblick auf eine sichere und preisgünstige Energieversorgung verbunden ist. Dadurch verändert sich auch der Stellenwert von Kernenergie und Kohle in Hinblick auf die Energieversorgungssicherheit. Daneben werden von der Energiewirtschaft als einem der Hauptverursacher von Kohlendioxid-

[5] Vgl. Wessels, Theodor, Die volkswirtschaftliche Bedeutung der Energiekosten, München 1956, S. 56.

[6] Vgl. Kruse, Julius, Energiewirtschaft, Struktur und Wachstum, Reihe Industrie Heft 16, Berlin-München 1972, S. 17.

Emissionen große Anstrengungen in Hinblick auf den Klimaschutz gefordert; neben den Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz geht es hier insbesondere um die Durchsetzung von Innovationen zur Verringerung und Vermeidung von CO_2-Emissionen.

In dieser Untersuchung geht es grundsätzlich darum, den Zusammenhang von Energieversorgung und wirtschaftlicher, vor allem der industriellen Entwicklung aufzuzeigen. Das geschieht einerseits anhand der Effekte, die sich aus der vorliegenden Marktstruktur und den Aktivitäten der Energiewirtschaft ergeben. Andererseits werden die Auswirkungen abgeschätzt, die sich aus der zu erwartenden Entwicklung des Energiesektors, die ihrerseits eine Anpassung an die Veränderungen der Rahmenbedingungen darstellt, resultieren. Zu nennen sind dabei vor allem die Herausforderungen, die sich aus den Maßnahmen zum Schutz des Klimas, der von der Politik geforderten Verbesserung des Wettbewerbs bei den leitungsgebundenen Energien und aus Innovationen zur Sicherung der Marktposition ergeben.

Von wesentlicher Bedeutung ist in dieser Untersuchung eine Abschätzung der Auswirkungen der Energiepolitik auf die industrielle Entwicklung in Deutschland. Das betrifft neben den institutionellen Fragen der Marktorganisation vor allem die Bewältigung des als drängend empfundenen Problems der Klimaveränderung. Der Energiewirtschaft als einem der Hauptverursacher von Kohlendioxidemissionen kommt dabei eine Schlüsselrolle zu. Vor diesem Hintergrund ist auch die Umgestaltung der Energieversorgung hin zu einem Zeitalter der erneuerbaren Energien, die die Bundesregierung mit dem Energiekonzept 2050 unternimmt, zu sehen. Eine derartig durchgreifende Veränderung ist – zumindest zeitweise – auch mit beträchtlichen ökonomischen Belastungen verbunden. Die zusätzlichen Kosten durch die massive Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung sind vor allem in der Anfangsphase gegeben; für die Zukunft wird angesichts unterstellten Kostensteigerungen in Zusammenhang mit der Nutzung fossiler Energien mit Entlastungen gerechnet.

Vor dem Hintergrund der im Vergleich mit anderen entwickelten Ländern starken industriellen Basis der deutschen Wirtschaft können Kostensteigerungen beim Energie- bzw. Stromeinsatz eine ernsthafte Gefährdung der Wettbewerbsfähigkeit darstellen. Durch höhere Ökosteuern, die verschärften Bedingungen für den Kauf von CO_2-Zertifikaten und den steigenden Anteil an erneuerbaren Stromquellen haben sich für viele Industrieunternehmen die Energiekosten vor allem im Vergleich mit Konkurrenten in anderen Ländern beträchtlich erhöht. So mehren sich die Stimmen, die neben anderen Faktoren in der deutschen Energiepolitik einen Auslöser für eine schleichende Deindustrialisierung sehen. Das

gilt insbesondere für die energieintensiv produzierenden Unternehmen, in denen bei Neuinvestitionen häufig gegen heimische Standorte entschieden wird.[7]

Dass die Gefährdung der industriellen Produktion durch die deutsche Energiepolitik wahrgenommen wird, zeigt sich an der Reaktion aus dem Bundeswirtschaftsministerium. In einem neuen Konzeptpapier bekennt es sich dazu, Deutschland als Standort für energieintensive Unternehmen zu erhalten. Neben der generellen Verbesserung der Rahmenbedingungen , wie z. B. der Förderung der Ausbildung, der Beschleunigung von Genehmigungsverfahren und der Sicherung der Energie- und Rohstoffversorgung, geht es im Wesentlichen auch um eine kosteneffiziente Gestaltung der Umwelt- und Klimaschutzpolitik.[8]

[7] Vgl. Der leise Abschied der Industrie, in: Handelsblatt vom 3.November 2010, S. 1 und Konzerne sagen Deutschland Ade, in: Handelsblatt vom 3. November 2010, S. 18f.

[8] Vgl. Brüderles Masterplan, in: Handelsblatt vom 4. November 2010, S. 14f.

1. Energienachfrage und ihre Einflussfaktoren – ausgewählte EU-Länder im Vergleich

Die Höhe und Struktur der Energienachfrage eines Landes hängt entscheidend von seinem Entwicklungsniveau ab, das sich in einer Vielzahl von Faktoren konkretisiert. Dazu zählen insbesondere die Größe und die Struktur einer Volkswirtschaft, ihre Energieintensität und Energieeffizienz, die Ausstattung eines Landes mit Energieressourcen, die Energiepreise, demographische Faktoren, aber auch die klimatischen Bedingungen sowie institutionelle und rechtliche Rahmenbedingungen. Im folgenden Abschnitt werden nach einem kurzen Überblick über generelle Tendenzen des Primärenergieverbrauchs anhand umfangreicher Daten die Entwicklung der Energienachfrage und ihre Einflussfaktoren betrachtet.

1.1. Primärenergieverbrauch – generelle Tendenzen

Die deutsche Volkswirtschaft ist die größte in der EU mit dem bei weitem höchsten Energieverbrauch. Rund ein Fünftel (343 Mtoe) der in der EU im Jahr 2008 benötigten Primärenergie entfiel auf Deutschland, gefolgt von Frankreich (15%), Großbritannien (12%) und Italien (10%).[9]

Über den Zeitraum zwischen 1990 und 2008 hinweg betrachtet zeigt sich für **Deutschland** kein klarer Trend in der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs, wie er zum Beispiel zeitweise in Frankreich oder Spanien erkennbar ist (Abbildung 1.1). Der Primärenergieverbrauch in Deutschland schwankte seit 1990 vielmehr stetig um die Marke von 350 Mtoe. Bemerkenswert ist dabei, dass trotz einer Steigerung der Bruttowertschöpfung um 32% zwischen 1991 und 2008 der Primärenergieverbrauch im gleichen Zeitraum um 1,7% gesunken ist. Dies war insbesondere durch erhebliche Effizienzsteigerungen im Umwandlungssektor und in den Endverbrauchssektoren, insbesondere der Industrie, möglich. Bis auf den Verkehrssektor, dessen Verbrauch zwischen 1991 und 2007 um 5% angestiegen war, war der Energieverbrauch erheblich gesunken (Industrie -11%, Haushalte -3%, Landwirtschaft -19%, Dienstleistungssektor -21%).[10]

Der deutlich zulegende Primärenergieverbrauch in **Frankreich** ist insbesondere auf einen stark gestiegenen Bedarf des Verkehrssektors (von 42 Mtoe im Jahr 1990 auf 51 Mtoe

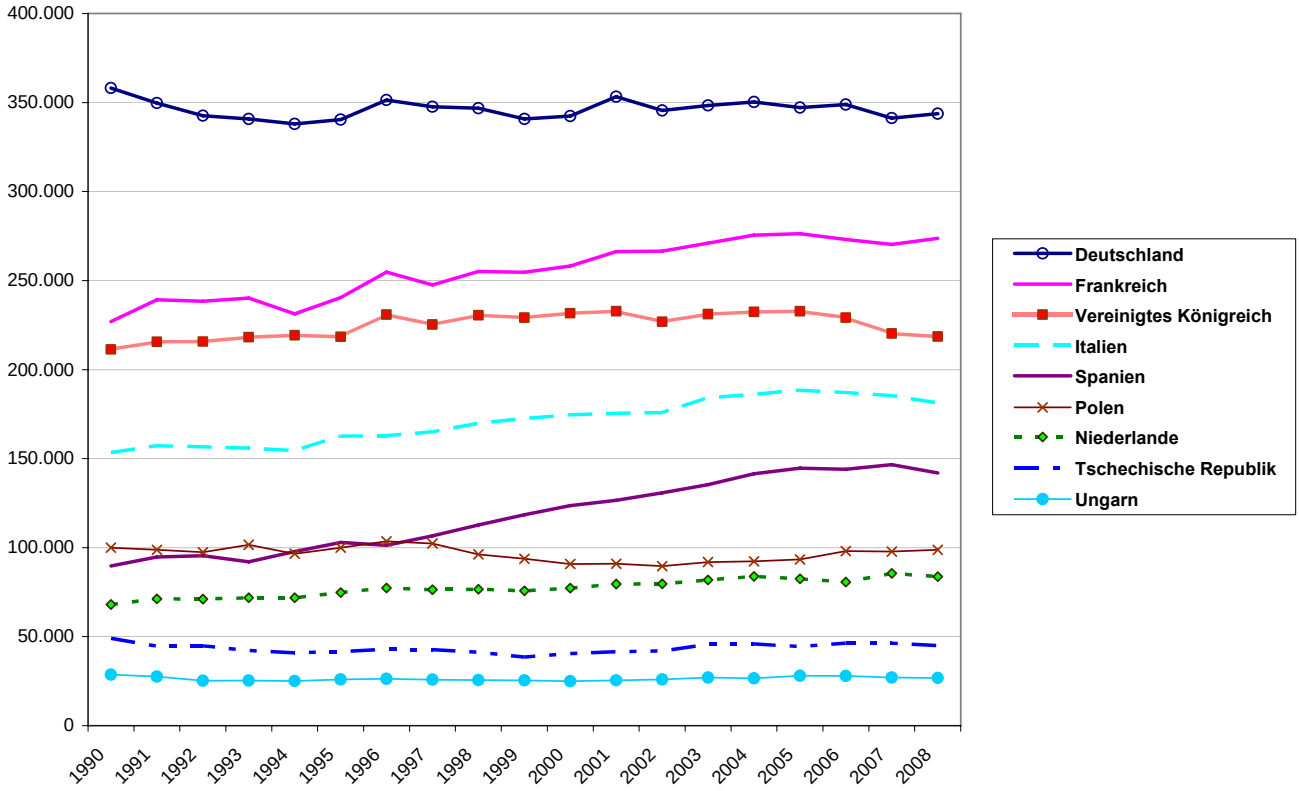
[9] Eurostat 2010.

[10] Eurostat 2010.

2008), einem wachsenden Verbrauch des Dienstleistungssektors (von 18 Mtoe auf 24 Mtoe) und einem ebenfalls im Steigen begriffenen Verbrauch der Haushalte (36 Mtoe auf 41 Mtoe) zurückzuführen. Der Energieeinsatz der französischen Industrie hingegen ging zwischen 1990 und 2007 leicht zurück (von 36 Mtoe auf 34 Mtoe).

Abbildung 1.1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in ausgewählten europäischen Ländern von 1990 bis 2008

– in ktoe –



Quelle: Eurostat 2010, eigene Zusammenstellung.

Der steigende Primärenergieverbrauch in **Spanien** war von allen Sektoren getragen. Der Energiebedarf der Industrie stieg zwischen 1990 und 2007 um fast 50% (von 20 auf rund 30 Mtoe). Auch der Energieverbrauch des spanischen Verkehrssektors nahm enorm zu: von 22 Mtoe im Jahr 1990 auf 37 Mtoe 2007. Der Verbrauch der Landwirtschaft verdoppelte sich auf 3 Mtoe, ebenso war eine Verdoppelung des Energieverbrauchs des Dienstleistungssektors zu beobachten (auf 7,3%). Und auch die Haushalte verbrauchten in 2007 deutlich mehr Energie (von 9 Mtoe auf 14 Mtoe im Jahr 2007).

Der Anstieg des Primärenergieverbrauchs in **Italien** erklärt sich vor allem aus dem seit 1990 um 32% gestiegenen Energiebedarf des Verkehrssektors sowie einer Erhöhung des

Energieverbrauchs der Industrie um 14%. Der gegenüber 1990 um 81% höhere Verbrauch (14,8 Mtoe in 2007) des Dienstleistungssektors hat ebenfalls zum steigenden Trend beigetragen. Der Verbrauch der Haushalte und der Landwirtschaft hingegen hatte im betreffenden Zeitraum nur um 5-6% zugenommen.

Insgesamt hat der Primärenergieverbrauch in den Ländern der EU-27 bis 2007 zugenommen, obwohl in den großen Ländern Deutschland und Großbritannien ein Rückgang bzw. eine Stagnation des Energieverbrauchs zu beobachten war. Die fossilen Energieträger – Erdöl, Erdgas und Kohle – dominieren nach wie vor den europäischen Energiemix. Die wesentlichen Trends seit 1990 im Hinblick auf die Energieträgerstruktur waren ein starker Rückgang des Anteils von Kohle am Primärenergieverbrauch, ein stark gestiegener Anteil von Erdgas sowie ein stetig zunehmender Beitrag der erneuerbaren Energien (vgl. Tab. 1.1)

Tabelle 1.1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

	Mtoe			*Anteile am Primärenergieverbrauch, 2007 (%)*					
	1997	**2002**	**2008**	**Stein-kohle**	**Braun -kohle**	**Erdöl**	**Gas**	**Atom-kraft**	**EE**
EU-27	**1.704,5**	**1.757,8**	**1799,3**	**13**	**6**	**36**	**24**	**13**	**8**
Tschechien	42,8	42,0	45,1	14	32	22	15	15	5
Deutschland	347,6	345,6	343,7	14	11	33	23	11	8
Spanien	106,6	130,8	141,9	13	1	48	22	10	7
Frankreich	248,3	267,3	273,7	5	0	34	14	42	7
Italien	164,1	174,2	181,4	9	0	44	38	-	7
Ungarn	25,8	25,9	26,8	5	6	28	40	14	5
Niederlande	76,3	79,7	83,7	10	0	44	40	1	4
Polen	102,5	89,4	98,8	44	12	26	13	-	5
Großbritannien	223,1	226,8	218,5	18	-	36	37	7	2

Daten: Eurostat. EE= erneuerbare Energien

Im Durchschnitt der EU-27-Länder ist Erdöl mit einem Anteil von 36% am Primärenergieverbrauch der mit Abstand wichtigste Energieträger. An zweiter Stelle steht Erdgas mit einem Anteil von 24%. Insgesamt entfielen 2007 nahezu 80% des Primärenergieverbrauchs der EU-27 auf fossile Energieträger. Atomkraft und erneuerbare Energien steuern zusammen gut 20% bei.

Im Hinblick auf die Energieträgerstruktur ist auf europäischer (EU-27) Ebene seit 1990 im Allgemeinen ein im Trend sinkender Anteil fester Brennstoffe am Primärenergieverbrauch (von 27% 1990 auf 18% 2007), eine zunehmende Bedeutung von Erdgas (von 18% auf 24%), ein etwa konstanter Anteil von Erdöl (38% auf 36%), ein seit 1990 fast

stagnierender Beitrag der Kernkraft und eine Verdoppelung des Anteils erneuerbarer Energien auf 8% festzustellen. Die Energieträgerstruktur entwickelte sich in Deutschland grundsätzlich in ähnlicher Weise, abgesehen von einem noch stärkeren Zuwachs bei den erneuerbaren Energien. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch Deutschlands hat sich zwischen 1990 und 2007 von 2% auf 8% vervierfacht.

Fossile Energieträger dominieren nach wie vor die Energieversorgung. In Deutschland – dem größten Energieverbraucher in der EU – wurde über die Hälfte des Primärenergieverbrauchs aus Erdöl (33%) und Erdgas (23%) gedeckt. Beide Energieträger muss Deutschland größtenteils (Erdgas zu 81% und Öl zu 94%) importieren (vgl. Tabelle 1.1). Ähnlich stark oder gar stärker abhängig von fossilen Energieträgern sind Großbritannien, Spanien, die Niederlande, Italien, Polen und Ungarn. Andere EU-Länder beziehen in deutlich geringerem Umfang fossile Brennstoffe aus dem Ausland. So deckt Frankreich beispielsweise 42% seines Primärenergieverbrauchs aus Atomkraft und rund 7% durch erneuerbare Energien.

1.2. Verfügbares inländisches Ressourcenangebot und Energieimportabhängigkeit ausgewählter EU-Mitgliedsstaaten

1.2.1 Inländisches Ressourcenangebot

Menge und Art der von einem Land eingesetzten Energie sind unter anderem im hohen Maße von der verfügbaren eigenen Energierohstoffbasis abhängig. Die Energieressourcensituation der einzelnen betrachteten europäischen Länder ist sehr unterschiedlich: Während beispielsweise die Niederlande über signifikante Erdgasvorkommen und Großbritannien sowohl über Erdgas- als auch Erdölvorräte verfügen, Tschechien und Polen auf erhebliche eigene (Stein- und Braun-) Kohlereserven zurückgreifen können, besitzen Länder wie Deutschland, Spanien oder Frankreich nur geringe eigene Energieträgervorkommen.

Stellt man die Energieträgerstruktur von Primärenergieproduktion (Tabelle 1.2) und Primärenergieverbrauch (Tabelle 1.1) der Länder gegenüber, wird deutlich, dass die verfügbaren inländischen Energieträger tendenziell mehr im jeweiligen Energiemix vertreten sind. So deckt Polen über die Hälfte seines Primärenergiebedarfs aus Kohle, Tschechien tut dies zu 46% und auch in Deutschland steuert Kohle mit 26% einen erheblichen Teil bei. In den Niederlanden stammen 84% der eingesetzten Primärenergie aus Erdöl und

Erdgas, ebenso deckt Großbritannien über 70% seines Bedarfs aus Öl und Gas deckt. Frankreich seinen Primärenergieverbrauch in erster Linie aus Atomkraft ab.

Tabelle 1.2:

Primärenergieproduktion nach Energieträgern im Ländervergleich

	Mtoe			*Prozentualer Anteil 2007*					
	1997	**2002**	**2008**	**Stein-kohle**	**Braun-kohle**	**Erdöl**	**Erdgas**	**Atom-kraft**	**EE**
EU-27	962,4	932,1	842,7	**10**	**12**	**14**	**20**	**28**	**16**
Tschechien	32,3	30,4	32,5	25	46	1	0	20	7
Deutschland	138,5	132,5	132,5	12	29	3	10	27	21
Spanien	30,7	31,6	30,3	15	3	0	0	47	34
Frankreich	127,9	133,5	135,0	-	-	1	1	85	14
Italien	30,3	26,3	26,4	0	-	23	31	-	46
Ungarn	12,8	11,1	10,4	-	17	12	20	37	14
Niederlande	65,7	60,4	66,3	-	-	4	90	2	4
Polen	99,1	79,1	70,4	70	17	1	5	-	7
Großbritannien	262,3	254,9	164,5	6	-	45	37	9	3

Daten: Eurostat 2010. EE= erneuerbare Energien.

In Deutschland basiert die inländische Primärenergieproduktion in erster Linie auf Stein- und Braunkohle (2007: 41%), der Kernkraft (27%) und in zunehmendem Maße auf erneuerbaren Energien (21%). Die Braunkohle ist mit einem Anteil von 29% der bedeutendste heimische Energieträger (Tabelle 1.2). Die Steinkohle machte im selben Jahr 12% der gesamten deutschen Primärenergieproduktion aus. Allerdings wurde die Kohleförderung seit den 1980er Jahren in ganz Europa aus einer Reihe von Gründen verringert. Auch in Deutschland nahm die Kohleförderung stark ab. Die Förderung von Steinkohle ist in Deutschland aufgrund ungünstiger geologischer Bedingungen, trotz erheblicher Produktivitätsfortschritte in der Vergangenheit, im Vergleich zu den großen Anbietern von Steinkohlen auf dem Weltmarkt, wie vor allem Südafrika, Russland, Australien, die USA und Kolumbien, nicht wettbewerbsfähig. Die Fördermenge sank von 149 Mio. t v. F. (verwertbare Förderung) im Jahr 1957 auf 21 Mio. t v. F. 2007. Die Zahl der Beschäftigten ging im gleichen Zeitraum von 607,3 Tausend auf rund 32 Tausend zurück).[11] Die Importabhängigkeit bei der Steinkohle erhöhte sich zwischen 1997 und 2007 deutlich (vgl. auch Tabelle 1.3). Wichtigste Herkunftsländer, aus denen Deutschland Seinkohle bezieht,

[11] Schiffer, H.-W., (2010): Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland. 11. Auflage, Köln (2010), S. 142.

sind Russland, Polen, Südafrika, Kolumbien, die USA und Australien. Die relative Bedeutung der Steinkohle am deutschen Energiemix hat in den letzten vier Jahrzehnten stark abgenommen: von 24% im Jahr 1970 auf 14% im Jahr 2007. Eingesetzt wird sie zum überwiegenden Teil (71%) in Kraftwerken sowie in der Stahlindustrie (21%) und zu einem sehr geringen Teil im Wärmemarkt (2%). Bei der Braunkohle handelt es sich um einen Energieträger, dessen Transport über große Entfernungen aufgrund des vergleichsweise niedrigen Energiegehalts pro Gewichtseinheit Rohbraunkohle unwirtschaftlich ist; daher findet zumeist nur ein regional um die Abbaustätte begrenzter Einsatz statt. In Deutschland wird die Braunkohle überwiegend zur Stromerzeugung in der Grundlast verwendet; sie stellt eine Säule der deutschen Stromwirtschaft dar. Allerdings geht der Braunkohleabbau häufig mit starken Eingriffen in die Landschaft einher. Dagegen regen sich oftmals starke Widerstände aus Gründen des Umwelt- und Naturschutzes.

1.2.2 Energieimporte

Die EU ist in hohem und zunehmendem Maße auf Energieimporte angewiesen. Selbst frühere Nettoexporteure wie Großbritannien wurden inzwischen zu Nettoimporteuren von Energie (vgl. Tab. 1.3). Auch Deutschland muss seinen Energiebedarf zu gut 60% aus Energieimporten decken. Damit lag seine Nettoimportquote 2007 (ebenso wie 1997 und 2004) über alle Energieträger betrachtet beim etwa zweieinhalb- bis dreifachen der Quote von beispielsweise Tschechien, Polen oder Großbritannien. Während einige EU-Länder zumindest bei einigen Energieträgern (Tschechien und Polen bei Kohle oder die Niederlande bei Erdgas, Dänemark bei Erdgas und Erdöl) Nettoexporteure sind, wenngleich auch sie insgesamt eine (steigende) Importabhängigkeit zeigen, ist Deutschland bei allen Energieträgern bis auf Braunkohle auf Importe angewiesen. Allerdings ist die Energieimportabhängigkeit einiger anderer EU-Staaten – so beispielsweise Spanien (80%) und Italien (85%) noch deutlich höher als jene Deutschlands. Im EU-27-Durchschnitt lag die Nettoimportquote 2007 bei 53%.

Tabelle 1.3:

Energieimportabhängigkeitsprofil europäischer Länder im Vergleich

– Anteil der Nettoenergieimporte am Primärenergieverbrauch (%) –

	Alle Energieträger			Erdgas			Kohle (und Derivate)			Erdöl		
	1997	**2004**	**2007**	**1997**	**2004**	**2007**	**1997**	**2004**	**2007**	**1997**	**2004**	**2007**
EU-27	**45.0**	**50.3**	**53.1**	**45.2**	**54.0**	**60.3**	**34.8**	**53.8**	**58.5**	**75.8**	**80.0**	**82.6**
Tschechien	24.7	25.6	25.1	99.2	91.1	93.7	-38.5	-41.3	-45.1	99.6	93.3	96.2
Deutschland	59.9	61.1	58.9	80.8	83.7	80.6	26.4	57.7	65.4	96.6	95.0	94.3
Spanien	72.0	77.6	79.5	102.1	97.8	98.9	41.2	72.5	71.4	100.2	99.4	99.7
Frankreich	48.9	50.7	50.4	93.7	96.3	96.5	67.6	94.5	91.9	98.0	98.3	98.7
Italien	81.0	84.8	85.3	67.3	83.8	87.0	95.8	101.5	99.4	92.7	93.3	92.5
Ungarn	52.8	60.6	61.4	67.5	79.2	79.9	87.0	100.0	100.8	76.5	75.1	82.7
Niederlande	26.8	31.9	38.6	-71.5	-67.7	-64.3	113.2	98.4	105.6	92.4	95.5	92.8
Polen	6.4	14.4	25.5	69.9	68.3	66.7	-27.2	-24.9	-8.5	97.9	94.0	102.2
Großbritannien	-15.4	4.7	20.1	-0.8	1.7	20.3	31.4	58.5	69.0	-58.3	-16.8	0.9

Quelle: Eigene Zusammenstellung anhand von Eurostat-Daten (2009).

Im Falle von Strom ist die EU zwischen 1996 und 2006 von einem Nettoexporteur zu einem Nettoimporteur geworden (vgl. Tabelle 1.4). In den einzelnen europäischen Ländern ist der Grad der Selbstversorgung mit Strom sehr unterschiedlich. Frankreich ist traditionell der bei weitem größte Nettoexporteur von Strom. Deutschland ist inzwischen zum zweitgrößten Stromexporteur der EU geworden. Des Weiteren gehören die Tschechische Republik, Polen und Bulgarien zu den größten Stromexporteuren der EU-27. Italien hingegen ist mit rund 45.000 GWh (2006) der mit Abstand größte Nettoimporteur von Elektrizität, gefolgt von den Niederlanden. Auch Finnland, Belgien, Ungarn und Großbritannien sind auf Stromimporte angewiesen.

Tabelle 1.4:

Nettoelektrizitätsimporte und Bruttoelektrizitätserzeugung im europäischen Vergleich von 1990 bis 2008

	Nettoelektrizitätsimporte			Bruttoelektrizitätserzeugung insgesamt			Nettoelektrizitätsimporte /Brutto-elektrizitätserzeugung *		
	- GWh –			- GWh –			(%)		
	1990	2000	2008	1990	2000	2008	1990	2000	2008
EU-27	38.651	19.614	16.488	2.583.722	3.020.938	3.374.182	1,5%	0,6%	0,5%
Tschechische Rep.	-692	-10.017	-11.469	62.559	73.466	83.518	-1,1%	-13,6%	-13,7%
Denmark	789	3.057	-20.101	549.944	571.551	637.214	0,1%	0,5%	-3,2%
Deutschland	-420	4.441	-11.039	151.838	225.153	313.746	-0,3%	2,0%	-3,5%
Spanien	-45.438	-69.479	-48.006	420.744	540.734	576.034	-10,8%	-12,8%	-8,3%
Frankreich	34.655	44.347	40.035	216.890	276.611	319.129	16,0%	16,0%	12,5%
Italien	11.147	3.440	3.903	28.470	35.191	40.025	39,2%	9,8%	9,8%
Ungarn	9.208	18.915	15.851	71.938	89.631	107.645	12,8%	21,1%	14,7%
Niederlande	-1.041	-6.373	-1.223	136.311	145.184	156.177	-0,8%	-4,4%	-0,8%
Polen	11.943	14.174	11.022	318.963	377.069	389.366	3,7%	3,8%	2,8%
Großbritannien	38.651	19.614	16.488	2.583.722	3.020.938	3.374.182	1,5%	0,6%	0,5%

Quelle: Eurostat 2011. *Grün unterlegte Felder: Nettoelektrizitätsexport, weiße Felder: Nettoelektrizitätsimport.

1.3. Wirtschaftsentwicklung und Energienachfrage

Die Entwicklung der Wirtschaftsleistung ist zwar nach wie vor mit dem Energieverbrauch korreliert, jedoch ist in den entwickelten Volkswirtschaften Westeuropas i.a. nicht mehr der einst synchrone Verlauf dieser beiden Größen zu beobachten. Zwischen dem Wachstum der Energienachfrage und dem Wirtschaftswachstum fand in den letzten Jahrzehnten eine mehr oder weniger starke Entkoppelung statt, sodass seitdem die Energieverbrauchszunahme deutlich hinter dem Anstieg der Wirtschaftsleitung zurückbleibt, ohne dabei das Wirtschaftswachstum zu hemmen. Zurückzuführen ist diese Entwicklung in erster Linie auf die erheblich gestiegene Energieeffizienz im Umwandlungssektor und in den Endverbrauchssektoren. Der Strukturwandel hin zu weniger energieintensiven Sektoren, die tendenzielle Verlagerung energieintensiver Sektoren ins Ausland, das geringe Bevölkerungswachstum sowie Marktsättigungserscheinungen mit entsprechenden Auswirkungen auf die Produktpalette sind weitere Gründe.

In Deutschland beispielsweise ist seit Mitte der 1970er Jahre nicht mehr der bis dato synchrone Verlauf von Wirtschaftsentwicklung und Energieverbrauch feststellbar. In zwei der drei hier neben Deutschland beispielhaft herausgegriffenen EU-Staaten –, der Tschechischen Republik und Großbritannien – war der Verlauf in dieser Hinsicht sehr ähnlich. Dies lässt darauf schließen, dass, obwohl der Energieverbrauch vom Wirtschaftswachstum beeinflusst wird, offenbar andere wesentliche Faktoren diesen Einfluss überlagern, wie beispielsweise die Steigerung der Energieeffizienz oder demographische Entwicklungen.

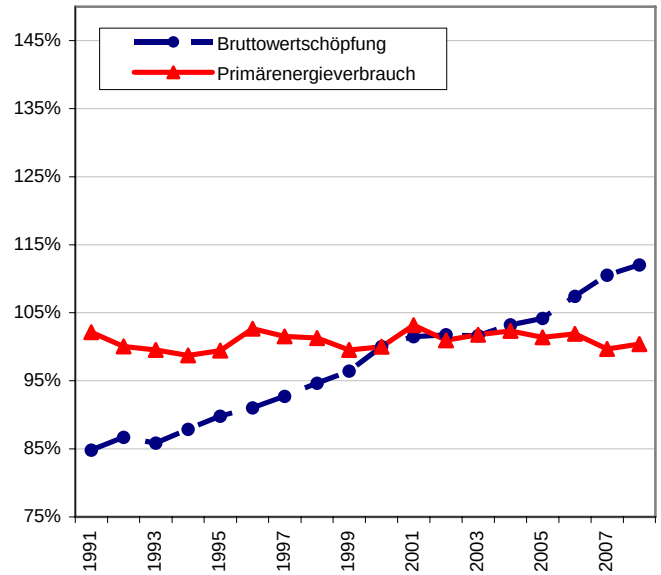
Die nachfolgende Abbildung 1.2 veranschaulicht die Entwicklung der Bruttowertschöpfung und des Primärenergieverbrauchs zwischen 1990 und 2007 in Deutschland, Großbritannien, Italien und der Tschechischen Republik (Basisjahr für beide Zeitreihen ist jeweils das Jahr 2000). Die Entwicklung in Deutschland ist grundsätzlich vergleichbar mit derjenigen in Großbritannien oder der Tschechischen Republik, wo Bruttowertschöpfung und Energieverbrauch im betrachteten Zeitraum keinen synchronen Verlauf zeigen. Anders hingegen sieht der Verlauf der beiden Kurven im Falle Italiens aus, wo Bruttowertschöpfung und Energieverbrauch viel eher vergleichbare Wachstumsraten aufweisen.

Der Grund dafür ist insbesondere darin zu sehen, dass sich die Entwicklung der Energieintensität in Italien im betreffenden Zeitraum anders entwickelte, als in den drei anderen hier betrachteten Ländern (vgl. Tabelle 1.5). Während die Energieintensität der deutschen Wirtschaft zwischen 1997 und 2008 – in kg Rohöläquivalent pro 1000 € BIP – um nahezu 17% sank (in der Tschechischen Republik und Großbritannien waren es je 27%), hatte sich die Energieintensität in Italien lediglich um 3,6% verringert.

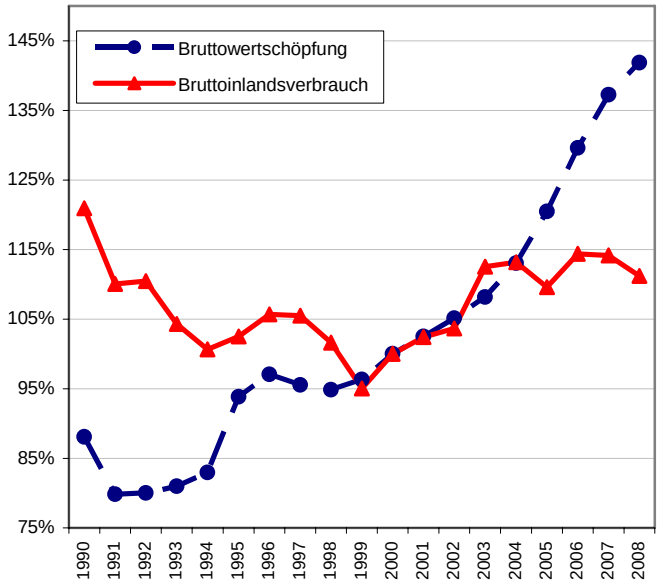
Abbildung 1.2: Entwicklung der realen Bruttowertschöpfung und des Primärenergieverbrauchs von 1990 bis 2008

- 2000 = 100 -

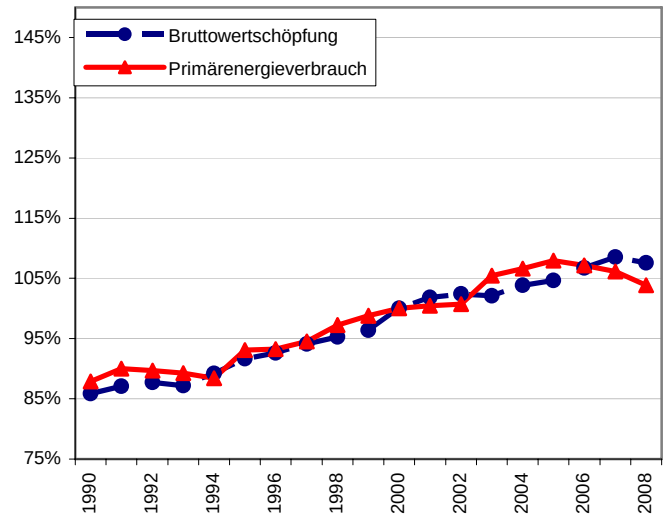
Deutschland



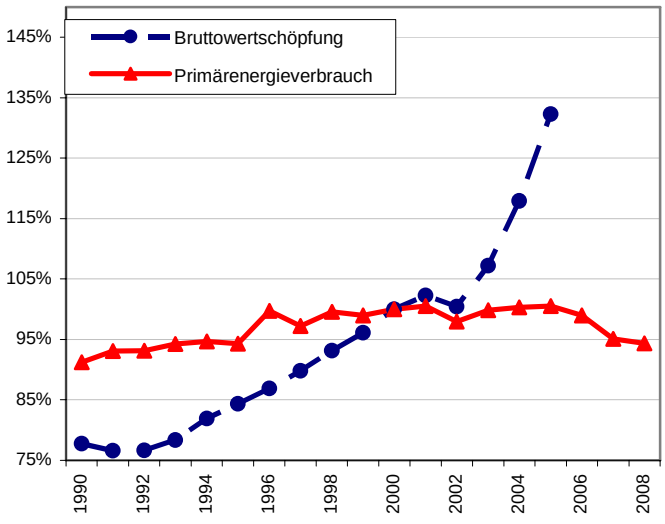
Tschechische Republik



Italien



Großbritannien



Quelle: Eigene Zusammenstellung auf der Basis von Daten von Eurostat 2010.

Tabelle 1.5: Energieintensität ausgewählter europäischer Volkswirtschaften im Vergleich

– Primärenergieverbrauch je 1000 € Bruttoinlandsprodukt –

	kgoe pro 1000 € BIP					
	(kgoe/1 000 € '00)			*Index (2000=100)*		
	1997	**2002**	**2008**	**1997**	**2002**	**2008**
EU-27	**204**	**185**	**167**	**109.0**	**98.7**	**89,2**
Deutschland	181	166	151	109.1	99.7	91,0
Frankreich	191	180	167	106.3	100.1	93,1
Großbritannien	155	135	114	107.2	93.5	78,6
Italien	147	143	143	101.2	98.5	97,3
Niederlande	207	187	172	112.0	101.4	92,8
Polen	632	469	384	129.2	95.9	78,5
Spanien	194	195	176	99.1	99.4	89,9
Tschechien	725	655	525	110.0	99.3	79,7
Ungarn	569	460	401	118.4	95.6	82,3

Quelle: Daten von Eurostat 2011, eigene Zusammenstellung.

Ein weiterer Aspekt, der bei der Betrachtung der Energieintensitätsdaten auffällt, ist der erhebliche Niveauunterschied zwischen westeuropäischen Industriestaaten wie Deutschland, Großbritannien oder den Niederlanden und Transformationsländern wie Polen und Tschechien. Wurden im Jahr 1997 in Deutschland 181 kgoe pro 1000 € BIP eingesetzt, waren es in Ungarn 569 kgoe, in Polen 632 kgoe und in Tschechien gar 725 kgoe. Bis 2008 war die Energieeffizienz der osteuropäischen EU-Länder zwar beträchtlich gestiegen, dennoch war ihr Energieverbrauch pro Einheit BIP jeweils noch 2-3mal so hoch wie in Deutschland. Diese Beobachtung steht im Einklang mit Ergebnissen empirischer Studien zum Zusammenhang zwischen dem Entwicklungsstand einer Ökonomie und ihrer Energieeffizienz, insofern, als es Belege dafür gibt, dass die Energieintensität einer Volkswirtschaft mit deren fortschreitender Entwicklung sinkt (Galli (1998)).[12]

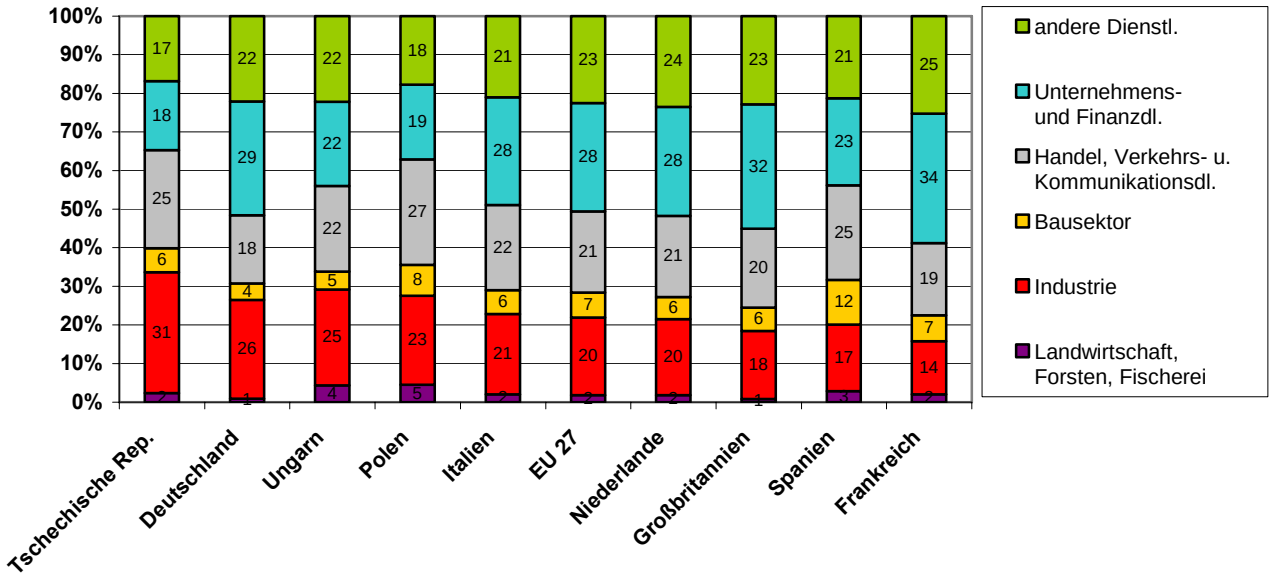
1.4. Wirtschaftsstruktur und Energienachfrage

Ein entscheidender Einflussfaktor der Energienachfrage ist die Wirtschaftsstruktur, insbesondere das Gewicht des besonders energieintensiven Industriesektors. Die Wirtschaftsstruktur der hier betrachteten Länder zeichnet sich grundsätzlich durch einen jeweils relativ geringen und tendenziell rückläufigen Anteil des primären Sektors (Land- und Forst-

[12] Galli, R. (1998). "The Relationship Between Energy and Income Levels: Forecasting Long Term Energy Demand in Asian Emerging Countries." The Energy Journal 19 (4): 85-105.

wirtschaft, Fischerei, Energie- und Wasserversorgung, Bergbau (Kohle- und Übriger Bergbau)), einen bedeutenden, wenngleich in den meisten betrachteten Ländern rückläufigen Anteil des sekundären Sektors (Verarbeitendes Gewerbe, Baugewerbe) und einen mit zwei Drittel bis drei Viertel der Bruttowertschöpfung sehr hohen Anteils des tertiären Sektors (Handel und Verkehr, Dienstleistungsunternehmen, Staat und Organisationen ohne Erwerbszweck). Diese Wirtschaftsstruktur ist das Ergebnis eines sich seit geraumer Zeit vollziehenden sektoralen Strukturwandels weg vom primären und vor allem sekundären hin zum tertiären Sektor ("Dienstleistungsgesellschaft") (vgl. Abbildung 1.3). Diese Entwicklung liegt insbesondere darin begründet, dass im Zuge der Globalisierung Länder mit relativ günstigen Voraussetzungen für die arbeits- und energieintensive Grundstoffindustrie (niedrige Lohnkosten, hinreichende Rohstoffbasis usw.) mit den daraus resultierenden komparativen Kostenvorteilen zunehmend auf den Weltmarkt drängen und unter globalem Wettbewerbsdruck stehende Industrieunternehmen ihre Standortentscheidung häufig zugunsten dieser kostengünstigeren Produktionsstandorte fällen.

Abbildung 1.3: Bruttowertschöpfung nach Sektoren in ausgewählten EU-Staaten (2008)



Quelle: Eigene Zusammenstellung nach Daten von Eurostat 2010. Bruttowertschöpfung in 2008 zu Basispreisen.

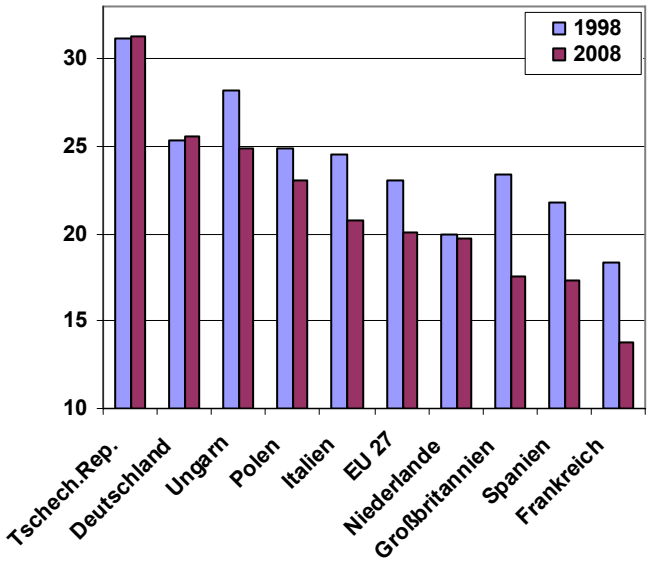
Auch in Deutschland vollzog sich in den vergangenen Jahrzehnten ein erheblicher sektoraler Strukturwandel. Dennoch bleibt die Industrie für die deutsche Volkswirtschaft von herausragender Bedeutung. Der relative Anteil der Industrie an der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung lag in Deutschland 2008 bei 26% und damit um sechs Prozentpunkte über dem EU-27-Durchschnitt (vgl. Abbildung 1.4). Nur in zwei EU-Ländern (der Tsche-

chischen Republik (31%) und der Slowakei (28%)) war zwar ein noch höherer Industrieanteil zu verzeichnen, jedoch ist die Wertschöpfung der des deutschen verarbeitenden Gewerbes in absoluten Werten betrachtet (2008 rund 517 Mrd. Euro) bei weitem die höchste im EU-27-Vergleich und mehr als doppelt so hoch wie die der zweit- und drittplatzierten Frankreich und Italien (vgl. Abbildung 1.4).

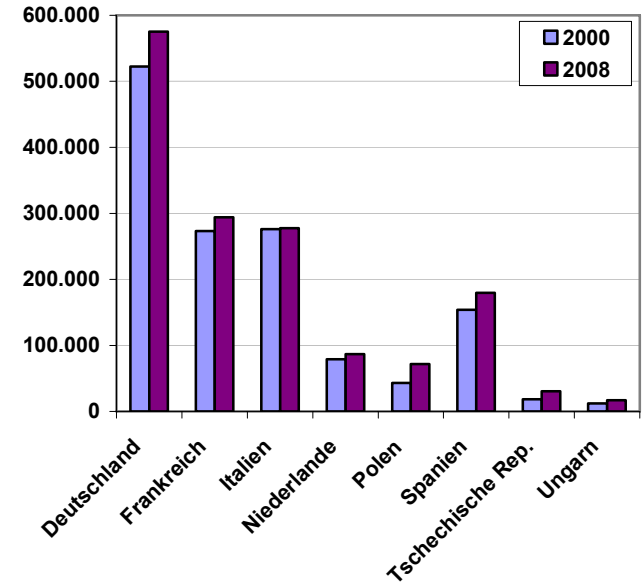
Abbildung 1.4:

Beitrag der Industrie zur Bruttowertschöpfung in ausgewählten EU-Ländern

Relativer Anteil der Industrie an der Bruttowertschöpfung (%)



Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes in absoluten Werten
(Mrd. €*)



Datenquelle: Eurostat 2010.

Bemerkenswert ist, dass der Beitrag der Industrie zur Bruttowertschöpfung in Deutschland im vergangenen Jahrzehnt ganz entgegen dem allgemeinen in der EU zu beobachteten Trend sogar leicht angestiegen war. In nur zwei weiteren EU-Staaten (der Tschechischen Republik und der Slowakei) war zwischen 1998 und 2008 ein gleichbleibender oder marginal ansteigender relativer Anteil des verarbeitenden Gewerbes an der Bruttowertschöpfung festzustellen. In allen übrigen EU-Ländern war die Bedeutung der Industrie indes mitunter stark rückläufig. Vor allem in den westeuropäischen EU-Staaten war im fraglichen Zeitraum ein deutlicher Strukturwandel hin zum Dienstleistungssektor zu beobachten. In Spanien sank der Anteil der Industrie von 21,8% auf 17,3%, in Italien von

24,5% auf 20,8%, in Frankreich von 18,4% auf 13,8%. In Großbritannien mit seiner ausgesprochen stark vom Dienstleistungssektor getragenen Volkswirtschaft betrug der entsprechende Rückgang 5,8 Prozentpunkte von 23,4% auf 17,6%.

Auch in anderen Industrieländern, so beispielsweise in den USA und Japan war ein ähnlicher Trend eines sinkenden relativen Beitrags der Industrie zur Bruttowertschöpfung feststellbar. In Deutschland hingegen wuchs die Bedeutung der Industrie und sie bleibt weiterhin ein tragender Pfeiler der deutschen Volkswirtschaft, ein Träger der Außenwirtschaft, der Innovations- und Forschungstätigkeit (57 Mrd. € wurden in Deutschland 2008 von der Industrie für F&E aufgebracht, verglichen mit 6 Mrd., die der Dienstleistungssektor zu den gesamten F&E -Aufwendungen der Wirtschaft beisteuerte) und eine treibende Kraft für die Expansion des Dienstleistungssektors.

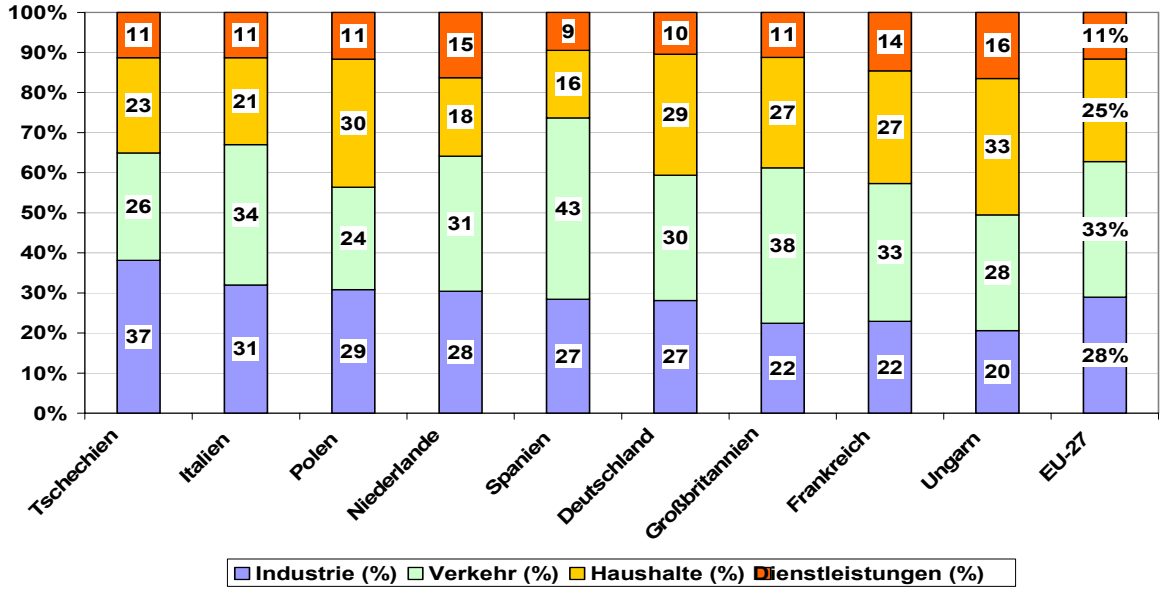
1.5. Endenergieverbrauch nach Verbrauchssektoren

Einen Eindruck von der sektoralen Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs in einigen europäischen Ländern vermittelt Abbildung 1.5. Im Durchschnitt der EU-27-Länder entfielen 2007 rund 28% der eingesetzten Endenergie auf die Industrie, 32% auf den Verkehrssektor, 25% auf die Haushalte und 11% auf den Dienstleistungssektor. Verglichen mit den Anteilen im Jahr 1997 hat damit der Verkehrssektor (1997: 29%) den Industriesektor (1997: 30%) beim Endenergieverbrauch überholt. Auf Länderebene betrachtet sind teils erhebliche Unterschiede bei der Struktur des Endenergieverbrauchs zu beobachten. Spanien beispielsweise sticht durch einen besonders hohen relativen Endenergieverbrauchsanteil im Verkehrssektor hervor, während in Tschechien ein besonders hoher Anteil auf die Industrie entfällt. In Deutschland war die sektorale Aufteilung des Endenergieverbrauchs im Jahr 2007 wie folgt: Industrie 27%, Verkehr 30%, Haushalte 29% und Dienstleistungssektor 10%; der Rest entfiel auf die Landwirtschaft und andere Sektoren.

Der Endenergieverbrauch nahm in der EU-27 zwischen 1997 und 2007 um rund 5% zu. Tabelle 1.6 gibt einen Überblick über die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Verbrauchssektoren in diesem Zeitraum in ausgewählten EU-Ländern: Während der Endenergieverbrauch in den meisten dieser Länder insgesamt gestiegen ist, war er vor allem in Deutschland, aber auch in Polen rückläufig.

Abbildung 1.5:

Endenergieverbrauch nach Sektoren 2007 (%)



Quelle: Eigene Zusammenstellung nach Daten von Eurostat 2010.

Tabelle 1.6:

Endenergieverbrauch nach Sektoren
Entwicklung 1997-2007 im Ländervergleich
– in Mtoe –

	Gesamt[a)]		Industrie		Verkehr		Haushalte		Dienstleistungen	
	1997	*2007*	*1997*	*2007*	*1997*	*2007*	*1997*	*2007*	*1997*	*2007*
EU-27	**1 104**	**1 158**	**330**	**323**	**318**	**377**	**292**	**285**	**118**	**130**
Deutschland	225	210	58	57	64	62	68	60	25	22
Frankreich	148	154	37	34	47	51	39	41	21	21
Großbritannien	148	148	36	33	50	56	41	41	17	16
Italien	116	132	37	41	39	45	27	28	10	14
Spanien	68	99	22	27	28	42	11	16	5	9
Polen	65	61	24	18	10	15	22	18	4	7
Niederlande	50	51	13	15	14	16	11	9	8	8
Tschechien	25	26	12	10	4	7	6	6	2	3
Ungarn	16	17	4	3	3	5	5	6	3	3

a) einschließlich des Endenergieverbrauchs der Landwirtschaft und anderer Sektoren.

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf der Basis von Eurostat-Daten.

1.5.1. Endenergieverbrauch der Industrie

Der Trend beim Endenergieverbrauch der Industrie war damit auf EU-Ebene seit 1997 leicht rückläufig (-2%). Dies ist vor allem auf Effizienzsteigerungen in der Industrie sowie auf den bereits erwähnten intersektoralen Strukturwandel hin zu weniger energieintensiven Branchen, die ein höheres Wachstum aufwiesen, zurückzuführen.

Auf die deutsche Industrie entfielen 2008 rund 18% des industriellen Endenergieverbrauchs der EU-27, was vor allem auf die hierzulande ansässigen, besonders energieintensiven Industriezweige – Eisen und Stahl, chemische Industrie, Glasindustrie, Papierindustrie – zurückzuführen ist. In Tabelle 1.7 ist der Endenergieverbrauch unterschiedlicher Industriezweige im europäischen Vergleich dargestellt. Aus den Zahlen wird deutlich, dass 2007 beispielsweise rund ein Viertel des Endenergieverbrauchs der europäischen Eisen- und Stahl-Industrie auf Deutschland entfiel.

Tabelle 1.7:Endenergieverbrauch in ausgewählten Industriesektoren

– in Mtoe –

	Industrie gesamt		Eisen und Stahl		Chemische Industrie		Glasindustrie		Nahrungsmittel- & Tabakindustrie		Papier und Druck	
	1997	**2007**	**1997**	**2007**	**1997**	**2007**	**1997**	**2007**	**1997**	**2007**	**1997**	**2007**
EU-27	**330**	**323**	**72**	**62**	**58**	**55**	**42**	**44**	**30**	**30**	**32**	**38**
Tschechien	12,2	9,6	3,5	2,9	0,9	1,5	1,3	1,3	0,8	0,7	0,4	0,7
Deutschland	58,3	57,4	14,8	14,7	11,4	8,6	7,6	5,8	4,4	4,5	4,4	4,7
Spanien	21,7	26,7	3,8	3,9	3,3	4,7	5,0	7,1	2,0	2,3	1,5	2,3
Frankreich	37,3	33,7	7,8	6,6	5,8	6,7	3,4	3,9	4,4	4,6	3,5	2,7
Italien	36,9	41,5	7,3	6,9	6,7	6,5	7,0	8,3	2,8	3,5	2,6	3,9
Ungarn	3,7	3,4	0,7	0,7	1,0	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,2	0,2
Niederlande	13,2	14,6	2,4	2,5	4,2	4,8	0,9	0,8	1,9	2,1	0,7	0,9
Polen	24,0	18,0	5,9	3,8	4,2	3,9	3,4	2,9	3,0	2,0	1,3	1,5
Großbritannien	36,1	32,7	7,8	4,7	6,3	5,3	2,6	2,4	3,7	3,4	2,2	2,2

Quelle: Eigene Zusammenstellung nach Daten von Eurostat 2010.

1.5.2. Endenergieverbrauch des Haushaltssektors

Der **Endenergieverbrauch des Haushaltssektors** machte mit 285 Mtoe ein Viertel des gesamten europäischen Endenergieverbrauchs aus und war zwischen 1997 und 2007 leicht rückläufig (-2%). In der Mehrheit der hier betrachteten EU-Staaten ist der Verbrauch der Haushalte gestiegen oder konstant geblieben. In Großbritannien und Tschechien stagnierte er, in Frankreich und Italien ist er um 4 bis 5% gestiegen. In Ungarn (+20%) und Spanien (+45%) war jeweils ein sehr starker Zuwachs zu verzeichnen.

In Deutschland, den Niederlanden und Polen hingegen sank der Energieverbrauch im Haushaltssektor ganz erheblich (um 12 bis 18%). Die Tatsache, dass in Deutschland im Haushaltssektor ein doch deutlicher Rückgang des Energieverbrauchs festzustellen ist, ist sicherlich in hohem Maße auf die deutschen Initiativen zur Steigerung von Energieeffizienz, insbesondere im Raumwärmebereich zurückzuführen.

Tabelle 1.8: Endenergieverbrauch nach Verbrauchssektor und Anwendungszweck in Deutschland in 2008

Verbraucher-sektor	Anwendungszweck	Endenergie		
		in% 1)	in PJ	in Mt SKE
Industrie	Prozesswärme 2)	66,8	1 632	55,6
	Raumwärme	8,2	201	6,9
	Mech. Energie	21,9	535	18,3
	Beleuchtung	1,7	41	1,4
	IuK 3)	1,4	35	1,2
	Insgesamt	**100,0**	**2 444**	**83,5**
Verkehr	Prozesswärme 2)	0,0	0	0,0
	Raumwärme	0,4	13	0,4
	Mech. Energie	98,6	2 557	87,0
	Beleuchtung	0,5	13	0,4
	IuK 3)	0,6	15	0,5
	Insgesamt	**100,0**	**2 598**	**88,5**
Haushalt	Prozesswärme 2)	18,4	404	13,8
	Raumwärme	69,8	1 538	52,4
	Mech. Energie	7,4	163	5,6
	Beleuchtung	1,9	41	1,4
	IuK 3)	2,5	56	1,9
	Insgesamt	**100,0**	**2 202**	**75,2**
GHD 4)	Prozesswärme 2)	28,6	385	13,1
	Raumwärme	37,1	496	16,9
	Mech. Energie	23,1	310	10,9
	Beleuchtung	7,7	103	3,5
	IuK 3)	3,5	47	1,6
	Insgesamt	**100,0**	**1 341**	**45,7**
Summe 5)	**Prozesswärme 2)**	**28,2**	**2 421**	**82,5**
	Raumwärme	**26,2**	**2 248**	**76,6**
	Mech. Energie	**41,5**	**3 565**	**121,8**
	Beleuchtung	**2,3**	**198**	**6,7**
	IuK 3)	**1,8**	**153**	**5,2**
	Insgesamt	**100,0**	**8 585**	**292,8**

1) Anteil des jeweiligen Anwendungszwecks am gesamten Energieeinsatz in diesem Verbrauchersektor 2) inklusive Warmwasser 3) Information und Kommunikation 4) Gewerbe, Handel, Dienstleistungen 5) aller Verbrauchersektoren. Quelle: AG Energiebilanzen, BWK Bd. 61 (2009) Nr. 6, 1.12.2010, http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=118,Zugriff

Im Haushaltssektor entfällt typischerweise ein großer Teil des Endenergieverbrauchs auf den Bereich Raumwärme. In Deutschland macht er mit 70% den Löwenanteil des Endenergieverbrauchs aus (Tabelle 1.8). Über alle Verbrauchssektoren gesehen werden insgesamt 26% des Endenergieverbrauchs zur Raumwärmeerzeugung aufgewendet. Auch im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ist der Energiebedarf für Raumwärme mit 37% erheblich. Eine geringere Rolle spielt dieser Posten im industriellen Endenergieverbrauch und praktisch gar keine im Verkehrssektor.

Die klimabedingten Unterschiede im Heizenergieverbrauch der einzelnen betrachteten Länder können anhand einer Analyse der Heizgradtage veranschaulicht werden. Heizgradtage sind Maße für den Wärmebedarf eines Gebäudes während der Heizperiode. Sie stellen den Zusammenhang zwischen Raumtemperatur und der Außenlufttemperatur für die Heiztage eines Zeitraums dar. Zur Berechnung wird für alle Heiztage des fraglichen Zeitraums die Differenz zwischen mittlerer Außenlufttemperatur und angestrebter Raumtemperatur ermittelt und über die Heiztage addiert:

$$HGT = \sum_{1}^{z} (t_{hg} - t_a)$$

HGT = Heizgradtage der Heizperiode

z = Anzahl der gemessenen Heiztage der Heizperiode, bezogen auf die individuelle Heizgrenze

t_{hg} = (Heizschwellenwert), hier 15 °C [13]

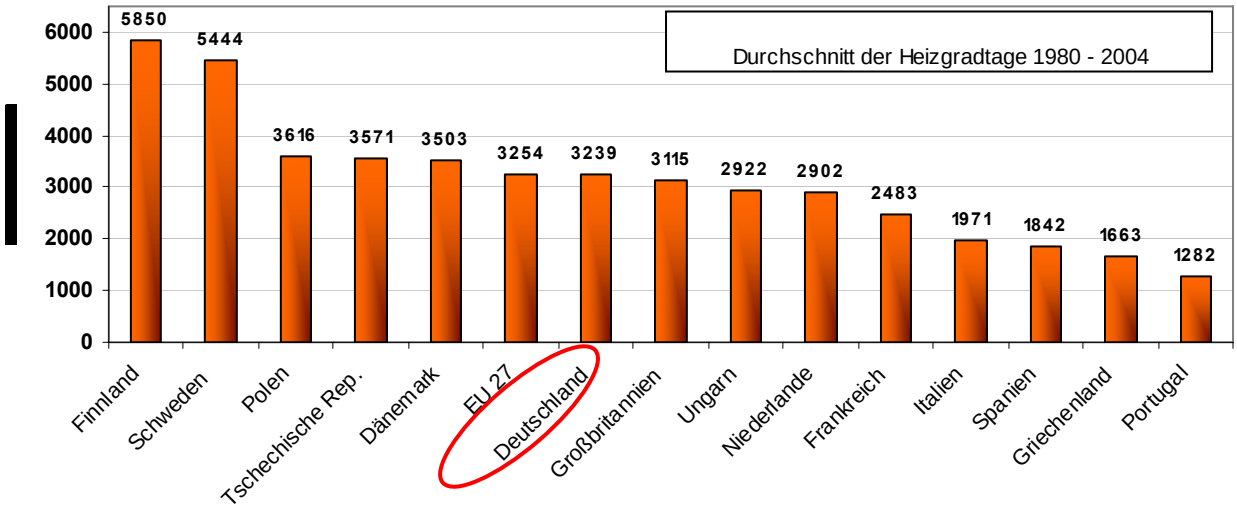
t_a = mittlere Außentemperatur des jeweiligen Heiztages ($t_a = (T_{min} + T_{max})/ 2$))

Eine Übersicht über die durchschnittlichen jährlichen Heizgradtagswerte einiger europäischer Länder veranschaulicht die nachstehende Abbildung 1.6.

[13] Nach der deutschen VDI-Richtlinie 2067/DIN 4108 T6 wird die Heizgrenze bei 15 °C und die Innentemperatur bei 20 °C angenommen.

Abbildung 1.6:

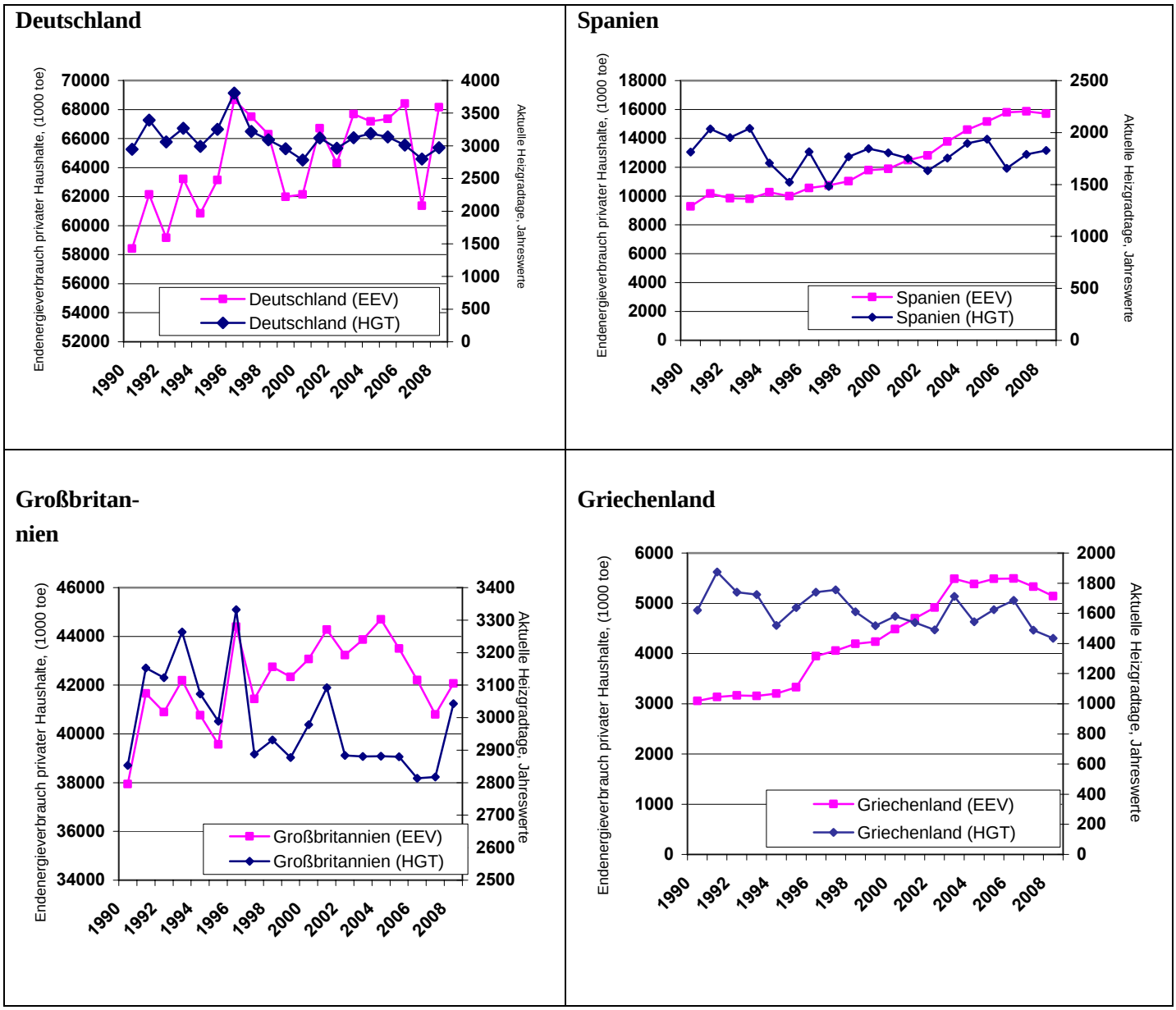
Jährlichen Durchschnittswert der Heizgradtage in ausgewählten europäischen Ländern



Quelle: Eigene Zusammenstellung auf der Basis von Daten von Eurostat 2010.

Betrachtet man die Heizgradtage und den Endenergieverbrauch privater Haushalte, wie in Abbildung 1.7 dargestellt, so stellt man in den beiden beispielhaft abgetragenen südlichen Ländern Griechenland und Spanien keine Korrelation fest, in Deutschland und Großbritannien hingegen ist teils ein deutlicher paralleler Verlauf der beiden Kurven erkennbar. Ein Vergleich beider Kurven zeigt im Falle der letzteren beiden Länder, dass tendenziell Verbrauchsspitzen in Jahren mit niedrigen Temperaturen auftreten, Verbrauchsrückgänge bei milden Temperaturen. Dennoch besteht dieser Zusammenhang nicht durchgehend. So ist beispielsweise in Deutschland 2004 der Endenergieverbrauch gegenüber dem Vorjahr trotz niedrigerer Temperaturen gesunken; auch bleibt 2006 der Endenergieverbrauch im Vergleich zum Vorjahr trotz deutlich niedrigerer Temperaturen nahezu konstant. Möglicherweise lassen sich diese Entwicklungen auch durch die in den einzelnen Jahren unterschiedlich hohen Lagerbestände an Brennstoffen bei den privaten Haushalten erklären.

Abbildung 1.7: Endenergieverbrauch privater Haushalte und Heizgradtage 1990-2008 in ausgewählten EU-Ländern



Quelle: Eurostat 2010; AG Energiebilanzen: http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65. Endenergieverbrauch privater Haushalte in 1000 toe.

1.5.3. Endenergieverbrauch des Verkehrssektors

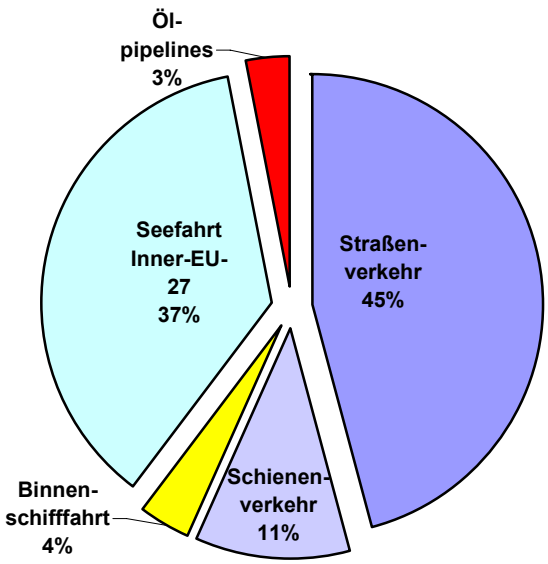
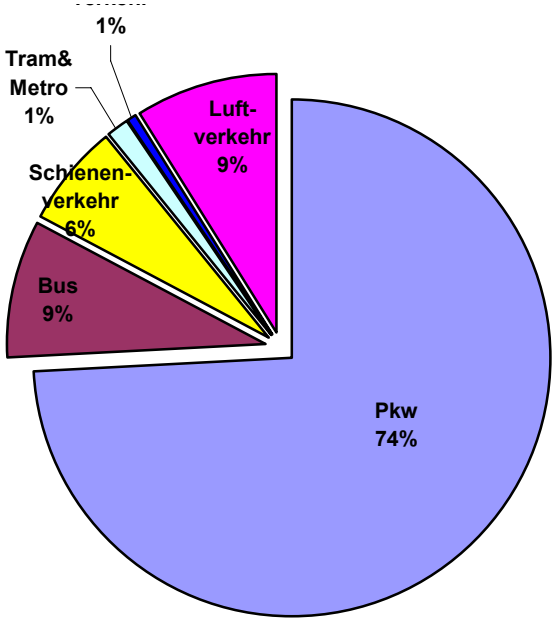
Der **Verkehrssektor** ist in zwischen 1997 und 2007 in den allermeisten EU-Ländern stark gewachsen, was auch zu einer enormen Steigerung des Energieverbrauchs führte. EU-weit stieg der Energieverbrauch für Verkehrszwecke in diesem Zeitraum um 19%. Sowohl der Güter-, als auch der Personenverkehr verzeichneten sehr hohe Zuwachsraten. Die

Leistung des Güterverkehrs nahm zwischen 1995 und 2008 im EU-27-Durchschnitt um 34% auf 4091 Mrd. Tonnenkilometer zu, wobei der Straßenverkehr mit 45% besonders stark zugelegt hat. Dadurch hat der Straßenverkehr weiter an Bedeutung gewonnen. Sein Anteil hat sich weiter zulasten von Schienen- und Wasserverkehr erhöht und lag in 2008 bei 46% der gesamten Güterverkehrsleistung (vgl. Abbildung 1.8).

Abbildung 1.8:

Verkehrsleistung des Güter- und Personenverkehrs 2008 in der EU-27

– in % der jeweiligen Verkehrsleistung in Mrd. tkm bzw. Mrd. Pkm –

Güterverkehr	**Personenverkehr**
	

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf der Basis von Eurostat-Daten.

Der gesamte Personenverkehr in der EU-27 erreichte im Jahr 2008 eine Verkehrsleistung von rund 6370 Pkm. Mit 74% entfiel dabei der Großteil auf den Individualverkehr, dessen Leistung im Zeitraum von 1995 bis 2008 um 21,4% auf 4725 Mrd. Personenkilometer angewachsen war. Besonders stark zugenommen hat auch die Leistung des Luftverkehrs (+62% zwischen 1995 und 2008), dessen Anteil sich von 6% in 1995 auf 9% in 2008 er-

höhte. Die Leistung des Schienenverkehrs ist mit rund 17% nur unterproportional gestiegen.

Auf den Individualverkehr soll hier aufgrund seines enormen Gewichtes und seiner Dynamik etwas näher eingegangen werden. Die in Tabelle 1.9 zusammengestellten Kennzahlen veranschaulichen die enorme Expansion im Individualverkehr in den hier beispielhaft herausgegriffenen Ländern anhand der Entwicklung der Verkehrsleistung (in Mrd. Personenkilometer) der Motorisierungsquote (Pkw pro 1000 Einwohner) und des Pkw-Bestandes. Alle drei Indikatoren (mit Ausnahme der Individualverkehrsleistung in Ungarn) weisen im betrachteten Zeitraum hohe Zuwachsraten auf, meist sogar im hohen zweistelligen Bereich. Die Zahl von Pkw nahm seit 1990 aufgrund des Nachholbedarfs besonders stark in den osteuropäischen EU-Ländern zu. So stieg der Pkw-Bestand beispielsweise in Polen um 114% und die Zahl von Pkw pro 1000 Einwohner um 206% im Jahr 2007. Aber auch in den westeuropäischen EU-Staaten war ein starker Zuwachs festzustellen. In Spanien zum Beispiel stieg die durchschnittliche Zahl der Pkw pro 1000 Einwohner zwischen 1990 und 2007 um 56% auf 483. Der entsprechende Wert für Deutschland lag bei 504, und, um einen außereuropäischen Vergleichswert anzuführen, für die USA bei 780 und damit um zwei Drittel höher als der EU-27-Durchschnitt (470 Pkw pro 1000 Einwohner).

Tabelle 1.9:

Kennzahlen zur Entwicklung des Individualverkehrs in ausgewählten EU-Staaten

– 1990-2008 –

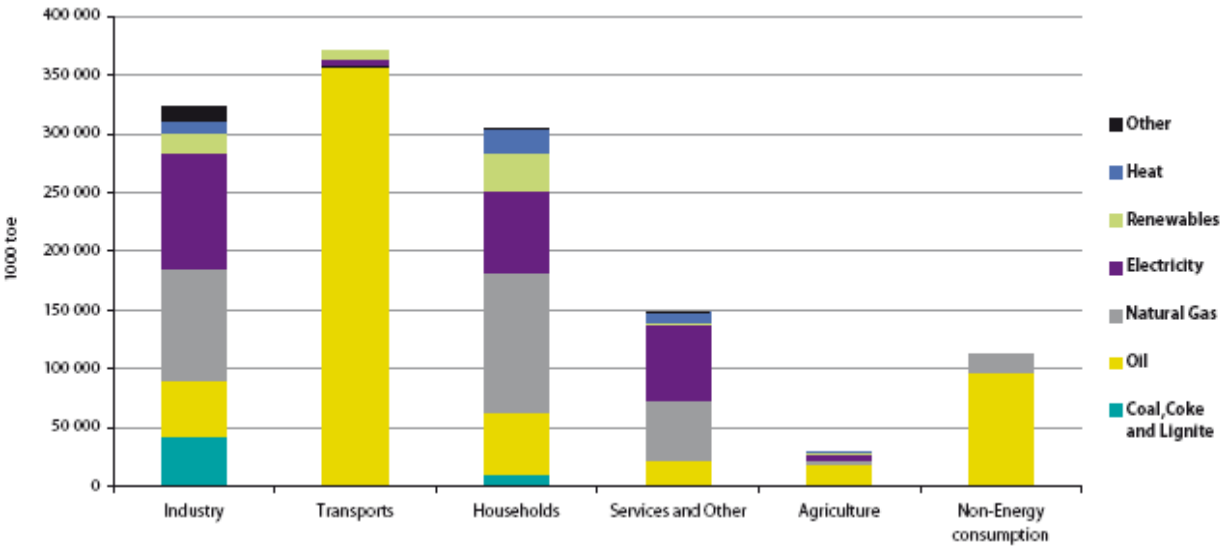
	Individualverkehr (Transport im Pkw, Mrd. Personenkilometer)				**Zahl von Pkw pro 1000 Einwohner**				**Pkws, Bestand an registrierten Fahrzeugen**				
	1990	**1995**	**2000**	**2008**	**1990**	**1995**	**2000**	**2008**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**	**2008**
Tschechien		54,5	63,94	72,38	234	295	335	423	2 410	3 043	3 439	3 959	4 423
Deutschland	683,1	815,3	831,27	852,27	461	495	475	504	36 772	40 499	39 059	40 660	41 321
Spanien	174,4	250,37	302,61	339,1	309	360	431	483	11 996	14 212	17 449	20 250	22 145
Frankreich	585,59	640,13	699,64	720,17	476	481	503	498	27 072	27 872	29 808	30 497	31 109
Italien	522,59	614,71	726,53	719,56	483	533	572	601	27 416	30 301	32 584	34 667	36 105
Ungarn	47	45,4	46,18	42	187	218	232	305	1 944	2 245	2 365	2 889	3 055
Niederlande	137,3	131,4	141,1	147	367	364	409	458	5 509	5 633	6 539	7 092	7 542
Polen		110,7	149,7	273,5	138	195	261	422	5 261	7 517	9 991	12 339	16 080
Großbritannien	588	618	640	*679*	361	378	425	475	20 722	21 951	25 067	28 326	29 279

Quelle: Eurostat 2010, eigene Zusammenstellung.

1.5.4. Energieträgerstruktur in den Endverbrauchssektoren

Die Energieträgerstruktur in den Endverbrauchssektoren in den Ländern der EU-27 insgesamt sehr unterschiedlich: Während beispielsweise der Energiebedarf des Verkehrssektors fast vollständig durch Mineralöl gedeckt wird, steht bei den Haushalten Erdgas an erster Stelle; die Industrie sowie der Dienstleistungssektor setzen besonders viel Strom ein (Abbildung 1.9).

Abbildung 1.9: Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren in der EU-27 nach Energieträgern im Jahr 2006



Quelle: Eurostat, Statistischen Jahrbuch 2010, online verfügbar unter: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/. Zugriff am 1.9.2010.

Wie sich der Endenergieverbrauch der Industrie in der EU-27 zwischen 1996 und 2006 verändert hat, zeigt die folgende Tabelle 1.10. Während sich der Energieverbrauch insgesamt nur leicht verringert hat, waren bei einzelnen Energieträgern starke Änderungen zu verzeichnen. Der Einsatz fester Brennstoffe in der europäischen Industrie wurde zwischen 1996 und 2006 kräftig – um 23% – reduziert; deutlich weniger wurde der Einsatz von Erdöl verringert. Auch wurde im EU-27-Durchschnitt weniger Erdgas in der Industrie eingesetzt (-5%). Auch wenn der Einsatz der fossilen Energieträger insgesamt im betrachteten Zeitraum rückläufig war, dürfte es wegen der Verschiebungen zwischen den Anteilen der Brennstoffe auch zu einer teilweisen Substitution von festen Brennstoffen und Heizöl durch Erdgas gekommen sein. Dagegen ist der Strombedarf der europäischen Industrie ganz erheblich angestiegen: er nahm zwischen 1996 und 2006 um 18% zu. Das ist ein deutlicher Beleg dafür, dass die elektrische Energie für die industrielle Produktion und zur Etablierung moderner Produktionsverfahren von herausragender Bedeutung ist.

Tabelle 1.10:

Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie in der EU-27 nach Energieträgern, 1998-2008

- Mtoe -

EU-27	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Veränderung 1998-2008
Gesamt	329	322	332	333	328	337	337	332	328	331	318	-3,5%
Feste Brennstoffe	55	50	51	48	46	46	46	45	45	45	43	-21%
Heizöl	54	51	49	52	49	51	50	48	48	46	42	-22%
Erdgas	107	107	112	112	111	114	109	106	101	103	97	-0,9%
Strom	92	88	87	86	83	82	78	77	79	80	84	-0,8%

Quelle: Eigene Zusammenstellung anhand von Daten von Eurostat 2011.

Beim Endenergieverbrauch der Industrie in den ausgewählten Ländern zeigen sich abweichend von den generellen Trends einige Besonderheiten für den Zeitraum von 1998 bis 2008 (vgl. Tab. 1.10). Die spanische Industrie weitete ihren Energieverbrauch deutlich aus und hat beispielsweise ihren Erdgaseinsatz nahezu verdoppelt. Beim Stromverbrauch war der Trend sehr uneinheitlich. Im EU-Durchschnitt sank der Stromverbrauch um 10%. In den osteuropäischen Mitgliedstaaten nahm er sehr stark (16-22%) zu, in den westeuropäischen dagegen teilweise erheblich ab.

Tabelle 1.11:

Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern in ausgewählten europäischen Ländern, 1998 und 2008

- Mtoe -

	Gesamt		Feste Brennstoffe		Heizöl		Erdgas		Elektrizität	
	1998	2008	1998	2008	1998	2008	1998	2008	1998	2008
EU-27	329	318	54,5	43	53,8	42,2	107	97	92	84
Tschechische Rep.	11	9	2,9	3	1,4	0,4	3	3	2	2
Deutschland	58	60	10,1	9	6,7	4,1	21	20	19	18
Spanien	23	27	1,6	1	6,2	5,4	7	10	7	5
Frankreich	38	36	5,9	5	5,9	6,3	13	11	12	10
Italien	37	37	3,8	3	6,3	6,5	16	11	12	10
Ungarn	4	3	0,4	0	0,3	0,2	2	1	1	1
Niederlande	14	13	1,5	1	1,2	0,7	7	6	4	3
Polen	21	17	9,4	5	2,0	1,3	4	4	3	4
Großbritannien	38	33	6,9	6	6,0	5,4	15	11	10	9

Quelle: Eigene Zusammenstellung anhand von Daten von Eurostat 2011.

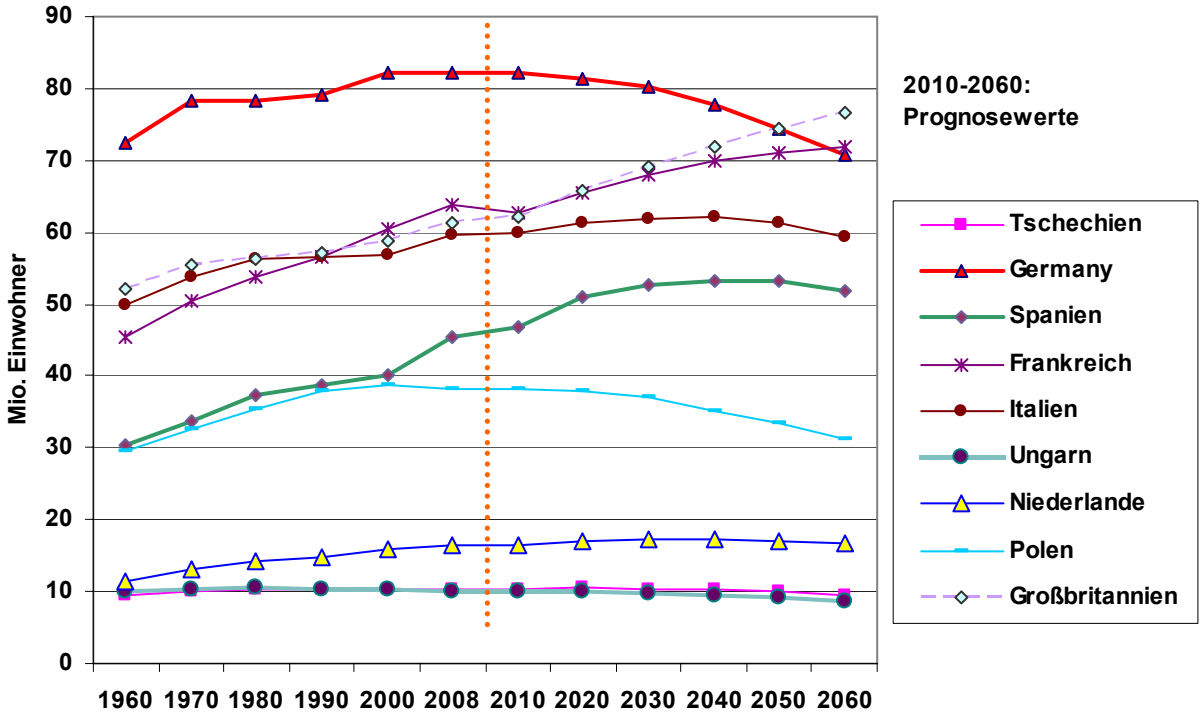
1.6. Demografie und Energienachfrage

Einen weiteren wichtigen Einflussfaktor der Energienachfrage stellt die demografische Entwicklung dar. Dabei sind nicht nur die absolute Bevölkerungszahl und das Bevölkerungswachstum, sondern auch die Bevölkerungsstruktur von großer Bedeutung.

Das Bevölkerungswachstum in Europa ist insgesamt verhältnismäßig niedrig: seit 2000 wuchs die Bevölkerung der EU-27 um nur 3%. Die Wachstumstrends in den einzelnen EU-Staaten sind allerdings äußerst unterschiedlich. Während die Bevölkerung etwa in Großbritannien, Frankreich, Italien oder Spanien in den letzten zwei Jahrzehnten deutlich zugenommen hat, stagnierte sie beispielsweise in Polen, Tschechien, Ungarn und Deutschland (vgl. Abb. 1.10).

Abbildung 1.10:

Bevölkerungsentwicklung in ausgewählten EU-Ländern



Quelle: Statistisches Bundesamt 2010, eigene Zusammenstellung.

Deutschland verzeichnete wie die meisten Länder Europas im vergangenen Jahrzehnt ein sehr niedriges Bevölkerungswachstum (seit 1991 um rund 2% auf 82,1 Mio. 2008). 2008 war die Bevölkerungszahl fast ebenso hoch wie 2000 (82,2 Mio.) und nach Schätzungen des Statistischen Bundesamtes wird sie in den nächsten Jahrzehnten erheblich schrumpfen: um 2 Mio. bis 2030 und um über 10 Mio. (auf dann 70,8 Mio.) im Jahr 2060. Von der Bevölkerungsentwicklung sind in Deutschland somit also eher dämpfende Effekte auf die Energienachfrage zu erwarten. Im Gegensatz dazu trug die starke Tendenz hin zu im Durchschnitt kleineren Haushalten zu einem Anstieg des Pro-Kopf-Energieverbrauchs bei. Gegenwärtig gibt es in Deutschland etwa 39,8 Millionen (Stand 2009) Haushalte, was etwa einem Zuwachs von 4,93 Mio. Haushalten seit der deutschen Wiedervereinigung 1991 entspricht. Die Bevölkerungszahl ist im gleichen Zeitraum nur um rund 1,7 Millionen angestiegen, was die starke Tendenz hin zu kleineren Haushalten unterstreicht. Fast drei Viertel aller Haushalte sind Ein– und Zweipersonenhaushalte. Insbesondere der Anteil von Einpersonenhaushalten ist sehr stark angestiegen. Gegenüber 1961 hat er sich auf rund 40% verdoppelt und ist damit der inzwischen am meisten verbreitete Haushaltstyp. Der Wandel der Lebensformen in der Gesellschaft – beispielsweise durch ein verändertes Heiratsverhalten oder die Herausbildung neuer Lebensformen wie des "living apart together" – haben Auswirkungen auf Größe und Struktur der Haushalte. Dieser Trend hin zu kleineren und immer mehr zu Single-Haushalten bedeutet einen steigenden Pro-Kopf-Energieverbrauch, da Synergieeffekte durch gemeinsame Nutzung von elektrischen Geräten, Heizanlagen etc. entfallen.

Über die Entwicklung des Pro-Kopf-Verbrauchs von Primärenergie und Strom in ausgewählten Volkswirtschaften in der EU-27 für den Zeitraum von 1997 bis 2007 gibt Tabelle 1.12 einen Überblick. Der Primärenergieverbrauch pro Kopf war im EU-27-Durchschnitt von 2000 bis 2007 nur geringfügig (+2,7%) gestiegen, wobei aber erhebliche Unterschiede auf Ländereben zu beobachten waren. Spanien, Ungarn, Tschechien, Polen und die Niederlande hatten deutliche Pro-Kopf-Verbrauch-Steigerungen zu verzeichnen, in Deutschland und Großbritannien waren die entsprechenden Werte rückläufig. Ganz anders sah die Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf aus. Hier waren in allen betrachteten Ländern jeweils deutliche Steigerungen des Verbrauchs feststellbar. Dabei ist zudem noch festzustellen, dass die höher entwickelten Länder, wie Frankreich, die Niederlande und Deutschland auch noch 2007 die höchsten Verbrauchswerte pro Kopf aufwiesen und dass in den weniger entwickelten Ländern diese Werte bis zuletzt deutlich stärker zugenommen haben als in den höher entwickelten Staaten.

Tabelle 1.12:

Primärenergie- und Stromverbrauch pro Kopf im europäischen Vergleich

– 1997-2007 –

	Primärenergieverbrauch						Stromverbrauch pro Kopf					
	(toe pro Kopf)			*Index (2000=100)*			*(kWh pro Kopf)*			*Index (2000=100)*		
	1997	*2002*	*2007*	*1997*	*2002*	*2007*	*1997*	*2002*	*2007*	*1997*	*2002*	*2007*
EU-27	**3,55**	**3,63**	**3,65**	**99.4**	**101.6**	**102.1**	**4 900**	**5 365**	**5 742**	**94.0**	**102.9**	**110.1**
Deutschland	4,24	4,19	4,13	101.7	100.6	99.0	5 630	6 051	6 444	95.9	103.0	109.7
Frankreich	4,16	4,35	4,26	97.0	101.6	99.5	5 947	6 409	6 718	93.5	100.8	105.7
Großbritannien	3,83	3,83	3,63	97.1	97.1	92.1	5 310	5 630	5 619	94.8	100.5	100.3
Italien	2,88	3,06	3,1	94.9	100.6	102.1	4 357	4 953	5 223	91.0	103.5	109.1
Niederlande	4,9	4,95	5,17	101.0	101.9	106.4	5 750	6 193	6 531	93.1	100.3	105.8
Polen	2,65	2,34	2,57	113.0	99.5	109.4	2 496	2 542	2 993	98.1	99.9	117.7
Spanien	2,7	3,19	3,3	87.4	103.4	106.9	4 023	5 042	5 848	85.5	107.1	124.3
Tschechien	4,15	4,12	4,5	105.2	104.4	114.0	4 811	4 976	5 560	100.2	103.6	115.8
Ungarn	2,5	2,55	2,68	102.2	104.1	109.7	2 799	3 094	3 352	97.2	107.4	116.4

Quelle: Eurostat 2010, eigene Zusammenstellung.

1.7 Fazit

Als Ergebnis der Entwicklung der Energienachfrage und des Energieangebots in der EU-27 und ausgewählten Ländern der EU lassen sich folgende wesentliche Punkte festhalten:

- Der Primärenergieverbrauch in den EU-27-Ländern nimmt derzeit noch zu, wobei es in den einzelnen Ländern gegensätzliche Tendenzen gibt; Deutschland hat den mit Abstand größten Anteil am Primärenergieverbrauch in der EU-27.
- Beim Primärenergieverbrauch nach Energieträgern dominieren in der EU-27 die fossilen Brennstoffe, mit Erdöl und Erdgas an der Spitze.
- Die Energieintensität ist in allen Ländern rückläufig; in der gesamtem EU-27 ging der Primärenergieverbrauch bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt zwischen 1997 und 2007 um fast 1,9% im Jahresdurchschnitt zurück.
- Der Endenergieverbrauch in der EU steigt noch leicht an; der höhere Energiebedarf im Verkehrssektor und bei Dienstleistungen übertrifft den Rückgang in der Industrie und bei Haushalten.
- Entgegen dem generellen Trend eines abnehmenden Energieverbrauchs nimmt der Stromverbrauch in der europäischen Industrie weiter zu.

- Die deutsche Industrie hat eine herausragende Stellung in Europa, sowohl was ihre absolute Bruttowertschöpfung betrifft, als auch ihren Beitrag zur gesamten Wirtschaftsleistung in Deutschland; das spiegelt sich auch darin wieder, dass auf die deutsche Industrie 2007 rund 18% des industriellen Energieverbrauchs der EU-27 entfiel.
- Von der Bevölkerungsentwicklung dürften in Deutschland langfristig dämpfende Wirkungen auf den Energieverbrauch ausgehen; beim Stromverbrauch pro Kopf ist allerdings noch auf absehbare Zeit mit einem Zuwachs zu rechnen.
- Die Abhängigkeit Europas von Energieimporten nimmt derzeit noch zu und dürfte weiter hoch bleiben; 2007 wurde in den EU-27-Ländern rund 53% des Primärenergieverbrauchs eingeführt.

2. Die Energiewirtschaft in der deutschen Volkswirtschaft

Im ersten Abschnitt wurden die wesentlichen Merkmale zur Charakterisierung der Energiesituation in ausgewählten Ländern Europas dargestellt und dabei die Bedeutung Deutschlands mit seiner starken industriellen Basis innerhalb der EU-27 herausgearbeitet. Hier wird nun der Stellenwert der deutschen Energiewirtschaft innerhalb der Volkswirtschaft anhand ökonomischer Merkmale und Kennzahlen beschrieben. Das stellt allerdings nur einen ersten Schritt dar, um die Bedeutung der Energiewirtschaft zu erfassen. Denn, wie schon in der Einleitung erläutert wurde, kann der fundamentale Stellenwert der Energiewirtschaft für die Funktionsfähigkeit der Gesamtwirtschaft hierdurch nur zu einem Teil wiedergegeben werden.

2.1 Wirtschaftliche Kenngrößen des Energiesektors

Die Bedeutung der Energiewirtschaft wird durch folgende Größen charakterisiert:

- Bruttoproduktionswert,
- Bruttowertschöpfung und
- Anlagevermögen

sowie daraus abgeleitet durch die Kennzahlen:

- Arbeitsproduktivität,
- Kapitalkoeffizient und
- Investitionsintensität.

Dabei sind die absoluten Größen wie folgt definiert:

- Der Produktionswert als die umfassende Größe entspricht den Unternehmensumsätzen zuzüglich den Bestandsveränderungen an Erzeugnissen aus eigener Produktion und den selbsterstellten Anlagen, soweit sie aktiviert wurden,
- die Bruttowertschöpfung zu Marktpreisen ergibt sich aus der Differenz des Bruttoproduktionswerts und den Vorleistungen,
- das Bruttoanlagevermögen (Ausrüstungen und Bauten) wird zu Wiederbeschaffungspreisen ausgewiesen.

Die verwendeten Kennzahlen sind wie folgt definiert:

- Die Arbeitsproduktivität als Quotient aus dem Bruttoproduktionswert bzw. der Bruttowertschöpfung und der Beschäftigtenzahl,
- der Kapitalkoeffizient als Quotient von Anlagevermögen und Produktionswert und

- die Investitionsintensität als Quotient aus den Bruttoanlageinvestitionen (Ausrüstungen und Bauten) und dem Produktionswert.

Die gesamte Energiewirtschaft in Deutschland setzt sich zusammen aus dem Bergbau auf Energieträger (Kohlenbergbau, Torfgewinnung, Gewinnung von Erdöl und Erdgas), der Mineralölverarbeitung sowie der Energieversorgung (Strom-, Gas- und Fernwärmeversorgung). Im Jahr 2008 waren im gesamten Energiesektor 311.000 Personen beschäftigt, der Produktionswert der Energiewirtschaft belief sich auf rund 206 Mrd. €. Dabei wurde der Produktionswert ohne Handelsware verwendet, da wegen der vertikalen Trennung im Bereich Energieversorgung die Unterschiede zwischen dem Produktionswert einschließlich der Handelsware und dem Produktionswert sehr hoch ausfällt, da der Bezug und Weiterverkauf von elektrischer Energie und Erdgas als Handel deklariert wird. Die Bruttowertschöpfung erreichte zusammen 59,3 Mrd. € (2,7%). Der wirtschaftlich weitaus bedeutendste Bereich ist die Energieversorgung. In dieser Sparte waren 2008 gut 77% aller Beschäftigten der Energiewirtschaft tätig, sie steht für knapp 60% des gesamten Produktionswerts und für 89% der Bruttowertschöpfung (vgl. Tab. 2.1). Außerdem besitzt die Energieversorgung rund 90% des energiewirtschaftlichen Anlagevermögens und 81% der Ausrüstungsinvestitionen; noch größer ist mit fast 95% ihr Anteil an den Bauten.

Tabelle 2.1:

Strukturdaten der Energiewirtschaft 2008

	Energiewirtschaft insgesamt	Energieversorgung	Kohlenbergbau, Torfgewinnung	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	Kokerei, Mineralölverarbeitung, Brutstoffe
Erwerbstätige, Anzahl in 1000	311	240	43	7	21
Anteil in %	100,0	77,2	13,8	2,3	6,8
Produktionswert, Mrd. €	205,5	122,9	4,2	4,0	74,3
Anteil in %	100,0	59,8	2,1	1,9	36,2
Bruttowertschöpfung, Mrd. €	59,3	52,8	1,5	2,4	2,7
Anteil in %	100,0	89,0	2,5	4,0	4,5
Arbeitsproduktivität in 1000 €/Pers.	191	220	35	339	127
Wertschöpfungsquote	28,9	42,9	35,8	59,7	3,6
Anlagevermögen insgesamt, Mrd. €	357,4	321,3	9,8	8,6	17,7
Anteil in %	100,0	89,9	2,7	2,4	5,0
dar.: Ausrüstungen, Mrd. €	127,3	103,1	5,4	6,2	12,7
Anteil in %	100,0	81,0	4,2	4,8	9,9
dar.: Bau, Mrd. €	230,1	218,1	4,5	2,4	5,0
Anteil in %	100,0	94,8	1,9	1,1	2,2
Kapitalkoeffizient (Anlagevermögen/Wertschöpfung)	6,0	6,1	6,5	3,6	6,6
Anlageinvestitionen, Mrd.€	14,5	12,1	0,4	0,6	1,3
Ausrüstungsinvestitionen, Mrd. €	10,5	8,2	0,4	0,6	1,2
Bauinvestitionen, Mrd. €	4,0	3,9	0,0	0,0	0,1

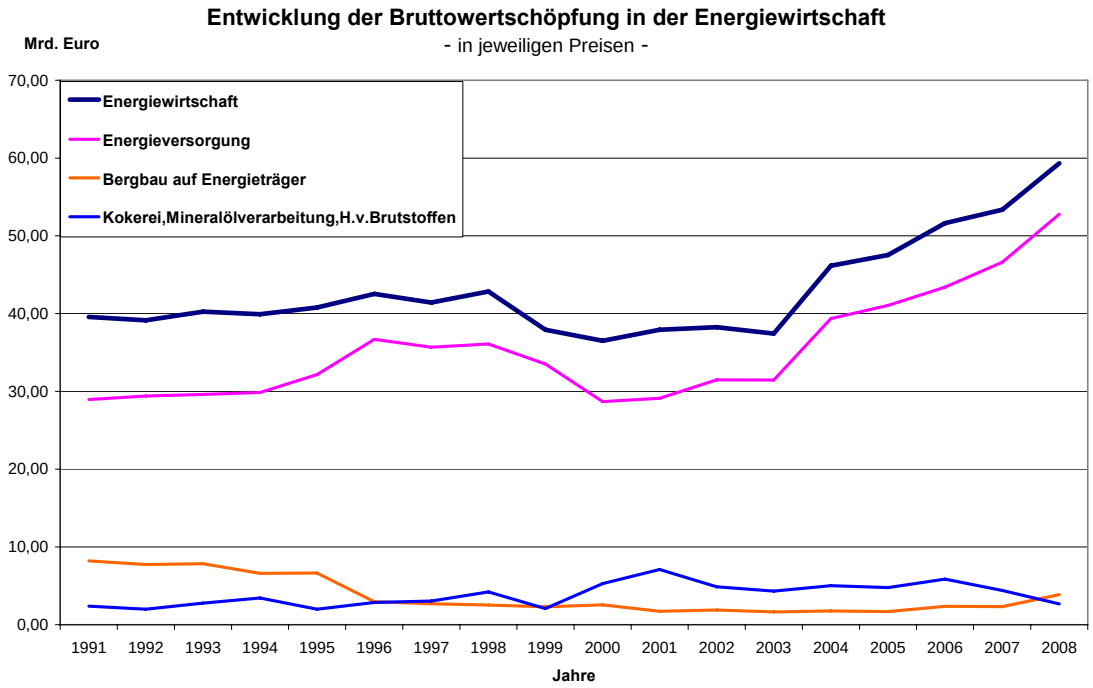
Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

Die übrigen Bereiche der deutschen Energiewirtschaft haben ein deutlich geringeres Gewicht. Während der Bereich Kohlenbergbau und Torfgewinnung bei den Beschäftigten an zweiter Stelle steht, belegt die Sparte Kokerei, Mineralölverarbeitung, Brutstoffe diesen Platz bei den Faktoren Bruttoproduktion, Bruttowertschöpfung und Anlagevermögen. Der – gemessen an den Beschäftigten – kleinste Bereich, die Gewinnung von Erdöl und Erdgas, hat mit fast 53% die höchste Wertschöpfungsquote (Anteil der Bruttowertschöpfung an der Produktion). Diese Sparte benötigt somit vergleichsweise geringe Vorleistungen zur Produktionserstellung; allerdings dürfte auch der hohe Ölpreis 2008 zu dem hohen Wertschöpfungsanteil beigetragen haben.

Bei den Investitionen steht die Sparte Energieversorgung mit einem Anteil von 83% an den Gesamtinvestitionen klar an der Spitze. Der Wirtschaftszweig ist auch durch einen hohen Anteil an den Ausrüstungen gekennzeichnet. Auch beim gesamten Anlagevermögen besitzt der Bereich Energieversorgung mit 83% das größte Gewicht innerhalb der Energiewirtschaft. An zweiter Stelle rangiert mit großem Abstand die Sparte Kokerei, Mineralölverarbeitung. Der Kapitalkoeffizient (Anlagevermögen/Bruttowertschöpfung) liegt im gesamten Sektor bei durchschnittlich 6,0. Die Bereiche Kohlenbergbau und Kokerei, Mineralölverarbeitung benötigen pro Einheit Bruttowertschöpfung einen tendenziell höheren Kapitaleinsatz. Einen auffallend niedrigen Kapitalkoeffizienten hat die Sparte Erdöl- und Erdgasgewinnung.

Wie sich die Gewichte innerhalb der Energiewirtschaft verändert haben, zeigt eine Betrachtung der Entwicklung seit Beginn der 1990er Jahre. Die herausragende Stellung der Energieversorgung (Strom, Gas, Fernwärme) an der gesamten Energiewirtschaft wird auch durch die Entwicklung der einzelnen Kenngrößen seit 1991 unterstrichen. So nahm die Bruttowertschöpfung der gesamten Energiewirtschaft zwischen 1991 und 2008 um rund 50% zu, die der Energieversorgung aber um gut 80%. Dabei ist die Bruttowertschöpfung der gesamten Energiewirtschaft vor allem in den letzten Jahren kräftig gestiegen; die Wertschöpfung der Energieversorgung hat auf lange Sicht noch etwas stärker zugelegt. Dagegen ist in den Sparte Bergbau auf Energieträger die Wertschöpfung im Zeitablauf deutlich zurückgegangen. Das ist insbesondere auf die Verringerung der Steinkohlenförderung zurückzuführen. Aber auch in der Branche Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Brutstoffen ist die Bruttowertschöpfung seit etwa 2001 tendenziell rückläufig (vgl. Abb. 2.1).

Abbildung 2.1:

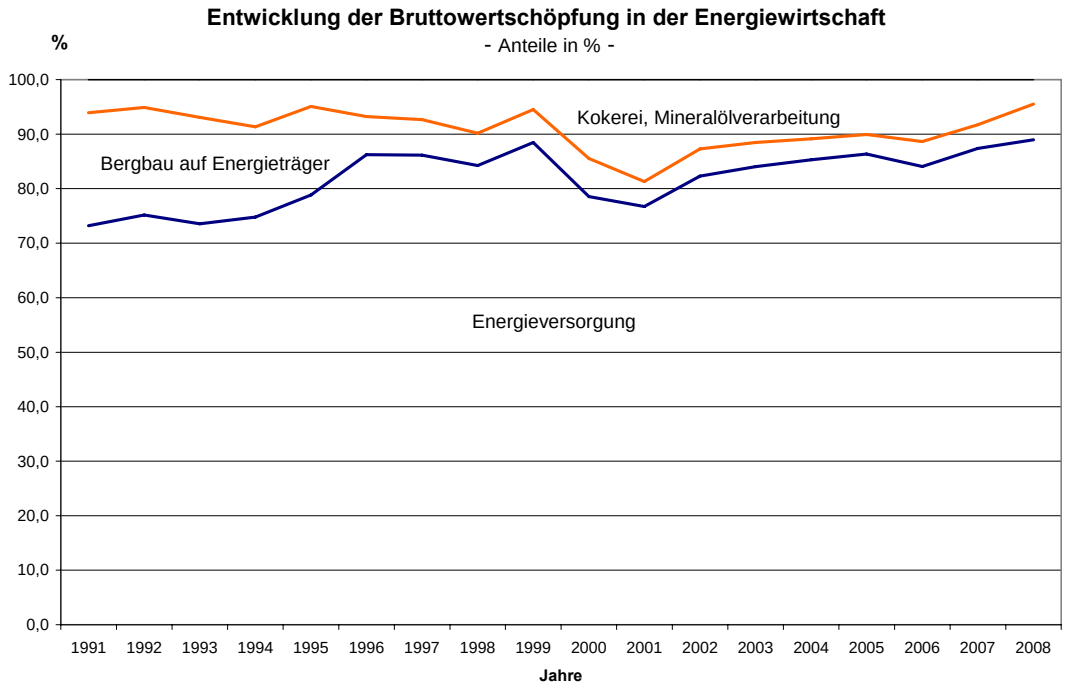


Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

Wie sich die Anteile der nominalen Bruttowertschöpfung der einzelnen Sparten an der gesamten Energiewirtschaft verändert haben, zeigt Abbildung 2.2. Während der Anteil der Energieversorgung im Trend spürbar zugenommen hat, sind die Wertschöpfungsanteile des Bereichs Bergbau auf Energieträger in dem betrachteten Zeitraum stetig zurückgegangen, und auch die Sparte Kokerei, Mineralölverarbeitung hat am aktuellen Rand an Bedeutung eingebüßt.

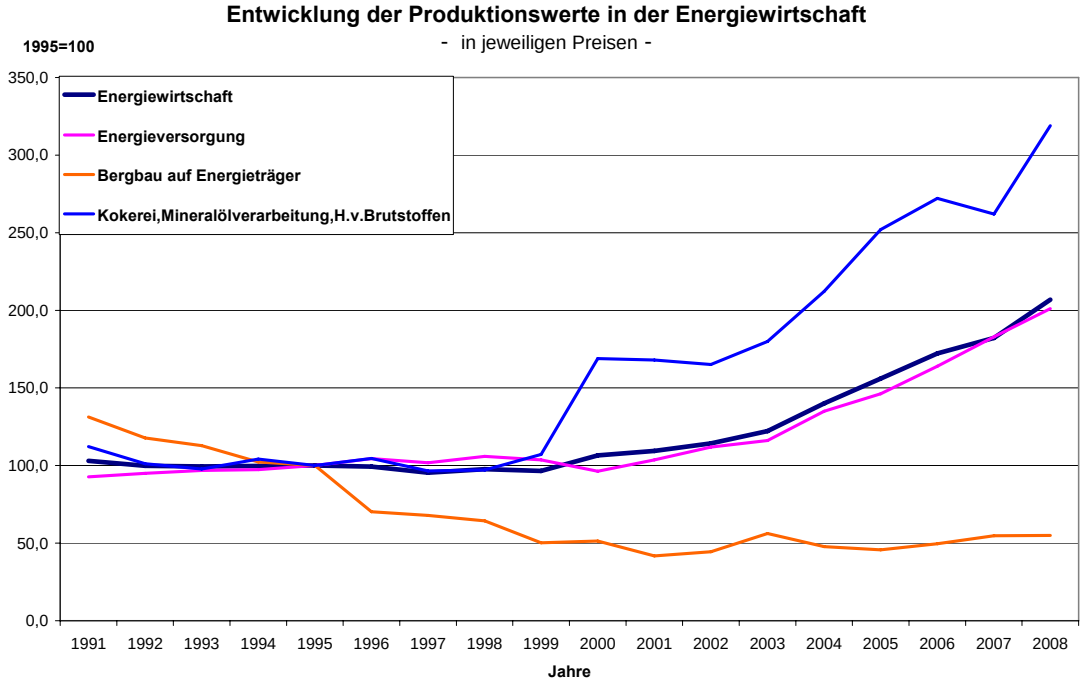
Die nominale Produktion, die neben der Bruttowertschöpfung noch die Vorleistungen umfasst, ist vor allem in den Jahren ab 2000 in der gesamten Energiewirtschaft kräftig gestiegen. Wie die indizierte Darstellung in Abbildung 2.3 (1995=100) zeigt, war sie im Jahr 2008 rund doppelt so hoch wie 2000. Die Produktion in der Energieversorgung, die aufgrund ihres dominierenden Anteils an der Energiewirtschaft die Entwicklung maßgeblich bestimmt, hat den nahezu gleichen Verlauf. Die Produktion des Bergbaus auf Energieträger hat im Zeitraum von 1995 bis 2008 wegen der deutlich gesunkenen Steinkohlenförderung um fast die Hälfte abgenommen. Dagegen ist der Produktionswert der Branche Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Brutstoffen zwischen 1995 und 2008 mehr als verdreifacht worden. Das ist vor allem auf den starken Anstieg der Rohölpreise ab etwa dem Jahr 2000 zurückzuführen, wodurch der Wert der Vorleistungen überproportional zugenommen hat.

Abbildung 2.2:



Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

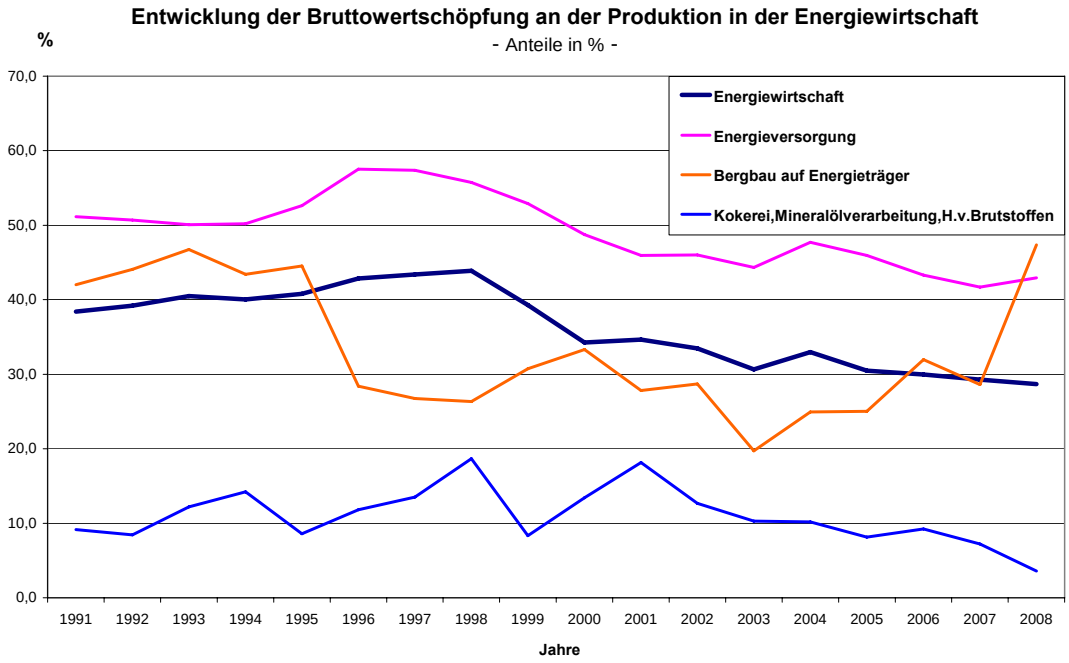
Abbildung 2.3:



Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob und wie sich die Anteile der Bruttowertschöpfung und der Vorleistungen an der Produktion verändert haben. Wie die Entwicklung für die gesamte Energiewirtschaft zeigt, ist der Anteil der Bruttowertschöpfung an der Produktion im Zeitraum von 1991 bis 2008 um rund 10 Prozentpunkte gesunken; entsprechend stiegen die Vorleistungen bis 2008 auf gut sieben Zehntel. Auch in der Energieversorgung ist der Anteil der Bruttowertschöpfung an der Produktion in den vergangenen Jahren zurückgegangen, er liegt aber deutlich über den Werten für die gesamte Energiewirtschaft. Im Trend rückläufig sind auch die Wertschöpfungsanteile in der Sparte Bergbau auf Energieträger und in der Branche Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Brutstoffen. Daraus ergibt sich aber umgekehrt, dass der Anteil der Vorleistungen in allen Teilbereichen der Energiewirtschaft tendenziell zunimmt. Das deutet einerseits auf eine stärkere Arbeitsteilung hin und ist oftmals andererseits, da es sich um nominale Größen handelt, Ausdruck der relativ stärker gestiegenen Einstandskosten. Das ist insbesondere auf die kräftigen Preiserhöhungen bei Brennstoffen zurückzuführen (vgl. Abb. 2.4).

Abbildung 2.4:



Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

Die Vorleistungen zeigen die Bedeutung der Energiewirtschaft als Nachfrager für andere Wirtschaftsbereiche oder Güter aus dem Ausland auf. Insgesamt beliefen sich die Vorleistungen zu Herstellungspreisen aus inländischer Produktion und Importen 2006 auf rund

111,4 Mrd. €. Diese Wirtschaftszweige können dem primären Sektor angehören, dem Produzierenden Gewerbe und dem Dienstleistungssektor (DL). Anhand der Input-Output-Tabellen des Statistischen Bundesamts für das Jahr 2006 können Aussagen zur Bedeutung der Vorleistungslieferanten für die Energiewirtschaft getroffen werden.

Dabei werden hier vor allem die quantitativ bedeutsamen Positionen, deren Vorleistungen größer als 2% der gesamten Vorleistungen ausmachen und sich insgesamt auf rund 87% belaufen, erläutert. Für die gesamte, hier definierte Energiewirtschaft ergibt sich folgende Vorleistungsstruktur:

Erdöl, Erdgas	40,6%, davon Importe	98,6%,
Elektrizität, Gas, Fernwärme	16,6%, davon Importe	30,3%,
Kokerei, Mineralöle, Brutstoffe	9,3%, davon Importe	22,2%,
Kohle und Torf	5,3%, davon Importe	35,3%,
Unternehmensbezogene DL	5,3%, davon Importe	0,6%,
DL der öff. Verwaltung	3,9%, davon Importe	0,0%,
Verkehrsleistungen	3,8%, davon Importe	11,4%,
Elektrizitätsereugung, -verteilung	2,6%, davon Importe	17,9%,
Gase, DL der Gasversorgung	2,1%, davon Importe	0,0%.

Für den Bergbau auf Energieträger stellen Maschinen mit 17,8% die größte Vorleistungsposition (Importanteil: 42%) dar, gefolgt von unternehmensbezogenen Dienstleistungen mit 11,5%, Kohle- und Torflieferungen mit 8,5%, Elektrizitäts- und Fernwärmelieferungen mit 8,4%, Dienstleistungen des Grundstücks- und Wohnungswesens mit 5,2% und dem Bereich Erdöl und Erdgas mit 5%.

Im Bereich Kokerei und Mineralerzeugnisse kommen 74% der Vorleistungen aus dem Sektor Erdöl und Erdgas, wobei 99% davon importiert werden. Die zweithöchsten Vorleistungen kommen mit 15,7% aus dem eigenen Sektor; davon entfallen 16,9% auf Importe.

Bei der Energieversorgung (Elektrizität, Gas, Fernwärme) kommen mit 34,5% die höchsten Vorleistungen aus dem eigenen Sektor; davon werden 36,1% importiert. Wichtige Vorleistungslieferanten sind hier die Sektoren Kohle und Torf mit 9,6%, Erdöl und Erdgas mit 8,4%, unternehmensbezogene Dienstleistungen mit 7,8%, die öffentliche Verwaltung mit 8,2% und die Hersteller von Geräten zur Elektrizitätserzeugung und -verteilung mit 5,6%.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die Vorleistungen für die einzelnen Sektoren der Energiewirtschaft in ihrer Höhe deutlich unterscheiden. Während auf die Sparte Bergbau auf Energieträger nur 4,7% und auf die Energieversorgung rund 46% der gesamten Vorleistungen der Energiewirtschaft entfallen, gehen an den Sektor Kokerei, Mineralölerzeugnisse, Herstellung von Brutstoffen 49,3%.

2.2 Der Energiesektor im Vergleich mit anderen Wirtschaftsbereichen

2.2.1 Ein Überblick für das Jahr 2008

Die im gesamten Energiesektor 2008 beschäftigten 311 000 Personen entsprachen rund 0,8% aller Beschäftigten in Deutschland. Der Produktionswert der Energiewirtschaft belief sich auf rund 206 Mrd. € (Anteil an allen Wirtschaftsbereichen: 4,5%), ihre Bruttowertschöpfung erreichte zusammen 59,3 Mrd. € (2,7%). Damit lag in der Energiewirtschaft 2008 der Anteil der Wertschöpfung an der Produktion, die Wertschöpfungsquote, mit 28,9% deutlich unter dem entsprechenden Wert für alle Wirtschaftsbereiche in Höhe von 48,2%. Der hohe Anteil der Bruttowertschöpfung an der Produktion bei allen Wirtschaftsbereichen erklärt sich vor allem aus dem beträchtlichen Gewicht des Dienstleistungssektors für die Gesamtwirtschaft. Ein besonderes Merkmal der Energiewirtschaft ist die hohe Kapitalintensität, die sich vor allem bei dem Teil des Bruttoanlagevermögens, der die Ausrüstungen betrifft, zeigt. Insgesamt belief sich das Bruttoanlagevermögen zu Wiederbeschaffungspreisen bei den Ausrüstungen 2008 auf 127,3 Mrd. €; das entsprach einem Anteil an allen Wirtschaftsbereichen von 6,2%. Beim gesamten Anlagevermögen in Höhe von rund 357 Mrd. € (2,8%) kommt diese Ausnahmestellung weniger zum Ausdruck. Auf die Aspekte der hohen Kapitalintensität wird bei der Darstellung der Strom- und Gasversorgung, für die das in besonderer Weise gilt, näher eingegangen. Auffallend ist auch die hohe Arbeitsproduktivität in der Energiewirtschaft; sie lag 2008 pro Beschäftigtem bei 191.000 € – Bruttowertschöpfung je Erwerbstätige – und war damit wesentlich höher als im Durchschnitt aller Wirtschaftsbereiche mit 55.000 € (vgl. Tab. 2.2).

Nach dem Vergleich mit der Gesamtheit der Wirtschaftsbereiche wird die gesamte Energiewirtschaft ausgewählten Industriebranchen gegenüber gestellt. Aus der Industrie wurden die beiden Wirtschaftszweige Herstellung von chemischen Erzeugnissen (Chemie) und die Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (Automobilindustrie) herangezogen. Mit 463.000 bzw. 829.000 Beschäftigten im Jahr 2008 zählen sie zu den großen Branchen des verarbeitenden Gewerbes; der Anteil der Chemie am Produktionswert aller

Wirtschaftsbereiche belief sich auf 3,5% und jener der Automobilindustrie auf 6,5%. Die Bruttowertschöpfung der chemischen Industrie war 2008 fast ebenso hoch wie jene der Energieversorgung. Dagegen übertraf die Wertschöpfung der Automobilindustrie selbst jene des gesamten Energiesektors um gut ein Zehntel. Während der Anteil der Bruttowertschöpfung an der gesamten Produktion in der Chemie rund ein Drittel erreichte, lag er in der Automobilindustrie nur bei gut einem Fünftel. Dass dieser Anteil in der Automobilindustrie vergleichsweise niedrig ist, erklärt sich aus den hohen Vorleistungen dieser Branche. Allerdings lag 2008 auch in der gesamten Energiewirtschaft diese Wertschöpfungsquote, auch wegen der Sparte Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung von Brutstoffen mit ihrem hohen Vorleistungsanteil, nur bei knapp drei Zehnteln. Mit rund 43% war dieser Wert in der Energieversorgung, die ebenfalls in großem Umfang auf Vorleistungen, wie etwa Brennstoffe, angewiesen ist, aber wesentlich höher.

Tabelle 2.2

Strukturdaten der Energiewirtschaft 2008 im Vergleich

	Energiewirtschaft insgesamt	darunter: Energieversorgung	Chemische Industrie	Automobilindustrie	alle Wirtschaftsbereiche
Erwerbstätige, Anzahl in 1000	311	240	463	829	40.276
Anteil in %	0,8	0,6	1,1	2,1	100,0
Produktionswert, Mrd. €	205,5	122,9	160,4	301,6	4615,5
Anteil in %	4,5	2,7	3,5	6,5	100,0
Bruttowertschöpfung, Mrd. €	59,3	52,8	53,3	66,0	2224,8
Anteil in %	2,7	2,4	2,4	3,0	100,0
Arbeitsproduktivität in 1000 €/Pers.	191	220	115	80	55
Wertschöpfungsquote	28,9	42,9	33,2	21,9	48,2
Anlagevermögen insgesamt, Mrd. €	357,4	321,3	122,9	150,7	12693,5
Anteil in %	2,8	2,5	1,0	1,2	100,0
dar.: Ausrüstungen, Mrd. €	127,3	103,1	84,5	111,3	2049,7
Anteil in %	6,2	5,0	4,1	5,4	100,0
dar.: Bauten, Mrd. €	230,1	218,1	38,4	39,4	10643,8
Anteil in %	2,2	2,0	0,4	0,4	100,0
Kapitalkoeffizient (Anlagevermögen/Wertschöpfung)	6,0	6,1	2,3	2,3	5,7
Anlageinvestitionen, Mrd.€	14,5	12,1	8,0	14,8	487,0
Investitionsquote, % (Investitionen/Produktionswert)	7,0	9,9	5,0	4,9	10,6
- Ausrüstungsinvestitionen, Mrd.€	10,5	8,2	7,0	13,6	245,5
- Bauinvestitionen, Mrd. €	4,0	3,9	1,0	1,1	241,5

Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

Die hier zum Vergleich herangezogenen Industriebranchen Chemie und Automobilindustrie unterscheiden sich bei einigen der ausgewählten Merkmale deutlich von den Gegebenheiten in der Energiewirtschaft. Die größten Differenzen zeigen sich bei der Arbeits-

produktivität, die sowohl in der gesamten Energiewirtschaft als auch in der Energieversorgung die entsprechenden Werte in der Chemischen Industrie und in der Automobilindustrie übertreffen. Noch größer sind die Unterschiede im Vergleich zur durchschnittlichen Arbeitsproduktivität in der gesamten Wirtschaft. Auffallende Unterschiede bestehen auch bei der Kapitalausstattung.

Der Kapitalkoeffizient (Anlagevermögen/Bruttowertschöpfung) ist in der Energiewirtschaft deutlich höher als in den beiden Industriebranchen; in der Energieversorgung ist dieser Wert nochmals etwas größer. Darin spiegelt sich die hohe Kapitalintensität der Energiewirtschaft wider, oder anders ausgedrückt ein relativ geringer Kapitalumschlag. Für den Umbau und die Modernisierung des Energiesektors und insbesondere der Energieversorgung ist daher ein hoher Kapitalbedarf bzw. ein entsprechend langer Zeitraum erforderlich. Die hohe Kapitalintensität hat auch insofern Konsequenzen für die wirtschaftlichen Bedingungen der Energiewirtschaft, als bei ihr ein vergleichsweise hoher Anteil des Umsatzes für Zinszahlungen in Anspruch genommen wird.[14]

In diesem Zusammenhang sind die Anlageinvestitionen von besonderer Bedeutung. Die gesamte Energiewirtschaft ist einer der großen Investoren im Produzierenden Gewerbe; 2008 belief sich ihr Investitionsvolumen auf rund 14,5 Mrd. €. Auf die Energieversorgung entfällt mit 12,1 Mrd. € der weitaus größte Teil davon. Die Investitionsausgaben der Automobilindustrie erreichten 2008 einen Wert von 14,8 Mrd. €, die Chemie investierte immerhin noch 8,0 Mrd. €. Da Bauten für die Industriebranchen offenbar eine vergleichsweise geringe Bedeutung haben, liegen die Ausrüstungsinvestitionen der Chemie und der Automobilindustrie, im Gegensatz zur Energiewirtschaft, nur wenig unter den gesamten Investitionsausgaben. Wegen des vergleichsweise geringen Kapitalumschlags in der Energiewirtschaft fällt die Investitionsquote (Investitionen bezogen auf die Produktion) ziemlich hoch aus. Sie lag 2008 in der gesamten Energiewirtschaft bei 7,0%, in der Energieversorgung sogar bei 9,9%; In der Chemie und in der Automobilindustrie belief sich die .Investitionsquote auf 5% bzw. 4,9%. Deutlich höher war diese Quote im Durchschnitt aller Wirtschaftsbereiche mit 10,6%.

Eine interessante Information stellt auch der Modernitätsgrad des Anlagevermögens dar; er entspricht dem Quotienten aus Netto- und Bruttoanlagevermögen. Im Jahr 2008 lag der Modernitätsgrad in der gesamten Energiewirtschaft bei 55%, in der Energieversorgung war er 1 Prozentpunkt höher. Während er in der Automobilindustrie rund 52% betrug, erreichte der Wert in der Chemischen Industrie nur knapp 49%.

---

[14] Vgl. Musil, Ludwig, Allgemeine Energiewirtschaftslehre, Wien-New York 1972, S. 7f.

2.2.2 Stellenwert der Investitionen im Vergleich

Die Energiewirtschaft insgesamt erreichte 2008 ein Investitionsvolumen von 14,46 Mrd. €. Auch die Energieversorgung zählt mit einem Investitionsvolumen von 12,12 Mrd. € im Jahr 2008 zu den großen Investoren in Deutschland; das entspricht fast 14% der gesamten Investitionsausgaben im Produzierenden Gewerbe ohne Baugewerbe. Wie aus Tabelle 2.3 zu ersehen ist, wurde sie nur von der Automobilindustrie, die Investitionen in Höhe von 14,76 Mrd. € durchführte, übertroffen. Auch die Elektrizitätswirtschaft erreichte mit Ausgaben von 8,33 Mrd. € ein beachtliches Niveau. Die Investitionen der Chemischen Industrie lagen leicht darunter und beliefen sich 2008 auf gut 8 Mrd. €, entsprechend einem Anteil an den gesamten Investitionen von 9,2% (vgl. Tab. 2.3).

Tabelle 2.3:

Investitionsausgaben 2008 im Vergleich

	Investitionen - in Mrd. Euro -	Anteile - in % -	Investitionsquote[a)] - in % -
Chemie	8,04	9,2	5,0
Automobilindustrie	14,76	16,8	4,9
Energiewirtschaft	14,46	16,5	7,0
Energieversorgung	12,12	13,8	10,7
darunter: Stromversorgung	8,33	9,5	8,7
Produzierendes Gewerbe (ohne Baugewerbe)	87,79	100,0	4,8

[a)] Investitionen bezogen auf den Produktionswert.

Quelle: Statistisches Bundesamt.

Der Stellenwert der Investitionen in der Energiewirtschaft erschließt sich aber erst bei einem Vergleich der Investitionsintensitäten, also der Anlageinvestitionen bezogen auf den Produktionswert ohne Handelsware. Diese Ausprägung des Produktionswerts wurde deshalb gewählt, weil wegen der vertikalen Trennung im Bereich Energieversorgung die Unterschiede zwischen dem Produktionswert einschließlich der Handelsware und dem Produktionswert an sich ziemlich hoch ausfällt, da der Bezug und Weiterverkauf von

elektrischer Energie und Erdgas als Handel deklariert wird. So wurde 2008 durch die Handelswaren Strom und Erdgas der Produktionswert der Energieversorgung auf das 3,2-fache des direkt zurechenbaren Produktionswerts aufgebläht. In der Industrie sind die Unterschiede wesentlich geringer: In der Chemie wird der Produktionswert durch Einbeziehung des Handels um knapp 16% und in der Automobilindustrie um fast 20% erhöht.

Vergleicht man die Anlageinvestitionen bezogen auf die direkt erbrachte Produktion, dann ergibt sich für das Produzierende Gewerbe insgesamt eine Kennzahl für 2008 von 4,8%. Während die Energiewirtschaft nur eine Quote von 7% erreicht, fällt diese Kennzahl für die Energieversorgung am höchsten aus; mit einem Anteil von 10,7% der Investitionen am Produktionswert übertrifft die Sparte die beiden großen Industriebranchen deutlich. Die entsprechenden Kennzahlen der chemischen Industrie und der Automobilindustrie sind mit 5% bzw. 4,9% weniger als halb so hoch. Aber auch die Kennzahl für die Stromversorgung allein ist mit einem Wert von 8,7% im Jahr 2008 signifikant höher als in den großen Industriebranchen. Die in Relation zur Produktion hohen Investitionen der Energie- bzw. Stromversorgung resultieren aus der hohen Kapitalintensität des Energiesektors.

Insgesamt unterstreichen diese Ergebnisse die Bedeutung der Energieversorgung als Investor. Der Löwenanteil der Investitionsausgaben wird dabei von den großen Unternehmen der Branche erbracht. Im Jahr 2008 entfielen rund 89% der Investitionen der Energieversorgung auf Unternehmen mit mehr als 50 Beschäftigten. In der Elektrizitätsversorgung war der Anteil dieser Unternehmen mit fast 92% geringfügig höher und auch in der Gasversorgung erreichte diese Quote immerhin noch einen Wert von knapp 83%.[15]

2.2.3 Die Entwicklung von Bruttowertschöpfung, Produktion und Vorleistungen

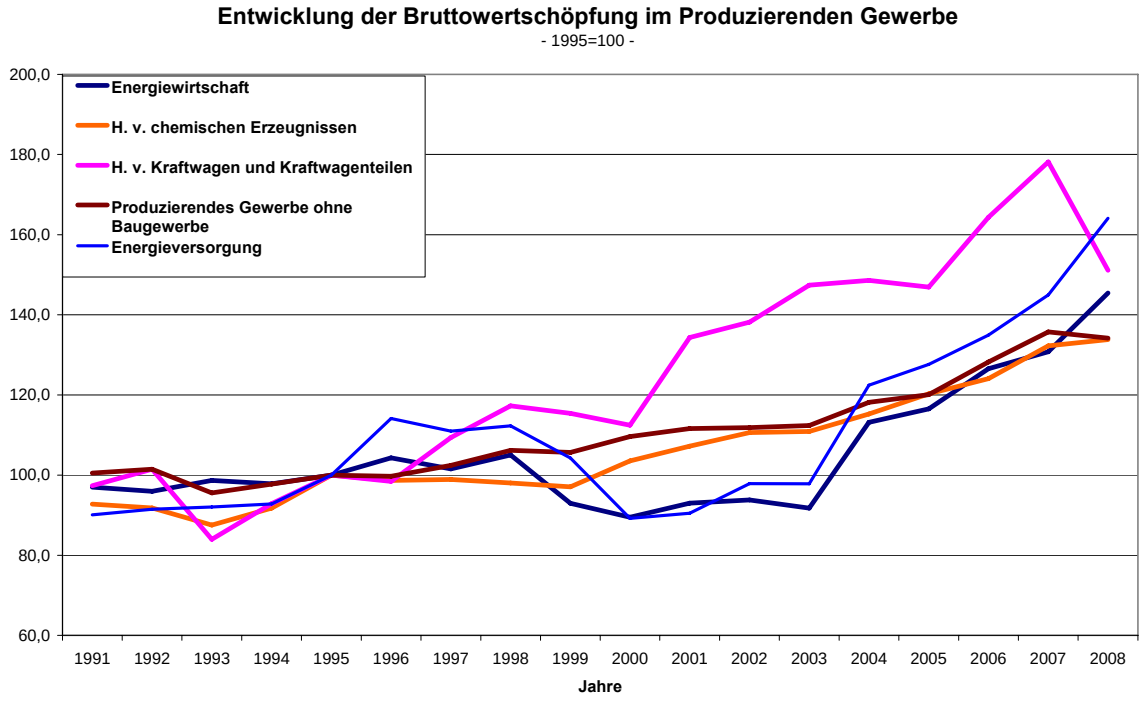
Die Unterschiede und Gemeinsamkeiten zwischen der Energiewirtschaft und den ausgewählten Industriebranchen zeigen sich auch anhand der längerfristigen Entwicklung der wichtigsten ökonomischen Größen und ausgewählter Kennzahlen. Dabei werden die gesamte Energiewirtschaft, die Energieversorgung, die Chemische Industrie, die Automobilindustrie und als das übergeordnete Aggregat das Produzierende Gewerbe (ohne Baugewerbe) miteinander verglichen.

Von zentraler Bedeutung ist dabei die Bruttowertschöpfung (vgl. Abb. 2.5). Die Bruttowertschöpfung hat sich in den ausgewählten Wirtschaftsbereichen in der Tendenz ziem-

[15] Vgl. Statistisches Bundesamt, Produzierendes Gewerbe 2008, Fachserie 4, Reihe 6.1, Wiesbaden 2010.

lich ähnlich entwickelt. Lediglich die Wertschöpfung in der Automobilindustrie hat sich ab dem Jahr 2000 davon deutlich abgekoppelt und ist wesentlich stärker gewachsen. Auch die Energieversorgung wies eine dynamische Entwicklung auf und übertraf zuletzt das Produzierende Gewerbe (ohne Baugewerbe) deutlich. Insgesamt ist festzustellen, dass sich die chemische Industrie ebenso wie das hoch aggregierte Produzierende Gewerbe vergleichsweise stetig entwickelt hat.

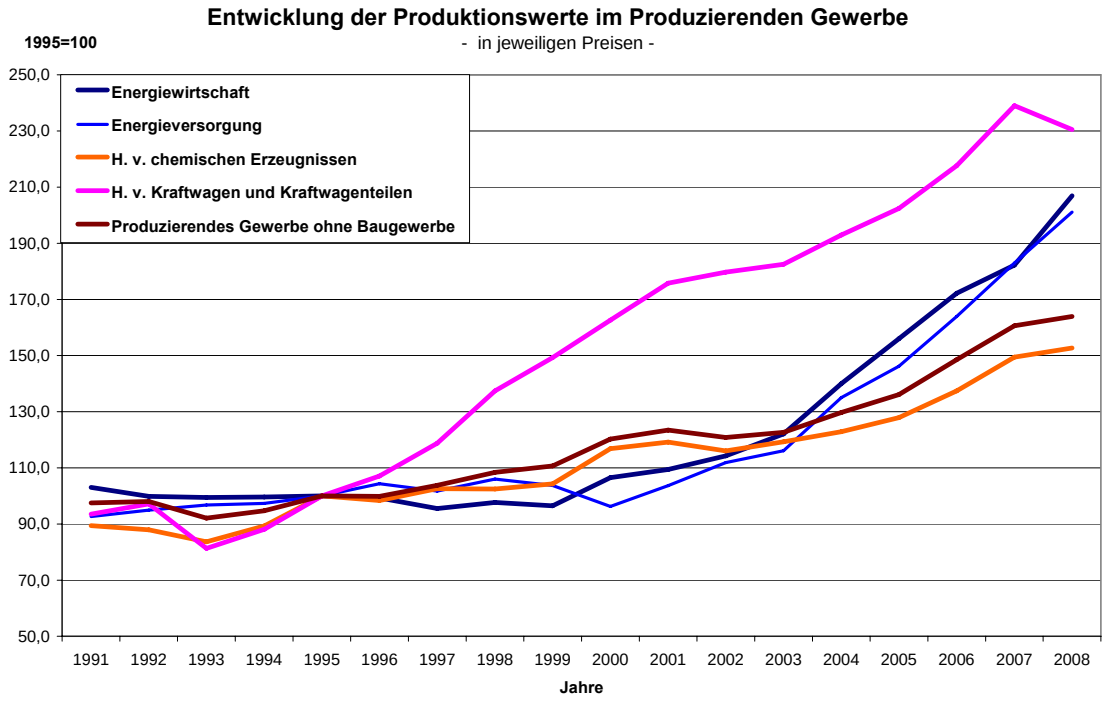
Abbildung 2.5



Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

Noch gleichmäßiger als bei der Bruttowertschöpfung verlief die Entwicklung der Produktionswerte zwischen 1991 und 2008. Allerdings hat sich auch hier die Produktion in der Automobilindustrie deutlich von den übrigen, hier einbezogenen Wirtschaftsbereichen abgehoben. Die Produktion in der chemischen Industrie zeigt einen ähnlichen Verlauf wie jene im Produzierenden Gewerbe (ohne Baugewerbe). Auffallend ist der in den letzten Jahren zu beobachtende starke Anstieg der Produktion in der gesamten Energiewirtschaft und in der Energieversorgung; der wesentliche Grund dafür dürfte in dem infolge höherer Brennstoffpreise gewachsenen Gewicht der Vorleistungen liegen (vgl. 2.6).

Abbildung 2.6

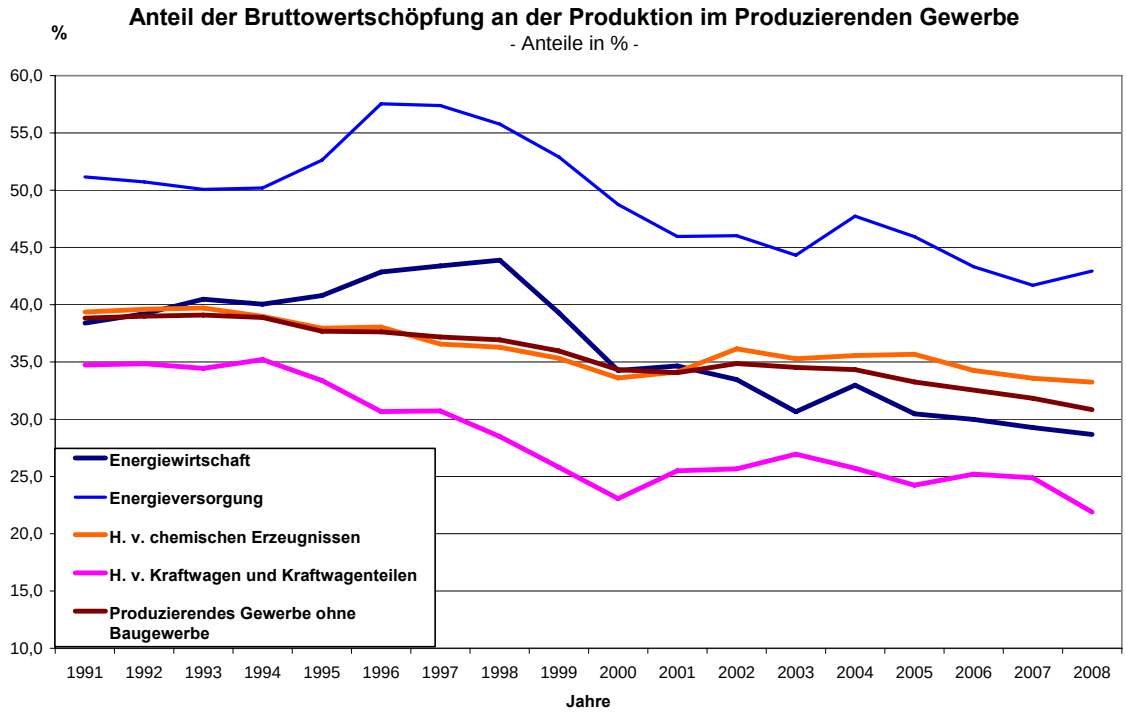


Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

Allerdings sind die Produktionswerte wesentlich stärker gestiegen als die jeweilige Bruttowertschöpfung. Eine Erklärung für diese Unterschiede liefert die Entwicklung des Quotienten aus Wertschöpfung und Produktion. Damit werden indirekt auch die Vorleistungen berücksichtigt, die die Differenz von Produktionswert und Bruttowertschöpfung darstellen. Wie aus Abbildung 2.7 zu ersehen ist, nimmt der Anteil in allen hier einbezogenen Wirtschaftsbereichen tendenziell ab. Allerdings gibt es deutliche Unterschiede in Hinblick auf das Niveau, das Ausmaß des Rückgangs und den Gründen für diese Entwicklung. Eine vergleichsweise moderate Entwicklung zeigen das gesamte Produzierende Gewerbe (ohne Baugewerbe) und die chemische Industrie. Deutlich stärker und unter ausgeprägten Schwankungen gehen die Anteile der Energiewirtschaft insgesamt und der Energieversorgung zurück; das dürfte in den letzten Jahren vor allem auf die wegen gestiegener Brennstoffpreise höheren Vorleistungen zurückzuführen sein. Allerdings hat in der Energieversorgung die Wertschöpfung ein ungleich größeres Gewicht – 2008 lag sie bei rund 43% – als in den übrigen betrachteten Wirtschaftsbereichen. Den geringsten Anteil der Wertschöpfung am Produktionswert hat die Automobilindustrie; der Anteilswert lag 2008 nur noch bei rund 22% gegenüber etwa 35% im Jahr 1991. Das ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass in der Automobilindustrie die Arbeitsteilung in den beiden letzten

Jahrzehnten stark vorangetrieben wurde und die Zulieferindustrie einen deutlich höheren Stellenwert bekommen hat.

Abbildung 2.7



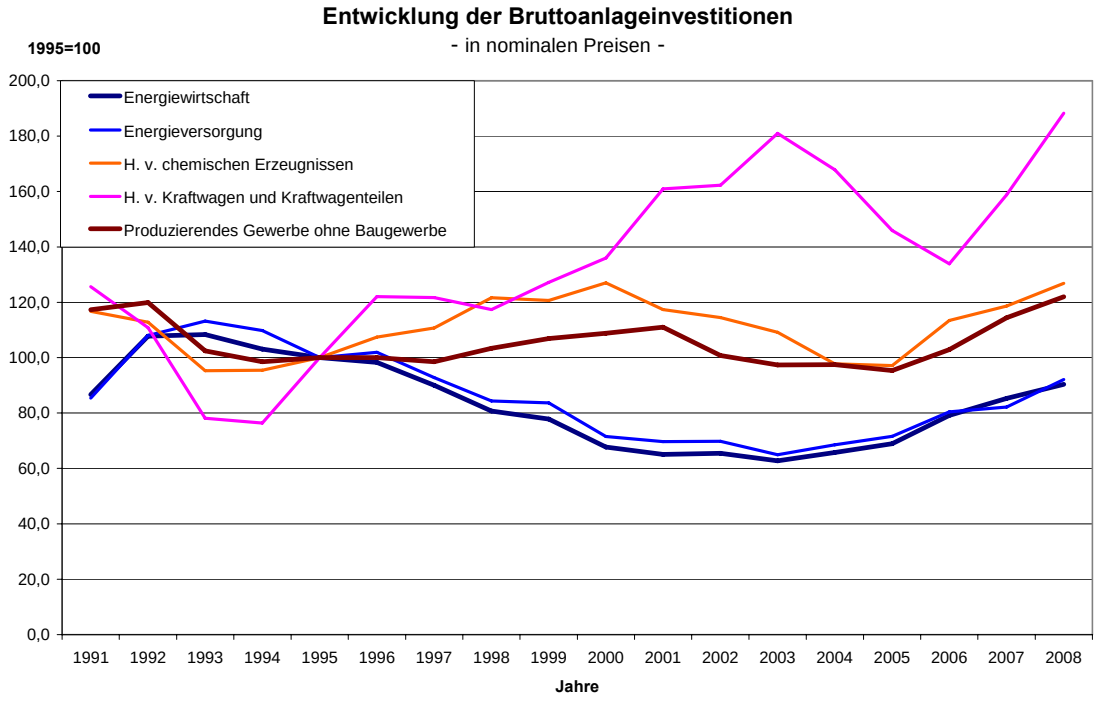
Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

Nun wird noch anhand der Input-Output-Tabellen aus dem Jahr 2006 eine weitere Untergliederung der Vorleistungen für die chemische Industrie und die Automobilindustrie vorgenommen. Insgesamt beliefen sich die Vorleistungen der **Chemie** auf 123 Mrd. €; davon kamen rund 57% aus dem eigenen Wirtschaftszweig, 9,6% von den unternehmensbezogenen Dienstleistungen, 5,7% vom Sektor Kokerei, Mineralölerzeugnisse, Herstellung von Brutstoffen und 3,6% aus dem Großhandel; damit sind mit rund 76% der Vorleistungen die größeren Positionen erfasst. Schließlich ist noch darauf hinzuweisen, dass im Durchschnitt des Sektors etwa 25% der Vorleistungen importiert werden. Die **Automobilindustrie** bezog 2006 Vorleistungen in einem Volumen von rund 231 Mrd. €. Dabei wurden fast 51% der Vorleistungen aus dem eigenen Sektor geliefert, gefolgt von dem Wirtschaftszweig Metallerzeugnisse mit 6,3%, den unternehmensbezogenen Dienstleistungen mit 5,8% und dem Wirtschaftsbereich Roheisen, Stahl, Rohre und Halbzeug daraus mit 3,7%; die genannten Positionen erreichen rund zwei Drittel der gesamten Vorleistungen der Automobilindustrie. Auch bei diesem Wirtschaftsbereich stammen nahezu 25% der Vorleistungen aus dem Ausland.

2.2.4 Die Entwicklung von Investitionen und Anlagevermögen

Im Gegensatz zu dem vergleichsweise stetigen Anstieg der Produktionswerte entwickelten sich die Bruttoanlageinvestitionen seit 1991 eher diskontinuierlich. Die Investitionen der gesamten Energiewirtschaft sowie der Energieversorgung gingen ab Mitte der 1990er Jahre zurück und stiegen erst wieder seit 2003 an, sie erreichten ihr früheres Niveau bis 2008 aber noch nicht. Einen besseren Verlauf zeigten die Investitionen in der Chemie, die zuletzt gut 25% über dem Stand von 1995 lagen. Den weitaus stärksten Anstieg der Investitionen gab es in der Automobilindustrie; die Investitionsausgaben waren in dieser Branche 2008 um rund 90% höher als im Jahr 1995 (vgl. Abb. 2.8).

Abbildung 2.8:



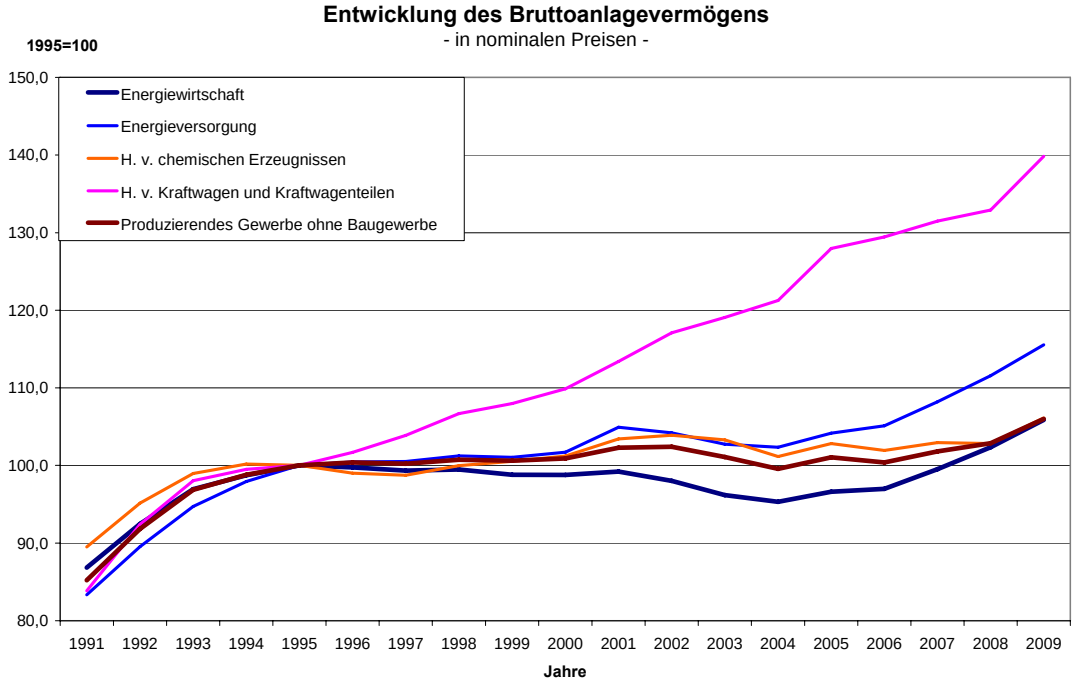
Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

Die Entwicklung der Anlageinvestitionen lässt sich vor dem Hintergrund der Produktionsentwicklung in den einzelnen Wirtschaftsbereichen erklären, werden doch die Investitionen in großem Umfang von den Absatzerwartungen bestimmt. Die Automobilindustrie hatte im betrachtenden Zeitraum den stärksten Produktionsanstieg unter den großen Wirtschaftsbereichen zu verzeichnen. Dass sich die Investitionen der Energiewirtschaft schwächer als der Durchschnitt des Produzierenden Gewebes entwickelten, dürfte auch auf die

durch die Liberalisierung der Energieversorgung veränderten Rahmenbedingungen zurückzuführen sein.

Die Investitionsausgaben schlugen sich zwangsläufig in der Entwicklung des Bruttoanlagevermögens nieder. In der Automobilindustrie stieg der Kapitalstock seit 1991 bis 2009 um zwei Drittel an. Auch in der Energieversorgung war in diesem Zeitraum ein beachtlicher Zuwachs des Anlagevermögens um knapp 40% zu verzeichnen. Die übrigen Bereiche, also die Chemische Industrie, die gesamte Energiewirtschaft und das Produzierende Gewerbe, wiesen dagegen relativ geringe Zunahmen des Anlagevermögens auf (Tab. 2.9).

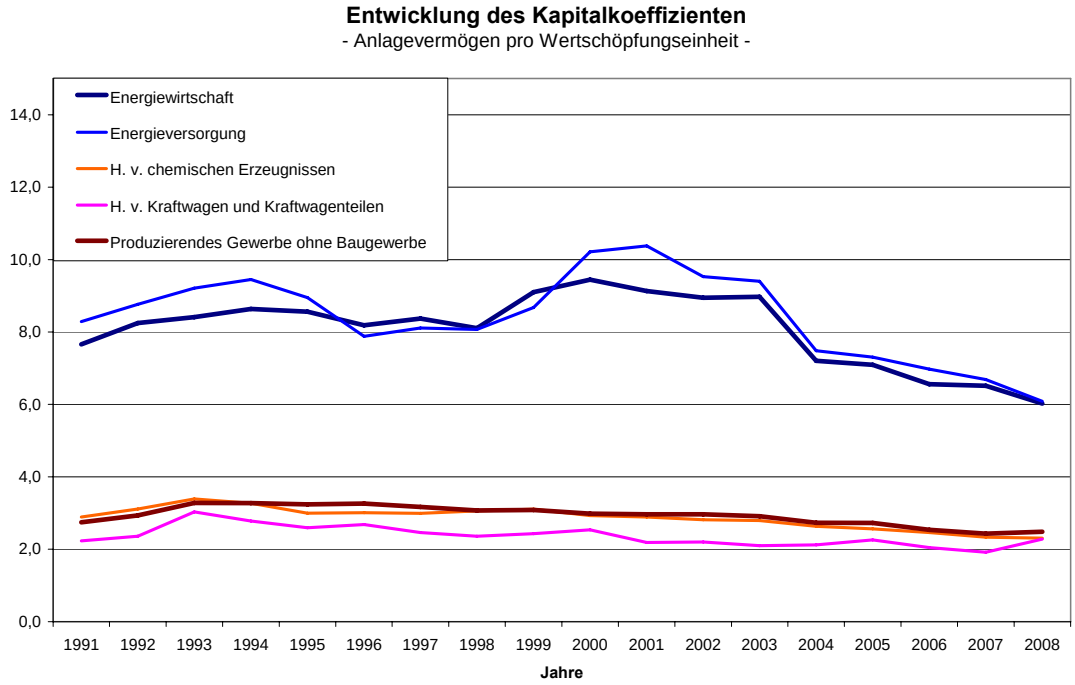
Abbildung 2.9:



Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

Deutliche Unterschiede zwischen dem Energiebereich und den Industriebranchen zeigen sich bei der Entwicklung des Kapitalkoeffizienten, der den Quotienten aus Anlagevermögen und Bruttowertschöpfung darstellt. Der Kapitalkoeffizient für die gesamte Energiewirtschaft und die Energieversorgung lag 1991 bei einem Wert von etwa 8 und ging bis 2008 um rund ein Viertel zurück. Für die beiden Industriebranchen und das Produzierende Gewerbe liegt der Kapitalkoeffizient zwischen Werten von 2 und 4; auch hier zeigt sich ein leichter Rückgang im Betrachtungszeitraum. Der Grund für die hohen Werte der Energiebereiche ist vor allem in der Kapitalintensität des Wirtschaftszweigs zu sehen (vgl. Abb. 2.10).

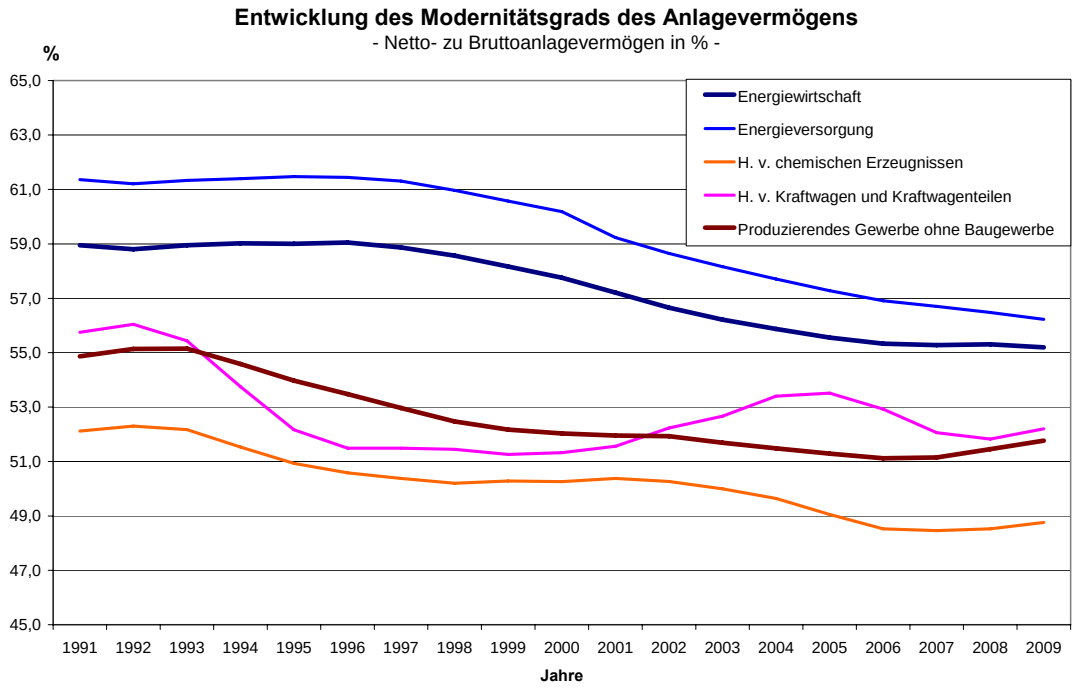
Abbildung 2.10:



Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

Von Interesse ist auch die Entwicklung des Modernitätsgrads des Anlagevermögens; er wird durch das Verhältnis von Netto- zum Bruttoanlagevermögen ausgedrückt. Das Nettoanlagevermögen entspricht dabei dem Bruttoanlagevermögen abzüglich der bis zu dem jeweiligen Jahr erfolgten Abschreibungen. Abbildung 2.11 zeigt die Entwicklung dieser Größe von 1991 bis 2008 für die ausgewählten Wirtschaftsbereiche. Tendenziell nimmt die Modernität der Anlagen seit 1991 ab. Das dürfte vor allem auf die insgesamt geringe Investitionsdynamik im deutschen Produzierenden Gewerbe zurückzuführen sein. Lediglich die Automobilindustrie zeigte zwischenzeitlich im betrachteten Zeitraum eine Umkehr des längerfristigen Trends. Auffallend ist auch, dass das Anlagevermögen in der Energiewirtschaft wesentlich moderner ist als in den Industriebranchen. Allerdings ist auch in der Energiewirtschaft der Modernitätsgrad im Zeitablauf deutlich gesunken. In der Energieversorgung, die über den modernsten Anlagenpark verfügt, hat der Anteil moderner Anlagen von rund 61% im Jahr 1991 auf etwa 56% im Jahr 2008 abgenommen. Im gesamten Produzierenden Gewerbe ohne Baugewerbe ging der Modernitätsgrad des Anlagevermögens im betrachteten Zeitraum von 55% auf rund 52% zurück. Allerdings zeigt sich am aktuellen Rand für die Industriebranchen eine Erhöhung des Modernitätsgrads.

Abbildung 2-11:



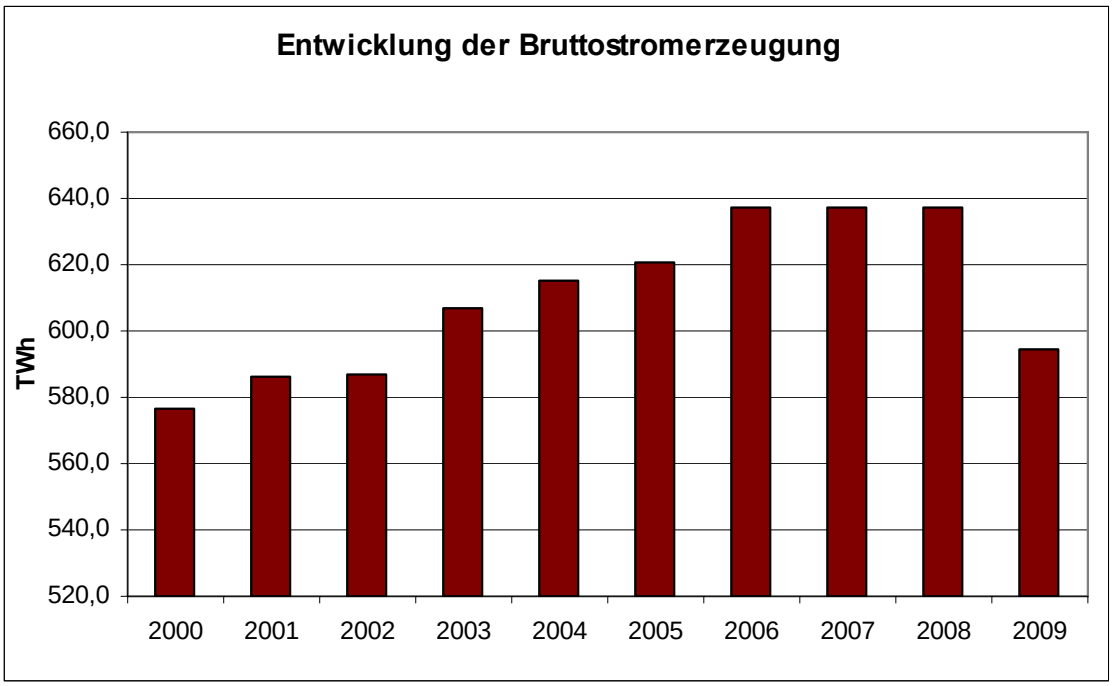
Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

2.3 Elektrizitäts- und Gaswirtschaft

2.3.1 Elektrizitätswirtschaft

Die weitaus größte Position innerhalb der Energieversorgung stellt die Elektrizitätswirtschaft dar. Die Bruttostromerzeugung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft erreichte im Jahr 2009 ein Volumen von 594,3 TWh; infolge der durch die Finanzmarktkrise ausgelösten Rezession lag somit die Erzeugung um 6,7% unter dem Wert des Vorjahres. Damit stellt die deutsche Elektrizitätswirtschaft die größte ihrer Art in Europa dar (vgl. Abb. 2.12). Die Anzahl der Unternehmen, die sich in den früheren Jahren nur wenig verändert hat, steigt seit 2004 kräftig an. Im Jahr 2008 gab es 1.122 Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft mit rund 195.200 Beschäftigten; die Beschäftigtenzahl zeigt seit einigen Jahren eine sinkende Tendenz. Da überwiegend kleine Unternehmen in den Markt eingetreten sind, ist die durchschnittliche Mitarbeiterzahl im Zeitraum von 2000 bis 2008 von 237 auf 174 Beschäftigte gesunken.

Abbildung 2-12:



Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

Stark zugenommen hat in den vergangenen Jahren die Kraftwerksleistung, die sich im Jahr 2008 auf rund 147 GW belief. Das ist überwiegend auf den von staatlicher Seite massiv geförderten Zubau von Stromerzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien, insbesondere von Wind- und Photovoltaikanlagen, zurückzuführen. Die Engpassleistung der mit Kohle, Gas und Heizöl befeuerten Anlagen sowie der Kernkraftwerke ist von 2000 bis 2008 sogar verringert worden.

Die durchschnittliche Ausnutzungsdauer der Kraftwerke ist trotz der strukturellen Veränderungen im Anlagenpark von 2000 bis 2007 nahezu gleich geblieben. Erst 2008 ging sie angesichts des starken Zubaus von Kapazitäten mit geringer jährlicher Ausnutzungsdauer spürbar zurück. Verbunden damit ist ein Absinken der Kapitalproduktivität des Anlagenbestands, ein Trend, der sich in den kommenden Jahren fortsetzen dürfte. Die Bruttoanlageinvestitionen, die bis 2003 stark reduziert wurden, zeigen in den letzten Jahren, auch wegen des Zubaus erneuerbarer Energien, eine wieder steigende Tendenz (vgl. Tabelle 2.4). Die weitere Entwicklung der Investitionen ist für den Wirtschaftszweig vor allem deswegen von besonderer Bedeutung, weil vorwiegend über Investitionen die Innovationen realisiert werden, die eine Modernisierung und Anpassung der Erzeugungsanlagen und des Netzes an zukünftige Erfordernisse ermöglichen.

Tabelle 2.4:

Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft

	Anzahl Unternehmen	Anzahl Beschäftigte	Kraftwerksleistung GW	Bruttostromerzeugung TWh	Investitionen Mill.€
2000	925	219.637	124,7	576,5	6243
2001	919	205.863	127,1	586,4	6094
2002	927	207.467	125,9	586,7	4952
2003	931	198.604	127,3	606,7	4685
2004	960	209.716	131,7	615,3	5696
2005	979	207.700	132,5	620,6	5058
2006	994	207.522	134,3	636,8	5502
2007	1055	204.061	137,5	637,6	6964
2008	1122	195.207	147,0	637,6	8326
2009				594,3	

Quelle: AG Energiebilanzen; BMWi; Statistisches Bundesamt.

Neben diesen Daten zur Beschreibung der Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft werden nun auch hier die wesentlichen ökonomischen Zahlen für das Jahr 2008 zusammengestellt und mit den Daten aus der Chemie und der Automobilindustrie verglichen (vgl. Tab. 2.5). In diesem Jahr beschäftigte die Elektrizitätswirtschaft 195.200 Personen und wies einen Bruttoproduktionswert (ohne Handelsware) von rund 103 Mrd. € auf. Ihre Arbeitsproduktivität – Bruttowertschöpfung pro Erwerbstätigen – lag deutlich über den entsprechenden Werten der beiden Industriebranchen und für alle Wirtschaftsbereiche.

Die Wertschöpfungsquote der Stromwirtschaft ist wie in der gesamten Energieversorgung höher als in den zum Vergleich herangezogenen Industriebranchen. Auch ist der Wert für die Elektrizitätswirtschaft nur wenig kleiner als für alle Wirtschaftsbereiche, der wegen des großen Einflusses der Bereiche Handel und Dienstleistungen ziemlich hoch ausfällt. Die Elektrizitätswirtschaft zählt zu den großen Investoren in der Wirtschaft; im Jahr 2008 beliefen sich ihre Ausgaben für neue Anlagen und Bauten auf 8,3 Mrd. €. Damit lagen ihre Investitionen leicht über denen der Chemie, aber deutlich niedriger als in der Automobilindustrie. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei den Ausrüstungsinvestitionen.

Tabelle 2.5:

Strukturdaten der Elektrizitätswirtschaft, der Chemie und der Automobilindustrie 2008

	Elektrizitätswirtschaft	Chemische Industrie	Automobilindustrie	alle Wirtschaftsbereiche
Beschäftigte, Anzahl in 1000	195	463	829	40.276
Anteil in %	0,5	1,1	2,1	100,0
Produktionswert, Mrd. €	103,2	160,4	301,6	4615,5
Anteil in %	2,2	3,5	6,5	100,0
Bruttowertschöpfung, Mrd. €	46,8	53,3	66,0	2224,8
Anteil in %	2,1	2,4	3,0	100,0
Arbeitsproduktivität in 1000 €/Pers.	240	115	80	55
Wertschöpfungsquote	45,3	33,2	21,9	48,2
Anlageinvestitionen, Mrd.€	8,3	8,0	14,8	487,0
Investitionsquote, % (Investitionen/Produktionswert)	8,1	5,0	4,9	10,6
- Ausrüstungsinvestitionen, Mrd.€	7,3	7,0	13,6	245,5
- Bauinvestitionen, Sonstiges, Mrd.€	1,0	1,0	1,1	241,5

Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

2.3.2 Gaswirtschaft

Die deutsche Gaswirtschaft nimmt in Europa wegen der Größe des Marktes und der zentralen Lage eine führende Stellung ein. Das gesamte Erdgasaufkommen in Deutschland erreichte 3.634 PJ im Jahr 2008; davon wurden rund 86% überwiegend aus Russland und Norwegen importiert, 14% stammten aus inländischer Förderung und aus Bestandsentnahmen; 1991 erreichte der Beitrag der Inlandsförderung noch rund 23%. Da knapp 16% des Erdgases exportiert wurden, standen für den Verbrauch im Inland 3.058 PJ zur Verfügung (vgl. Tab. 2.6).

Tabelle 2.6:

Entwicklung der Gaswirtschaft

	Anzahl Unternehmen	Anzahl Beschäftigte	Gasaufkommen PJ	Gasexporte PJ	Investitionen Mill.€
2000	255	23.357	3.313,3	306,3	1185
2001	264	24.518	3.368,4	220,3	1013
2002	267	24.845	3.406,7	242,9	959
2003	259	25.065	3.629,8	448,4	972
2004	266	22.954	3.784,4	502,7	994
2005	267	22.838	3.940,8	712,0	878
2006	257	21.511	3.863,2	545,3	916
2007	269	21.314	3.651,6	535,0	1151
2008	247	16.551	3.634,0	575,6	1122

Quelle: AG Energiebilanzen; Statistisches Bundesamt.

Die Anzahl der Unternehmen, die sich schwerpunktmäßig mit Gas befassen, hat sich seit dem Jahr 2000 wenig verändert und lag zuletzt bei 247; die Beschäftigtenzahl in der Gaswirtschaft geht dagegen seit 2005 tendenziell zurück, 2008 belief sie sich auf 16.550 Personen. Infolgedessen ist auch die Anzahl der Beschäftigten je Unternehmen seit 2000 von etwa 91 auf 67 Personen zurückgegangen. Die Investitionen der Gaswirtschaft, die bis 2005 gesunken sind, haben in den vergangenen Jahren wieder deutlich angezogen (vgl. Tab. 2.6).

In der folgenden Tabelle 2.7 sind auch für die Gaswirtschaft die wesentlichen Strukturdaten denen für die Chemische Industrie und die Automobilindustrie im Jahr 2008 gegenübergestellt. Die Gaswirtschaft ist hinsichtlich der Anzahl der Beschäftigten, des Produktionswerts und der Bruttowertschöpfung wesentlich kleiner als die beiden Industriebranchen. Sie übertrifft die Branchen und den Durchschnitt aller Wirtschaftsbereiche aber deutlich bei der Arbeitsproduktivität. Die Wertschöpfungsquote der Gaswirtschaft ist kleiner als in der Chemie, aber deutlich höher als in der Automobilindustrie. Dass der Anteil der Wertschöpfung an der Produktion in der Gaswirtschaft relativ klein ausfällt, ist vor allem darauf zurückzuführen, dass sie in beträchtlichem Umfang auf Importe von Erdgas angewiesen ist. Die Investitionen der Gaswirtschaft sind verglichen mit den beiden Industriebranchen absolut gesehen niedrig. Bei der Investitionsquote (Investitionen/Produktion) übertrifft die Gaswirtschaft das Niveau der beiden Industriebranchen.

Tabelle 2.7:

Strukturdaten der Gaswirtschaft, der Chemie und der Automobilindustrie 2008

	Gaswirtschaft	Chemische Industrie	Automobilindustrie	alle Wirtschaftsbereiche
Beschäftigte, Anzahl in 1000	17	463	829	40.276
Anteil in %	0,0	1,1	2,1	100,0
Produktionswert, Mrd. €	17,1	160,4	301,6	4615,5
Anteil in %	0,4	3,5	6,5	100,0
Bruttowertschöpfung, Mrd. €	5,3	53,3	66,0	2224,8
Anteil in %	0,2	2,4	3,0	100,0
Arbeitsproduktivität in 1000 €/Pers.	318	115	80	55
Wertschöpfungsquote	30,9	33,2	21,9	48,2
Anlageinvestitionen, Mrd.€	1,1	8,0	14,8	487,0
Investitionsquote, % (Investitionen/Produktionswert)	6,6	5,0	4,9	10,6
- Ausrüstungsinvestitionen, Mrd.€	1,0	7,0	13,6	245,5
- Bauinvestitionen, Sonstiges, Mrd.€	0,1	1,0	1,1	241,5

Quelle: Statistisches Bundesamt, ifo Institut.

2.4 Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Investitionen in der Energieversorgung

Die nachfolgende Analyse zeigt die wirtschaftlichen Effekte der Investitionstätigkeit der Energieversorgung auf. Ein besonderes Augenmerk bilden dabei die Arbeitsmarktwirkungen. Um die Effekte der Investitionstätigkeit auf die Gesamtwirtschaft abzubilden ist insbesondere darauf zu achten, dass nicht nur diejenigen Unternehmen (zum Beispiel des Baugewerbes oder der Elektrotechnik), die als direkte Zulieferer der Elektrizitätsbranche auftreten, von der Investitionsnachfrage profitieren. Vielmehr sind auch indirekte Nachfrageeffekte durch die Vorleistungsproduzenten (zum Beispiel die Industrie der Steine und Erden oder die Metallindustrie) zu berücksichtigen, welche wiederum weitere Nachfrageeffekte bei deren vorgelagerten Industriebranchen induzieren.

Die Analyse wird zunächst unter der Annahme durchgeführt, dass die Kapazitäten nicht voll ausgelastet sind, es also keine Knappheit an Produktionsfaktoren gibt. Danach werden Auswirkungen einer stärkeren Knappheit diskutiert. Sind Produktionsfaktoren knapp, so setzt eine zusätzliche Beschäftigung dieser Faktoren in einem Wirtschaftsbereich einen entsprechenden Rückgang der Beschäftigung in einem anderen Wirtschaftsbereich voraus. Die beiden Analyseansätze stellen sozusagen die Ober- und Untergrenze investitionsinduzierter Effekte dar. In der Realität ist allerdings davon auszugehen, dass die meisten Produktionsfaktoren, z.B. qualifizierte Arbeitskräfte, knapp sind.

Eine umfassende Analyse einer Investition der Energieversorgung erfordert darüber hinaus auch einen Vergleich mit den Effekten alternativer Investitionen. Aus Sicht konjunkturpolitischer Wirtschaftsstimulation entspricht dies dem Vergleich unterschiedlicher Möglichkeiten zur Wirtschaftsförderung. Zu diesem Zweck werden die Ergebnisse einer Investition der Energieversorgung den Effekten einer Verteilung der investierten Mittel entsprechend ihrer heutigen Anteile im Investmentportfolio der Volkswirtschaft gegenübergestellt.

Als methodische Grundlage zur Bestimmung dieser Effekte hat sich die Input-Output Analyse etabliert, welche neben der Quantifizierung der direkten und indirekten Effekte auch deren Aufteilung auf die unterschiedlichen Wirtschaftssektoren erlaubt. Darüber hinaus erzeugt die durch die Investitionstätigkeit erzeugte Nachfrage zusätzliche Einkommen, welche ihrerseits zu zusätzlicher Konsumnachfrage und den entsprechend positiven Effekten auf die wirtschaftliche Aktivität und Beschäftigung führen.

2.4.1 Modelltheoretische Grundlagen und Methodik

Als modelltheoretische Grundlage wird das offene statische Leontief-Modell zur Analyse der bundesdeutschen Input-Output Matrizen des Jahres 2006 genutzt. Dabei wird die Produktion der unterschiedlichen Wirtschaftsbereiche durch das folgende lineare Gleichungssystem beschrieben:[16]

$$x = (E - A)^{-1} y \tag{1}$$

Dabei bezeichnet *x* den Vektor der Bruttoproduktionen, *y* den Vektor der Endnachfrage (in unserem Fall also die Nachfrage nach Investitionsgütern), *E* die Einheitsmatrix und *A* die Matrix der Inputkoeffizienten. Durch diesen Ansatz werden auch die Produktionsverflechtungen abgebildet die zur Bereitstellung aller Vorleistungen (direkte Vorleistungen) sowie den Vorleistungen zur Vorleistungserstellung und allen weiteren Vorleistungsrundeneffekten (indirekte Vorleistungen) notwendig sind. Dieser Multiplikatoreffekt wird in seiner Gesamtheit durch die Inverse der Inputmatrix $(I - A)^{-1}$ bestimmt.

Durch die zusätzliche Produktion, die durch die Investitionstätigkeit induziert wird, steigt die Nachfrage nach primären Produktionsfaktoren (insbesondere Arbeit und Kapital), die entsprechend entlohnt werden müssen. Aus den zusätzlich entstehenden Einkommen resultiert eine Steigerung der Konsumnachfrage, die in der Folgewirkung entsprechende Produktions- und Einkommenseffekte erzeugt. Analog zu dem produktionsseitigen Multiplikatoreffekt durch die benötigten Vorleistungen ergibt sich nachfrageseitig ein Einkommensmultiplikator durch die zusätzliche Konsumnachfrage. Das gesamte System wird dabei durch folgende Gleichung bestimmt:

$$x^* = (E - A)^{-1}\left(E - \left(w_1 w_2 A_P (E - A)^{-1}\right)\right)^{-1} y \tag{2}$$

Darin bezeichnet *x** den Vektor der Bruttoproduktion unter Berücksichtigung der Einkommenseffekte und die Matrix A_p gibt den Einsatz primärer Produktionsfaktoren für jede Einheit der Produktion an. Der Vektor w_2 enthält die Anteile der Primären Produktionsfaktoren, die wiederum für die private Endnachfrage verausgabt werden und w_1 bestimmt den Vektor der Verwendung der ermittelten privaten Verbrauchsausgaben auf die unterschiedlichen Wirtschaftsbereiche.

---

[16] Eine ausführlichere Beschreibung der Methodik findet sich im Appendix zu diesem Kapitel. Die methodischen Grundlagen sind aus dem folgenden Artikel entnommen: Jörg Peter Weiß, Produktions- und Beschäftigungseffekte des Baus von Kraftwerken, in: Hauff (Hrsg.), Energie-Wachstums-Arbeitsplätze, Reihe: Argumente in der Energiediskussion, Neckar Verlag 4/5, Villingen, 1978, S. 588ff.

2.4.2 Grenzen des gewählten methodischen Ansatzes

Bei der Interpretation der Ergebnisse sind die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

- Grundsätzlich dürften die benötigten Investitionsgüter und Vorprodukte nicht aus Lagerbeständen entnommen werden, damit die beschriebenen Faktornachfragen entstehen. Da in einer Phase des wirtschaftlichen Abschwungs typischerweise Lagerbestände aufgebaut werden, ist davon auszugehen, dass die hier ausgewiesenen Wirkungen die realisierbaren konjunkturpolitischen Effekte übersteigen.

- Als Koeffizienten für die Berechnung werden lineare Zusammenhänge unterstellt, wodurch die durchschnittlichen Effekte den marginalen Effekten entsprechen. Daraus folgt, dass die im Rahmen der gesamtwirtschaftlichen Produktion bestimmte Produktionsstruktur auch für Änderungen in den produzierten Mengen gültig ist.

- Die aus den Input-Output Tabellen bestimmten Koeffizienten stellen Durchschnittswerte der Wirtschaftsbereiche für ein hypothetisches Durchschnittsgut des Wirtschaftsbereiches dar. Dieses Durchschnittsgut steht repräsentativ für den Produkt-Mix des jeweiligen Wirtschaftsbereiches.

Aus Sicht einer konjunkturellen Betrachtung der ökonomischen Auswirkungen der Investitionen ist zudem eine Einordnung der Investitionstätigkeit der Wirtschaftsbereiche in den Konjunkturzyklus sinnvoll. Tabelle 1 im Anhang dieses Kapitels zeigt die Korrelation der Änderungen der Investitionstätigkeiten mit der Änderung des Bruttoinlandsprodukts in den Jahren von 1992 bis 2008.

Es ist davon auszugehen, dass Investitionen eine stärkere Wirkung entfalten und zur Konjunkturstabilisierung beitragen, wenn sie antizyklisch zum Konjunkturverlauf erfolgen. Das heißt also, dass eine negative Korrelation aus konjunkturpolitischer Sicht als wünschenswert zu erachten ist. Änderungen der Investitionstätigkeit, die stark positiv mit der Konjunktur verbunden sind, führen in Boomphasen zu verstärktem Konkurrenzkampf um die knappen Produktionsressourcen, wodurch ein Crowding-Out der Produktionstätigkeit anderer Wirtschaftbereiche erfolgen kann. Entsprechend führt die zusätzliche Verringerung der Investitionen in den Tiefpunkten des Konjunkturzyklus zur Freisetzung weiterer Produktionsfaktoren und somit zur Verschärfung der Rezession.

Neben ihrer wünschenswerten antizyklischen Ausrichtung in Hinblick auf die Konjunktur ist das absolute Volumen der Investitionen für die Stabilisierung und Sicherung von Arbeitsplätzen von großer Bedeutung. Vor diesem Hintergrund fallen insbesondere zwei Wirtschaftsbereiche positiv auf, die sowohl was die Höhe der Investitionen betrifft, zu den 10 größten Investoren zählen, als auch ein antizyklisches Investitionsverhalten zeigen. Das sind einerseits der Bereich der Hilfs- und Nebentätigkeiten für den Verkehr und die Verkehrsvermittlung und andererseits der Bereich der Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen. Eine untergeordnete Rolle spielen dabei auch noch der Bereich des Papier-, Verlags- und Druckgewerbes, das Versicherungsgewerbe und die Luftfahrt. Für die meisten Wirtschaftsbereiche ist jedoch typisch, dass sie ihre Investitionen prozyklisch durchführen.

2.4.3 Ergebnisse

Die folgenden Abschnitte zeigen die Resultate der gesamtwirtschaftlichen Analyse der Investitionstätigkeit der Energieversorgung. Dabei werden zuerst die Ergebnisse unter der Voraussetzung der freien Verfügbarkeit der primären Produktionsfaktoren zu gegebenen Preisen dargestellt. Dies impliziert, dass alle diese Ressourcen in beliebiger Menge verfügbar sind und zu gegebenen Marktpreisen bei Bedarf abgerufen werden können. Produktionskapazitäten, insbesondere zur Produktion von Vorprodukten, werden als deutlich unterausgelastet angenommen, so dass sich durch die zusätzliche Nachfrage auch dort keine Engpässe ergeben können. Diese Betrachtung ist entsprechend vor allem in einer Rezession oder noch eher in einer Phase der wirtschaftlichen Depression gültig.

Unter den beschriebenen besonderen Gegebenheiten führen die Investitionen grundsätzlich zu den größten Effekten. In der Realität treffen die Investitionen aber nur in seltenen Fällen auf stark unterausgelastete Produktionsfaktoren. Daher werden hier die Ergebnisse unter der Annahme knapper Produktionsfaktoren analysiert. Dazu wird zuerst angenommen, dass die am höchsten qualifizierten Arbeitnehmer, welche in dieser Analyse als Angestellte in leitenden Positionen bezeichnet werden, als knapper Produktionsfaktor anzusehen sind. Dies ist plausibel, da davon auszugehen ist, dass die Produktionsfaktoren mit der höchsten Qualifikation und der höchsten Produktivität am wenigsten verfügbar sind und als erstes knapp werden. In einem weiteren Schritt wird angenommen, dass alle primären Produktionsfaktoren als knapp anzusehen sind.

2.4.3.1 Produktionseffekte der Investitionstätigkeit der Energieversorgung

In einem ersten Schritt werden die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen einer Investition der Energieversorgung ermittelt. Dieses Ergebnis wird dann mit den Effekten einer gleich hohen Investition, verteilt auf alle Wirtschaftsbereiche, verglichen. Für die Darstellung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Investitionen der Energieversorgung wird zuerst die Menge an Endprodukten der einzelnen Wirtschaftsbereiche bestimmt, die notwendig ist, um eine Milliarde Euro an typischen Investitionen der Energieversorgung bzw. der Gesamtwirtschaft zu ermöglichen, wobei auch die Multiplikatoreffekte durch die entstehenden privaten Einkommen berücksichtigt werden. Aus der Zusammenführung der beiden Ergebnisse können die Unterschiede der Wirkungen von Investitionen der Energiewirtschaft im Vergleich zu typischen Investitionen in der Gesamtwirtschaft bestimmt werden. Im anschließenden Abschnitt werden die Bruttonachfragen nach primären Produktionsfaktoren sowie die Differenzen der beiden Ergebnisse ausgewiesen. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf den Beschäftigungseffekten, die für fünf Qualifikationsstufen getrennt ausgewiesen werden. Für diese Betrachtung wird grundsätzlich angenommen, dass alle primären Produktionsfaktoren in ausreichender Menge vorhanden sind und zu gegebenen Preisen abgerufen werden können.

In Tabelle 2.8 sind die Effekte der Investition von einer Milliarde Euro in der Energiewirtschaft auf die Produktion in den einzelnen Wirtschaftsbereichen in Millionen Euro dargestellt. Dabei kann nachvollzogen werden, wie sich der Gesamteffekt auf die direkte Nachfrageerhöhung durch die Investition, die dafür notwendigen direkten Vorleistungen und die für diese notwendigen indirekten Vorleistungen, sowie auf eine Erhöhung der Konsumnachfrage durch den Einkommenseffekt aufteilt. Die Spalte mit dem Titel Investitionen zeigt, auf welche Wirtschaftsbereiche sich die Investitionsnachfrage der Energieversorgung aufteilt und in welcher Höhe aus diesen Bereichen Leistungen für die Gesamtinvestition von einer Milliarde Euro nachgefragt werden.

Tabelle 2.9 zeigt die Effekte einer Investition von einer Milliarde Euro gemäß dem durchschnittlichen Investitionsportfolio in der Gesamtwirtschaft auf die Produktion in den einzelnen Wirtschaftsbereichen in Millionen Euro. Im Vergleich zu diesen Ergebnissen kann die gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Investitionen der Energieversorgung beurteilt werden. Wie die Differenz der beiden Investitionsansätze in Tabelle 2.10 zeigt, haben die Investitionsausgaben der Energieversorgung einen um 44 Mill. Euro höheren Produktionseffekt; das entspricht 1,5% der gesamten Produktionswirkungen durch die Investitionen der Energieversorgung.

Tabelle 2.8:

Durchschnittliche Brutto-Produktionseffekte von Investitionen der Energieversorgung

- in Mill. Euro -

Effekt in Millionen Euro einer Investition von 1 Milliarde Euro	Investition	Vorleistungen		Konsumnachfrage	Gesamteffekt
		Direkt	Indirekt		
Energieversorgung	0,00	6,06	10,14	30,77	**46,97**
Kohle und Torf	0,00	0,01	0,80	1,60	**2,40**
Erdöl, Erdgas, DL für Erdöl-, Erdgasgewinnung	0,00	0,07	0,27	1,12	**1,46**
Nahrungs- und Futtermittel; Getränke	0,00	0,03	0,24	66,14	**66,41**
Tabakerzeugnisse	0,00	0,00	0,00	1,83	**1,83**
Textilien	5,80	1,45	0,46	2,52	**10,24**
Bekleidung	0,00	0,01	0,01	5,05	**5,06**
Leder und Lederwaren	0,00	0,14	0,03	0,94	**1,11**
Holz; Holz-, Kork-, Flechtwaren (ohne Möbel)	0,00	8,87	4,26	2,40	**15,53**
Papiergewerbe	0,00	2,57	2,95	5,05	**10,57**
Verlags-, Druckgewerbe, Vervielfältigung	0,00	2,04	4,33	17,96	**24,33**
Kokerei,Mineralölverarbeitung,H.v.Brutstoffen	0,00	4,01	5,52	17,85	**27,38**
H. v. chemischen Erzeugnissen	0,00	6,77	12,97	13,19	**32,93**
H. v. Gummi- und Kunststoffwaren	0,00	15,26	5,45	5,07	**25,79**
Glasgewerbe,H.v.Keramik,Verarb.v.Steinen u.Erden	0,00	25,15	6,30	3,15	**34,60**
Metallerzeugung und –bearbeitung	12,40	26,95	34,63	3,76	**77,74**
H. v. Metallerzeugnissen	78,10	41,38	16,49	7,84	**143,82**
Maschinenbau	29,80	11,08	6,02	6,60	**53,49**
Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräte und -einrichtungen	17,50	2,49	0,81	1,07	**21,87**
Geräte der Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.Ä.	420,80	111,39	36,35	4,32	**572,85**
Nachrtechn., Rundf.- und Fernsehgeräte, elektron. Bauelemente	0,00	3,23	1,61	2,06	**6,91**
Medizin-, mess-, regelungstechn., optische Erzeugnisse; Uhren	47,20	2,63	0,59	2,72	**53,14**
Kraftwagen und Kraftwagenteile	5,80	2,30	2,11	33,28	**43,49**
Sonstige Fahrzeuge (Wasser-, Schienen-, Luftfahrzeuge u.a.)	0,00	0,03	0,56	1,86	**2,45**
Möbel, Schmuck, Musikinstrumente, Sportgeräte, Spielwaren u.Ä.	17,50	0,16	0,07	8,31	**26,04**
Sekundärrohstoffe	0,00	0,15	1,74	0,85	**2,73**
Wasserversorgung	0,00	0,87	0,94	4,51	**6,32**
Baugewerbe	318,90	12,00	5,78	9,00	**345,68**
Handelsleist. mit Kfz; Rep. an Kfz; Tankleistungen	0,00	1,93	2,37	27,22	**31,52**
Handelsvermittlungs- und Großhandelsleistungen	0,00	35,73	17,63	39,97	**93,32**
Einzelhandelsleistungen; Reparatur an Gebrauchsgütern	0,00	4,10	1,49	89,49	**95,08**
Beherbergungs- und Gaststätten-DL	0,00	0,02	0,23	41,77	**42,01**
Landverkehr;Transport i.Rohrfernleitungen	0,00	2,31	8,27	21,26	**31,83**
Schifffahrtsleistungen	0,00	0,02	0,31	0,72	**1,05**
Luftfahrtleistungen	0,00	2,30	1,91	8,17	**12,38**
DL bezüglich Hilfs- und Nebentätigkeiten für den Verkehr	0,00	2,20	13,33	21,69	**37,23**
Nachrichtenübermittlungs-DL	0,00	5,33	6,74	37,88	**49,95**
DL der Kreditinstitute	0,00	10,86	12,42	42,75	**66,04**
DL der Versicherungen (ohne Sozialversicherung)	0,00	1,48	3,48	40,62	**45,58**
DL des Grundstücks- und Wohnungswesens	11,20	32,39	18,33	32,50	**94,41**
DL der Vermietung beweglicher Sachen (ohne Personal)	0,00	12,19	9,17	179,90	**201,26**
DL der Datenverarbeitung und von Datenbanken	11,70	4,43	4,15	7,50	**27,78**
Forschungs- und Entwicklungsleistungen	0,00	0,46	0,46	0,90	**1,82**
Unternehmensbezogene DL	19,90	60,26	58,98	72,85	**211,99**
Öff. Verw., Verteidigung, Sozialversicherung	3,40	3,55	3,08	6,92	**16,95**
Erziehungs- und Unterrichts-DL	0,00	1,36	1,54	11,52	**14,42**
DL des Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesens	0,00	0,04	0,08	37,76	**37,87**
Abwasser-, Abfallbeseitigungs- u. sonst. Entsorgungsleistungen	0,00	1,40	2,24	13,82	**17,46**
DL von Interessenvertretungen, Kirchen u.Ä.	0,00	1,36	1,31	4,07	**6,74**
Kultur-, Sport- und Unterhaltungs-DL	0,00	0,55	4,42	24,26	**29,23**
Sonstige DL	0,00	1,55	3,13	21,83	**26,52**
Summe	**1000,00**	**472,93**	**336,48**	**1046,20**	**2855,60**

Quelle: Statistisches Bundesamt; ifo Institut.

Tabelle 2.9:

Durchschnittliche Brutto-Produktionseffekte von Investitionen der Gesamtwirtschaft

- in Mill. Euro -

Effekt in Millionen Euro einer Investition von 1 Milliarde Euro	Investition	Vorleistungen		Konsumnachfrage	Gesamteffekt
		Direkt	Indirekt		
Energieversorgung	0,00	3,81	9,32	30,74	**43,86**
Kohle und Torf	0,44	0,04	0,68	1,60	**2,76**
Erdöl, Erdgas, DL für Erdöl-, Erdgasgewinnung	0,00	0,04	0,26	1,12	**1,42**
Nahrungs- und Futtermittel; Getränke	0,00	0,05	0,27	66,07	**66,40**
Tabakerzeugnisse	0,00	0,00	0,00	1,83	**1,83**
Textilien	0,37	0,66	0,34	2,52	**3,90**
Bekleidung	0,02	0,01	0,01	5,04	**5,07**
Leder und Lederwaren	0,00	0,12	0,03	0,94	**1,09**
Holz; Holz-, Kork-, Flechtwaren (ohne Möbel)	8,92	14,86	6,49	2,39	**32,66**
Papiergewerbe	0,00	1,94	2,57	5,05	**9,56**
Verlags-, Druckgewerbe, Vervielfältigung	4,52	2,82	4,14	17,94	**29,43**
Kokerei,Mineralölverarbeitung,H.v.Brutstoffen	0,00	5,40	5,88	17,84	**29,12**
H. v. chemischen Erzeugnissen	0,00	7,38	14,28	13,18	**34,84**
H. v. Gummi- und Kunststoffwaren	1,34	21,31	6,79	5,07	**34,51**
Glasgewerbe,H.v.Keramik,Verarb.v.Steinen u.Erden	0,81	36,35	7,88	3,15	**48,18**
Metallerzeugung und –bearbeitung	1,49	11,83	20,97	3,76	**38,04**
H. v. Metallerzeugnissen	31,16	39,15	15,21	7,84	**93,36**
Maschinenbau	115,76	21,63	7,44	6,59	**151,42**
Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräte und -einrichtungen	3,67	1,02	0,58	1,07	**6,34**
Geräte der Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.Ä.	24,52	32,00	14,17	4,31	**75,00**
Nachrtechn., Rundf.- und Fernsehgeräte, elektron. Bauelemente	16,84	2,08	0,90	2,06	**21,89**
Medizin-, mess-, regelungstechn., optische Erzeugnisse; Uhren	30,55	1,49	0,39	2,71	**35,14**
Kraftwagen und Kraftwagenteile	58,55	18,92	9,48	33,25	**120,20**
Sonstige Fahrzeuge (Wasser-, Schienen-, Luftfahrzeuge u.a.)	11,57	0,91	0,65	1,85	**14,99**
Möbel, Schmuck, Musikinstrumente, Sportgeräte, Spielwaren u.Ä.	13,00	0,57	0,25	8,30	**22,12**
Sekundärrohstoffe	0,00	0,03	1,34	0,85	**2,22**
Wasserversorgung	0,00	0,82	0,90	4,50	**6,22**
Baugewerbe	492,88	17,40	6,39	8,99	**525,66**
Handelsleist. Mit Kfz; Rep. an Kfz; Tankleistungen	23,19	3,64	3,02	27,20	**57,04**
Handelsvermittlungs- und Großhandelsleistungen	33,36	35,03	15,97	39,93	**124,29**
Einzelhandelsleistungen; Reparatur an Gebrauchsgütern	4,91	4,47	1,38	89,40	**100,16**
Beherbergungs- und Gaststätten-DL	0,00	0,05	0,23	41,73	**42,01**
Landverkehr;Transport i.Rohrfernleitungen	0,00	4,06	9,06	21,24	**34,36**
Schifffahrtsleistungen	0,00	0,11	0,30	0,72	**1,12**
Luftfahrtleistungen	0,00	2,42	1,91	8,16	**12,49**
DL bezüglich Hilfs- und Nebentätigkeiten für den Verkehr	0,00	6,89	15,05	21,67	**43,61**
Nachrichtenübermittlungs-DL	0,00	4,64	6,26	37,85	**48,75**
DL der Kreditinstitute	0,00	13,66	13,44	42,71	**69,80**
DL der Versicherungen (ohne Sozialversicherung)	0,00	2,11	4,08	40,58	**46,78**
DL des Grundstücks- und Wohnungswesens	13,08	43,93	17,97	32,46	**107,44**
DL der Vermietung beweglicher Sachen (ohne Personal)	0,00	16,00	10,05	179,72	**205,77**
DL der Datenverarbeitung und von Datenbanken	60,79	10,22	4,83	7,49	**83,33**
Forschungs- und Entwicklungsleistungen	0,00	0,29	0,42	0,90	**1,62**
Unternehmensbezogene DL	34,66	51,61	52,99	72,78	**212,04**
Öff. Verw., Verteidigung, Sozialversicherung	3,85	3,71	2,86	6,91	**17,32**
Erziehungs- und Unterrichts-DL	0,00	1,82	1,55	11,51	**14,88**
DL des Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesens	0,00	0,08	0,09	37,72	**37,89**
Abwasser-, Abfallbeseitigungs- u. sonst. Entsorgungsleistungen	0,00	2,05	2,30	13,81	**18,16**
DL von Interessenvertretungen, Kirchen u.Ä.	0,00	1,81	1,33	4,06	**7,20**
Kultur-, Sport- und Unterhaltungs-DL	9,74	2,99	4,59	24,23	**41,55**
Sonstige DL	0,00	1,76	3,05	21,81	**26,62**
Summe	**1000,00**	**455,94**	**310,38**	**1045,15**	**2811,48**

Quelle: Statistisches Bundesamt; ifo Institut.

Tabelle 2.10:

Netto-Produktionseffekte der Investitionen in der Energieversorgung vs. Gesamtwirtschaft

- in Mill. Euro -

Effekt in Millionen Euro einer Investition von 1 Milliarde Euro	Investition	Vorleistungen		Konsumnachfrage	Gesamteffekt
		Direkt	Indirekt		
Energieversorgung	0,00	2,25	0,83	0,03	**3,11**
Kohle und Torf	-0,44	-0,04	0,11	0,00	**-0,36**
Erdöl, Erdgas, DL für Erdöl-, Erdgasgewinnung	0,00	0,03	0,01	0,00	**0,03**
Nahrungs- und Futtermittel; Getränke	0,00	-0,02	-0,03	0,07	**0,01**
Tabakerzeugnisse	0,00	0,00	-0,00	0,00	**0,00**
Textilien	5,43	0,79	0,12	0,00	**6,34**
Bekleidung	-0,02	-0,00	-0,00	0,01	**-0,02**
Leder und Lederwaren	0,00	0,02	-0,00	0,00	**0,02**
Holz; Holz-, Kork-, Flechtwaren (ohne Möbel)	-8,92	-5,98	-2,23	0,00	**-17,14**
Papiergewerbe	0,00	0,63	0,38	0,01	**1,01**
Verlags-, Druckgewerbe, Vervielfältigung	-4,52	-0,78	0,18	0,02	**-5,10**
Kokerei,Mineralölverarbeitung,H.v.Brutstoffen	0,00	-1,39	-0,36	0,02	**-1,74**
H. v. chemischen Erzeugnissen	0,00	-0,62	-1,30	0,01	**-1,91**
H. v. Gummi- und Kunststoffwaren	-1,34	-6,05	-1,34	0,01	**-8,72**
Glasgewerbe,H.v.Keramik,Verarb.v.Steinen u.Erden	-0,81	-11,19	-1,58	0,00	**-13,58**
Metallerzeugung und –bearbeitung	10,91	15,12	13,67	0,00	**39,70**
H. v. Metallerzeugnissen	46,94	2,23	1,28	0,01	**50,46**
Maschinenbau	-85,96	-10,55	-1,43	0,01	**-97,93**
Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräte und -einrichtungen	13,83	1,48	0,22	0,00	**15,54**
Geräte der Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.Ä.	396,28	79,39	22,18	0,00	**497,85**
Nachrtechn., Rundf.- und Fernsehgeräte, elektron. Bauelemente	-16,84	1,15	0,71	0,00	**-14,98**
Medizin-, mess-, regelungstechn., optische Erzeugnisse; Uhren	16,65	1,14	0,20	0,00	**18,00**
Kraftwagen und Kraftwagenteile	-52,75	-16,62	-7,37	0,03	**-76,71**
Sonstige Fahrzeuge (Wasser-, Schienen-, Luftfahrzeuge u.a.)	-11,57	-0,88	-0,09	0,00	**-12,54**
Möbel, Schmuck, Musikinstrumente, Sportgeräte, Spielwaren u.Ä.	4,50	-0,40	-0,18	0,01	**3,92**
Sekundärrohstoffe	0,00	0,12	0,39	0,00	**0,51**
Wasserversorgung	0,00	0,05	0,04	0,00	**0,09**
Baugewerbe	-173,98	-5,40	-0,62	0,01	**-179,98**
Handelsleist. mit Kfz; Rep. an Kfz; Tankleistungen	-23,19	-1,70	-0,65	0,03	**-25,52**
Handelsvermittlungs- und Großhandelsleistungen	-33,36	0,70	1,65	0,04	**-30,97**
Einzelhandelsleistungen; Reparatur an Gebrauchsgütern	-4,91	-0,37	0,11	0,09	**-5,08**
Beherbergungs- und Gaststätten-DL	0,00	-0,04	-0,01	0,04	**0,00**
Landverkehr;Transport i.Rohrfernleitungen	0,00	-1,75	-0,80	0,02	**-2,53**
Schifffahrtsleistungen	0,00	-0,09	0,01	0,00	**-0,08**
Luftfahrtleistungen	0,00	-0,12	0,00	0,01	**-0,11**
DL bezüglich Hilfs- und Nebentätigkeiten für den Verkehr	0,00	-4,68	-1,72	0,02	**-6,38**
Nachrichtenübermittlungs-DL	0,00	0,69	0,48	0,04	**1,21**
DL der Kreditinstitute	0,00	-2,79	-1,01	0,04	**-3,76**
DL der Versicherungen (ohne Sozialversicherung)	0,00	-0,64	-0,60	0,04	**-1,20**
DL des Grundstücks- und Wohnungswesens	-1,88	-11,54	0,35	0,03	**-13,03**
DL der Vermietung beweglicher Sachen (ohne Personal)	0,00	-3,80	-0,89	0,18	**-4,51**
DL der Datenverarbeitung und von Datenbanken	-49,09	-5,79	-0,67	0,01	**-55,55**
Forschungs- und Entwicklungsleistungen	0,00	0,17	0,03	0,00	**0,20**
Unternehmensbezogene DL	-14,76	8,65	5,99	0,07	**-0,06**
Öff. Verw., Verteidigung, Sozialversicherung	-0,45	-0,15	0,22	0,01	**-0,37**
Erziehungs- und Unterrichts-DL	0,00	-0,46	-0,01	0,01	**-0,46**
DL des Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesens	0,00	-0,04	-0,02	0,04	**-0,02**
Abwasser-, Abfallbeseitigungs- u. sonst. Entsorgungsleistungen	0,00	-0,64	-0,06	0,01	**-0,69**
DL von Interessenvertretungen, Kirchen u.Ä.	0,00	-0,45	-0,02	0,00	**-0,46**
Kultur-, Sport- und Unterhaltungs-DL	-9,74	-2,44	-0,16	0,02	**-12,32**
Sonstige DL	0,00	-0,21	0,08	0,02	**-0,10**
Summe	**0,00**	**16,98**	**26,09**	**1,05**	**44,13**

Quelle: Statistisches Bundesamt; ifo Institut.

2.4.3.2 Effekte auf die Beschäftigung und auf weitere Produktionsfaktoren durch die Investitionstätigkeit in der Energieversorgung

Aus den Produktionswirkungen, die in den Tabellen 2.8 bis 2.10 im vorangegangen Abschnitt ausgewiesen sind, wurden die daraus resultierenden Effekte auf die dafür benötigten primären Produktionsfaktoren bestimmt (vgl. Tab. 2.11). Da die Wirkungen für den Arbeitsmarkt von besonderem Interesse sind, werden die für die Produktion benötigten Arbeitnehmer nach fünf Qualifikationsstufen getrennt dargestellt.[17] Die zusätzliche Beschäftigung wird dabei in durchschnittlichen Personenjahren der jeweiligen Qualifikationsstufe ausgewiesen. Diese sind so zu interpretieren, dass beispielsweise 3 zusätzliche Personenjahre, 3 Arbeitsplätzen über ein Jahr oder einem Arbeitsplatz über 3 Jahre entsprechen. Zusätzlich ergibt sich durch die Investitionen eine Erhöhung der Unternehmereinkommen. Die in den Tabellen aufgeführten Steuerzahlungen beziehen sich lediglich auf die Steuern, die direkt von den einzelnen Wirtschaftsbereichen abgeführt werden. Darin sind weitere zusätzliche indirekte Steuereinnahmen, die beispielsweise aus den steigenden Lohnsteuereinnahmen resultieren, nicht berücksichtigt. Trotz insgesamt etwas höherer Produktionswirkungen der Investitionen in der Energieversorgung als bei einer gleichmäßigen Erhöhung der Investitionen in allen Wirtschaftsbereichen fällt die Beschäftigung durch die Investitionen der Energieversorgung um 173 Personenjahre geringer aus. Niedriger sind per saldo auch die Unternehmereinkommen und das Steueraufkommen, während die Importe deutlich höher ausfallen.

---

[17] Die Einstufung der Arbeitnehmer nach Qualifikationsgruppen erfolgt dabei gemäß den Definitionen der Leistungsgruppen des Statistischen Bundesamtes:

Leistungsgruppe 1: Arbeitnehmer in leitender Stellung mit Aufsichts- und Dispositionsbefugnis. Hierzu zählen z.B. auch angestellte Geschäftsführer, sofern deren Verdienst zumindest noch teilweise erfolgsunabhängige Zahlungen enthält. Eingeschlossen sind ferner alle Arbeitnehmer, die in größeren Führungsbereichen Dispositions- oder Führungsaufgaben wahrnehmen (z.B. Abteilungsleiter) und Arbeitnehmer, mit Tätigkeiten, die umfassende kaufmännische oder technische Fachkenntnisse erfordern. In der Regel werden die Fachkenntnisse durch ein Hochschulstudium erworben. Die Tätigkeiten werden selbständig ausgeführt.

Leistungsgruppe 2: Arbeitnehmer/innen mit sehr schwierigen bis komplexen oder vielgestaltigen Tätigkeiten, für die i. d. R. nicht nur eine abgeschlossene Berufsausbildung, sondern darüber hinaus mehrjährige Berufserfahrung und spezielle Fachkenntnisse erforderlich sind. Die Tätigkeiten werden überwiegend selbständig ausgeführt. Dazu gehören auch Arbeitnehmer, die in kleinen Verantwortungsbereichen gegenüber anderen Mitarbeitern Dispositions- oder Führungsaufgaben wahrnehmen (z.B. Vorarbeiter, Meister).

Leistungsgruppe 3: Arbeitnehmer/-innen mit schwierigen Fachtätigkeiten, für deren Ausübung i. d. R. eine abgeschlossene Berufsausbildung, zum Teil verbunden mit Berufserfahrung erforderlich ist.

Leistungsgruppe 4: Angelernte Arbeitnehmer mit überwiegend einfachen Tätigkeiten, für deren Ausführung keine berufliche Ausbildung, aber besondere Kenntnisse und Fertigkeiten für spezielle, branchengebunden Aufgaben erforderlich sind. Die erforderlichen Kenntnisse und Fertigkeiten werden in der Regel durch eine Anlernzeit von bis zu zwei Jahren erworben. Tabelle 5: Durchschnittliche Effekte der Investitionen.

Leistungsgruppe 5: Ungelernte Arbeitnehmer mit einfachen, schematischen Tätigkeiten oder isolierten Arbeitsvorgängen, für deren Ausübung keine berufliche Ausbildung erforderlich ist. Das erforderliche Wissen und die notwendigen Fertigkeiten können durch Anlernen von bis zu drei Monaten vermittelt werden.

Tabelle 2.11:

Durchschnittliche Effekte von Investitionen

Durchschnittlicher Netto-Effekt der Investitionen der Energiewirtschaft auf die Nachfrage nach Primären Produktionsfaktoren					
Effekt in Millionen Euro einer Investition von 1 Milliarde Euro	Investition	Vorleistungen		Konsumnachfrage	**Gesamteffekt**
		Direkt	Indirekt		
Arbeitnehmer in leitender Stellung (in Mannjahren)	776	318	208	684	**1987**
Hochqualifizierte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	1404	593	413	1428	**3838**
Qualifizierte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	2889	1096	757	2908	**7651**
Angelernte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	1092	516	354	1193	**3155**
Ungelernte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	491	287	197	541	**1516**
Summe zusätzlicher Arbeitnehmer (in Mannjahren)	6653	2811	1929	6754	**18147**
Zahlungen an Kapitaleigner (in Millionen Euro)	120,92	96,12	72,74	305,72	**595,50**
Steuern (in Millionen Euro)	11,80	8,69	6,54	24,05	**51,07**
Importe (in Millionen Euro)	133,15	57,35	39,70	83,94	**314,13**

Durchschnittlicher Netto-Effekt der Investitionen der Gesamtwirtschaft auf die Nachfrage nach Primären Produktionsfaktoren					
Effekt in Millionen Euro einer Investition von 1 Milliarde Euro	Investition	Vorleistungen		Konsum-Nachfrage	**Gesamteffekt**
		Direkt	Indirekt		
Arbeitnehmer in leitender Stellung (in Mannjahren)	701	279	187	684	**1850**
Hochqualifizierte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	1561	568	384	1426	**3940**
Qualifizierte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	3477	1090	715	2906	**8188**
Angelernte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	1035	496	332	1192	**3055**
Ungelernte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	326	246	175	540	**1288**
Summe zusätzlicher Arbeitnehmer (in Mannjahren)	7100	2680	1793	6747	**18320**
Zahlungen an Kapitaleigner (in Millionen Euro)	153,21	106,05	69,86	305,41	**634,54**
Steuern (in Millionen Euro)	13,70	9,29	6,36	24,03	**53,38**
Importe (in Millionen Euro)	108,02	50,42	34,86	83,85	**277,15**

Brutto-Effekt der Investitionen auf die Nachfrage nach Primären Produktionsfaktoren im Vergleich Energieversorgung vs. Gesamtwirtschaft (keine Knappheit der Produktionsfaktoren)					
Effekt in Millionen Euro einer Investition von 1 Milliarde Euro	Investition	Vorleistungen		Konsum-Nachfrage	**Gesamteffekt**
		Direkt	Indirekt		
Arbeitnehmer in leitender Stellung (in Mannjahren)	76	39	21	1	**137**
Hochqualifizierte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	-158	25	30	1	**-102**
Qualifizierte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	-587	6	42	3	**-537**
Angelernte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	57	20	22	1	**100**
Ungelernte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	165	41	22	1	**228**
Summe zusätzlicher Arbeitnehmer (in Mannjahren)	-447	131	136	7	**-173**
Zahlungen an Kapitaleigner (in Millionen Euro)	-32,30	-9,93	2,88	0,31	**-39,04**
Steuern (in Millionen Euro)	-1,90	-0,61	0,18	0,02	**-2,30**
Importe (in Millionen Euro)	25,13	6,94	4,83	0,08	**36,99**

Quelle: Statistisches Bundesamt; ifo Institut.

2.4.3.3 Effekte auf die Beschäftigung und auf weitere Produktionsfaktoren durch die Energieversorgung unter der Annahme knapper Produktionsfaktoren

Schließlich stellt sich noch die Frage, welche Auswirkungen eine mögliche Knappheit der primären Produktionsfaktoren auf die Analyse hat. In Tabelle 2.12 sind die Wirkungen einer Lockerung der strikten Annahmen an die Verfügbarkeit der Produktionsfaktoren, die den bisherigen Ergebnissen zugrunde lag, ausgewiesen.

Tabelle 2.12:

Brutto-Effekt der Investitionen: Energieversorgung vs. Gesamtwirtschaft unter der Annahme knapper Produktionsfaktoren

Brutto-Effekt der Investitionen auf die Nachfrage nach Primären Produktionsfaktoren im Vergleich Energieversorgung vs. Gesamtwirtschaft (Arbeitnehmer in leitender Stellung als knapp angenommen)					
Effekt in Millionen Euro einer Investition von 1 Milliarde Euro	Investition	Vorleistungen		Konsumnachfrage	**Gesamteffekt**
		Direkt	Indirekt		
Arbeitnehmer in leitender Stellung (in Mannjahren)	22	17	7	-46	**0**
Hochqualifizierte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	-254	-16	1	-97	**-366**
Qualifizierte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	-786	-70	-11	-197	**-1064**
Angelernte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	-18	-15	-3	-81	**-117**
Ungelernte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	131	21	8	-37	**124**
Summe zusätzlicher Arbeitnehmer (in Mannjahren)	-905	-63	3	-459	**-1423**
Zahlungen an Kapitaleigner (in Millionen Euro)	-40,63	-16,55	-2,13	-20,75	**-80,06**
Steuern (in Millionen Euro)	-2,71	-1,21	-0,27	-1,63	**-5,82**
Importe (in Millionen Euro)	15,96	2,98	2,10	-5,70	**15,34**

Brutto-Effekt der Investitionen auf die Nachfrage nach Primären Produktionsfaktoren im Vergleich Energieversorgung vs. Gesamtwirtschaft (Alle Primären Produktionsfaktoren als knapp angenommen)					
Effekt in Millionen Euro einer Investition von 1 Milliarde Euro	Investition	Vorleistungen		Konsumnachfrage	**Gesamteffekt**
		Direkt	Indirekt		
Arbeitnehmer in leitender Stellung (in Mannjahren)	-41	-9	-10	-102	**-162**
Hochqualifizierte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	-369	-65	-33	-214	**-680**
Qualifizierte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	-1023	-159	-73	-435	**-1690**
Angelernte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	-107	-58	-32	-179	**-375**
Ungelernte Arbeitnehmer (in Mannjahren)	91	-2	-8	-81	**0**
Summe zusätzlicher Arbeitnehmer (in Mannjahren)	-1449	-293	-155	-1011	**-2907**
Zahlungen an Kapitaleigner (in Millionen Euro)	-50,51	-24,41	-8,08	-45,75	**-128,76**
Steuern (in Millionen Euro)	-3,68	-1,92	-0,80	-3,60	**-10,00**
Importe (in Millionen Euro)	5,07	-1,71	-1,15	-12,56	**-10,34**

Quelle: Statistisches Bundesamt; ifo Institut.

In der oberen Hälfte der Tabelle wird die Verfügbarkeitsannahme für die am höchsten qualifizierten Arbeitnehmer, die Angestellten in leitenden Positionen, aufgegeben und diese Gruppe als knapper Produktionsfaktor angenommen. Dies ist sowohl aus theoretischer Sicht plausibel, als auch aus der Realität am Arbeitsmarkt, in der die Arbeitslosenquote mit zunehmender Qualifikation abnimmt. In der unteren Hälfte der Tabelle wird die Verfügbarkeitsannahme vollständig aufgehoben und es werden alle primären Produktionsfaktoren als knapp angesehen.

Wegen der knapperen Produktionsfaktoren müssen, um die Investitionen der Energieversorgung zu ermöglichen, die Investitionen in den übrigen Wirtschaftsbereichen teilweise reduziert werden. Damit ist gleichzeitig ein Rückgang der gesamtwirtschaftlichen Produktion verbunden. Diese Knappheiten führen in der Realität dazu, dass die geplanten Investitionen tendenziell teuerer und zum Teil erst mit einer zeitlichen Verschiebung verwirklicht werden können. Allerdings können diese größeren Knappheiten bei einzelnen primären Produktionsfaktoren auch dazu führen, dass andere nicht knappe Faktoren frei werden. Werden beispielsweise die Angestellten in leitender Stellung als knapp angenommen, dann werden in dieser Betrachtung 1.015 Mannjahre an qualifizierter Arbeit frei. Es ist davon auszugehen, dass sich die Wirtschaftsstruktur so anpasst, dass die freiwerdenden Produktionsfaktoren wieder in anderen Wirtschaftsbereichen beschäftigt werden. Damit ist zu erwarten, dass die Beschäftigungseffekte in der Realität tendenziell besser ausfallen als die Effekte, die in Tabelle 2.12 ausgewiesen werden.

2.4.4 Schlussfolgerungen

Unter der Annahme der problemlosen Verfügbarkeit der Produktionsfaktoren zu gegebenen Preisen führt eine Investition von einer Mrd. Euro in der Energieversorgung zu einem Produktionseffekt von 2,86 Mrd. Euro; im Vergleich zu einer durchschnittlichen Investition von einer Mrd. Euro in der Gesamtwirtschaft liegt die zusätzliche Produktion bei rund 44 Mill. Euro. Tabelle 2.13 fasst dazu die Differenzeffekte auf die Produktion für die am stärksten positiv und negativ betroffenen Wirtschaftsbereiche zusammen.

Für die politische Diskussion bedeutend sind auch die Wirkungen auf die einzelnen Produktionsfaktoren, insbesondere die Arbeitsmarkteffekte. Durch die Investitionen von einer Mrd. Euro in der Energieversorgung sind insgesamt rund 18.150 Personenjahre erforderlich; das sind aber 173 Personenjahre weniger, als bei einer durchschnittlichen gesamtwirtschaftlichen Investitionstätigkeit in vergleichbarer Höhe benötigt werden. Dabei ist vor allem der Bereich der qualifizierten Arbeitnehmer negativ betroffen. Dort entfallen im

Vergleich 537 Arbeitsplätze. Die unqualifizierten Arbeitnehmer hingegen profitieren am stärksten und im Vergleich zu einer durchschnittlichen Investition werden hier 228 zusätzliche Arbeitsplätze für ein Jahr geschaffen. Der finanzielle Vorteil für die Kapitaleigner ist bei der durchschnittlichen gesamtwirtschaftlichen Investitionstätigkeit um rund 39 Mill. Euro höher, während die durch die Investitionen der Energiewirtschaft induzierten Importe im Vergleich um 37 Mill. Euro höher ausfallen. Unter der Annahme knapper Produktionsfaktoren müssen die Investitionen in anderen Wirtschaftsbereichen eingeschränkt werden, um die Investitionen in der Energieversorgung zu ermöglichen. Dadurch verringern sich zwangsläufig die durch die Investitionen der Energiewirtschaft nachgefragten primären Produktionsfaktoren im Vergleich zu der durchschnittlichen gesamtwirtschaftlichen Investitionstätigkeit.

Tabelle 2.13:

Auswirkungen einer Investition in der Energieversorgung im Vergleich mit Investitionen aller Wirtschaftsbereiche

- am Stärksten betroffene Wirtschaftsbereiche -

Effekt in Millionen Euro einer Investition von 1 Milliarde Euro	Investition	Vorleistungen		Konsumnachfrage	**Gesamteffekt**
		Direkt	Indirekt		
Geräte der Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.Ä.	396,28	79,39	22,18	0,00	**497,85**
H. v. Metallerzeugnissen	46,94	2,23	1,28	0,01	**50,46**
Metallerzeugung und -bearbeitung	10,91	15,12	13,67	0,00	**39,70**
Medizin-, mess-, regelungstechn., optische Erzeugnisse; Uhren	16,65	1,14	0,20	0,00	**18,00**
Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräte und -einrichtungen	13,83	1,48	0,22	0,00	**15,54**
Handelsvermittlungs- und Großhandelsleistungen	-33,36	0,70	1,65	0,04	**-30,97**
DL der Datenverarbeitung und von Datenbanken	-49,09	-5,79	-0,67	0,01	**-55,55**
Kraftwagen und Kraftwagenteile	-52,75	-16,62	-7,37	0,03	**-76,71**
Maschinenbau	-85,96	-10,55	-1,43	0,01	**-97,93**
Baugewerbe	-173,98	-5,40	-0,62	0,01	**-179,98**

Quelle: Statistisches Bundesamt; ifo Institut.

Abschließend muss noch darauf hingewiesen werden, dass die gesamtwirtschaftlichen Effekte einer zusätzlichen Investition im Energiesektor auch stark von der jeweiligen konjunkturellen Situation abhängen. Grundsätzlich gilt, je geringer die Knappheit der Produktionsfaktoren, d.h. je mehr Produktionsfaktoren unterausgelastet sind, desto stärker fallen die Effekte der Investition aus. Durch eine zunehmende Knappheit der Produktionsfaktoren ist mit einer deutlichen Verringerung der gesamtwirtschaftlichen Produktions- und Beschäftigungseffekte zu rechnen.

2.5 Fazit

Die Energiewirtschaft ist einer der führenden Wirtschaftszweige in Deutschland. Dabei wurden die Strom-, Gas- und Fernwärmeversorgung, die Gewinnung von Kohle, Erdgas und Erdöl sowie die Verarbeitung von Mineralöl und Kohle in der Analyse erfasst. Die deutsche Energiewirtschaft wird von der Energieversorgung, also der Versorgung mit Strom, Gas und Fernwärme, dominiert. In allen wichtigen wirtschaftlichen Größen, wie Beschäftigtenzahl, Produktion, Wertschöpfung und Anlagevermögen, hat die Energieversorgung einen Anteil an der gesamten Energiewirtschaft zwischen 75 und 90%.

Im Vergleich der gesamten Energiewirtschaft mit den beiden großen Industriebranchen Chemie und Automobilindustrie nahm sie 2008 beim Produktionswert, der Bruttowertschöpfung und den Investitionen den zweiten Rang ein, bei der Anzahl der Beschäftigten den dritten Platz. Ein Kennzeichen der Energiewirtschaft ist ihr hoher Kapitaleinsatz. Produktion und Wertschöpfung werden in der Energieversorgung mit wesentlich weniger Beschäftigten, aber mehr Kapital erwirtschaftet als in den beiden Industriebranchen. Daraus resultiert für die Energieversorgung eine weit überdurchschnittlich hohe Arbeitsproduktivität (vgl. Tab. 2.14).

Tabelle 2.14:

Ranking der ausgewählten Branchen in Deutschland 2008

Absolute Werte								
Ranking	Beschäftigte		Produktionswert		Bruttowertschöpfung		Investitionen	
	Branche	1000	Branche	Mrd. €	Branche	Mrd. €	Branche	Mrd. €
1.	Automobil-industrie	829	Automobil-industrie	302	Automobil-industrie	66	Automobil-industrie	14,8
2.	Chemie	463	Energie	206	Energie	59	Energie	14,5
3.	Energie	311	Chemie	160	Chemie	53	Chemie	8,0
Kennzahlen								
Ranking	Arbeitsproduktivität		Modernitätsgrad		Wertschöpfungsquote		Investitionsquote	
	Branche	1000 € Wertsch./ Erwerbst.	Branche	Anlagever-mögen: Netto zu Brutto, %	Branche	Wertschöpf./ Produktion, %	Branche	Investitionen zu Produktion %
1.	Energie	191	Energie	55,2	Chemie	33,2	Energie	7,0
2.	Chemie	115	Automobil-industrie	52,2	Energie	28,9	Chemie	5,0
3.	Automobil-industrie	80	Chemie	48,8	Automobil-industrie	21,9	Automobil-industrie	4,9

Quelle: Statistisches Bundesamt; ifo Institut.

Auch stellt die Energiewirtschaft einen der großen Investoren in Deutschland dar. Zwar lagen ihre absoluten Investitionen 2008 leicht unter denen der Automobilindustrie, bei der Investitionsquote, also den Investitionen bezogen auf den Produktionswert, übertrifft die Energiewirtschaft die beiden Industriebranchen aber deutlich. Auch ist der Modernitätsgrad des Anlagevermögens höher als in den zum Vergleich herangezogenen Industriebranchen.

Eine Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Investitionen der Energieversorger erbrachte, dass unter günstigen Bedingungen – keine Knappheit der Produktionsfaktoren zu gegebenen Preisen vorausgesetzt – durch 1 Milliarde Euro zusätzliche Investitionsausgaben eine gesamte Produktion von 2,86 Milliarden Euro angestoßen werden könnte. Durch diese Investitionen in der Energieversorgung wäre mit einer Beschäftigung von insgesamt rund 18.000 Personenjahren zu rechnen.

3. Kapitel: Energiesicherheit

3.1 Einführende Bemerkungen

Strom wird verlässlich in allen Lebensbereichen benötigt. Dies gilt für Wohnen, Mobilität, Freizeit, Produktion von Erzeugnissen oder die Bereitstellung von Dienstleistungen. Die sichere und kostengünstige Stromversorgung ist eine entscheidende Basis des Wohlstands jeder modernen Industriegesellschaft. Eine hohe Versorgungssicherheit darf daher nicht nur als Kostenfaktor angesehen werden, sondern ist ein entscheidendes Standortkriterium. Ihr kann eine Schlüsselfunktion nicht nur bei der Schaffung von wirtschaftlichem Wachstum, sondern auch von Beschäftigung zugesprochen werden. So bestimmt sie in wesentlichem Umfang die Wettbewerbsfähigkeit von Volkswirtschaften. Ereignisse aus der jüngsten Vergangenheit, so z.B. mehrere große Blackouts wie 2003 in Nordamerika und Kanada oder auch in Deutschland, hatten immense volkswirtschaftliche Kosten zur Folge. Daher wird die Sicherheit der Stromversorgung neben ihrer Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit als zentrales energiepolitisches Ziel angesehen.

Elektrizität hat neben ihrer Rolle als essentieller Produktionsfaktor eine wachsende Bedeutung im Verkehrssektor[18] und stellt darüber hinaus ein hochrelevantes Verbrauchsgut dar.[19] Ihre zuverlässige Bereitstellung ist dafür die Grundvoraussetzung. Dies kann auch eine Umfrage der baden-württembergischen Industrie- und Handelskammern bestätigen: 84% der von ihnen befragten baden-württembergischen Unternehmen halten eine störungsfreie Stromversorgung für „sehr bedeutend“, 14% für „bedeutend“. Diese Einschätzung gilt über nahezu alle Unternehmen hinweg, unabhängig von deren Größe und der Branche.[20]

Versorgungssicherheit mit Strom, der Schwerpunkt des vorliegenden Kapitels, ist ein Teilaspekt des übergeordneten Begriffs Energiesicherheit. Diese lässt sich ökonomisch als Wohlfahrtsaspekt verstehen, die durch Preisentwicklungen von Energiegütern, also einer Preiskomponente, und deren Verfügbarkeiten, also einer Quantitätskomponente, bestimmt wird.[21] Energiesicherheit kann aus verschiedensten Gründen beeinträchtigt werden. Zu nennen sind hierbei Marktfehler, politische, menschliche, natürliche und

[18] Vgl. hierzu Kapitel 5.
[19] Vgl. Löschel et al. (2010).
[20] Vgl. IHK (2009).
[21] Vgl. Bohi und Toman (1996).

technologische Risiken. Je nach Art des Risikos können sowohl von Seiten der Wirtschaft als auch von Seiten der Politik oder der Regulierung Maßnahmen getroffen werden, um die unterschiedlichen Risiken auf ein effizientes Maß zu reduzieren.

Im Folgenden soll der Begriff der Versorgungssicherheit mit Strom in den weiter gefassten Begriff der Energiesicherheit eingeordnet werden. Eine häufig verwendete Definition stammt von den Vereinten Nationen: Das United Nations Development Programme (UNDP) begreift Energiesicherheit als *„die kontinuierliche Verfügbarkeit von Energie in verschiedenen Formen, in ausreichenden Mengen und zu angemessenen Preisen*“, wobei der Aspekt der Nachhaltigkeit gesondert hervorgehoben wird.[22] Dabei fällt aus Sicht der Verbraucher der kontinuierlichen Versorgungssicherheit mit Energieträgern zu relativ stabilen Preisen eine herausragende Rolle zu. Von Seiten der Anbieter geht es vor allem um die kontinuierliche Bereitstellung der Energieträger, wobei deren Diversifikation und der Anteil der Importe die entscheidenden Größen darstellen. In dieser Definition wird allerdings keine Unterscheidung zwischen genereller Energiesicherheit und sicherer Stromversorgung vorgenommen, die als ein Teilaspekt verstanden wird.

Eine weitere Darstellung orientiert sich näher an der gegebenen rechtlichen Situation.[23] Diese bezieht sich auf §§ 51 und 52 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz).[24] Energiesicherheit ist hier aber ebenfalls als weit gefasste Begrifflichkeit dargestellt; nun wird jedoch explizit auf die Versorgungssicherheit mit Elektrizität hingewiesen. Diese kann dabei als gewährleistet angenommen werden, *„wenn die Verbraucher unterbrechungsfrei und nachhaltig, d.h. derzeit und künftig, ihren Bedarf an (elektrischer) Energie decken können. Damit umfasst die Versorgungssicherheit alle Stufen der Wertschöpfungskette der Elektrizitätsversorgung (...) unter Einschluss der Förderung oder Bereitstellung von Primärenergieträgern, der Erzeugung und Beschaffung von elektrischer Energie, dem Transport (Übertragung, bzw. Fernleitung) und der Verteilung über Netze und Anlagen sowie den Handel und Vertrieb von Strom“*.[25] Der Hinweis *"Versorgungssicherheit*

---

[22] (UNDP 2004, S. 42): “Energy security is a term that applies to the availability of energy at all times in various forms, in sufficient quantities, and at affordable prices, without unacceptable or irreversible impact on the environment”.

[23] Diese Definition benutz das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (ewi, 2008) in der Studie „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung“, die im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft und Technologie 2008 durchgeführt wurde.

[24] Laut § 52 des EnWG muss der Betreiber des Energieversorgungsnetzwerkes die Bundesnetzagentur über Zeitpunkt und Dauer, Ausmaß und Ursache jeder Versorgungsunterbrechung unterrichten. Gleiches gilt für die aus einem Ausfall getroffen Maßnahmen zur zukünftigen Vermeidung von Unterbrechungen.

[25] Vgl. ewi (2008), S. 2.

[umfasst] alle Stufen der Wertschöpfungskette" deutet bereits eine Unterscheidung zwischen vor- und nachgelagerter Versorgungssicherheit an.

Unter vorgelagerter (oder auch Upstream-) Sicherheit der Energieversorgung werden alle relevanten Faktoren verstanden, welche die Sicherheit der Versorgung mit Primärenergieträgern betreffen. Vor allem Sicherheitsrisiken und Lieferengpässe fossiler Energieträger, also politische Aspekte, spielen dabei eine maßgebliche Rolle. Deshalb wird in diesem Zusammenhang auch von politischer Energiesicherheit gesprochen. In einem Exkurs im Anschluss an Kapitel 3.4 soll näher auf die Bedeutung der politischen Versorgungssicherheit eingegangen werden.

Die nachgelagerte (oder auch Downstream-) Sicherheit umfasst die Zuverlässigkeit des bestehenden Versorgungssystems. In diesem Zusammenhang kommt den technischen Risiken eine besondere Bedeutung zu. Diese können zu temporären Versorgungsausfällen führen und sind von verschiedenen Faktoren wie dem qualitativen Zustand und der Kapazität der Anlagen oder auch Umweltbedingungen abhängig. Darüber hinaus können aber auch regulatorische Risiken einen nachgelagerten Sicherheitsaspekt bilden. So können durch Veränderungen des Gesetzesrahmens, z.B. der Einspeisetarife im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Technologien bevorzugt oder benachteiligt werden. Die möglicherweise aus einer schwer einschätzbaren Energiepolitik resultierenden Unsicherheiten wirken sich negativ auf langfristige Investitionsentscheidungen und damit auf die volkswirtschaftliche Wohlfahrt aus.

Beide Dimensionen im Sinne der Unterscheidung in vor- und nachgelagerte Sicherheitsaspekte fallen in den Verantwortungsbereich sowohl der Energiewirtschaft als auch der Energiepolitik. Das Zusammenspiel von vor- und nachgelagerten Sicherheitsaspekten kann dabei zu kontroversen Diskussionen führen, da energiesicherheitspolitische Maßnahmen nicht unbedingt gleichgerichtete Effekte erzielen können.

Vielfach wird darauf hingewiesen, dass sowohl technologische als auch politische Risiken von Versorgungssicherheit mit höherer Homogenität im nationalen Energiemix zunehmen. Mit der Festlegung der europäischen Klimaschutzziele kommt bezüglich Versorgungssicherheit dem Ausbau der erneuerbaren Energien eine besondere Bedeutung zu. Eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien kann in diesem Zusammenhang durchaus positiv bewertet werden.

Allerdings wird mit wachsender Bedeutung der erneuerbaren Energien der Aspekt der Zufälligkeit in der Verfügbarkeit von elektrischer Energie wichtiger. Die temporäre

Nichtverfügbarkeit einer Primärenergiequelle aufgrund von Fluktuationen im natürlichen Energiedargebot stellt besondere Anforderungen an die Stromanbieter und kann zu Versorgungsproblemen führen.

Ebenfalls kontrovers wird die Rolle der Energieeffizienz im Zusammenhang mit Maßnahmen zur Steigerung von Energiesicherheit diskutiert. So betonen Rutherford et al. (2007), dass eine höhere Effizienz die Nachfrageelastizität verringern und dadurch Risiken beispielsweise im Bereich der technischen Versorgungssicherheit erhöhen kann.

Aufgrund ihrer hohen Bedeutung für die gesamte Volkswirtschaft wird der sicheren Versorgung mit Elektrizität ein entsprechender Platz in der Gesetzgebung eingeräumt. §§ 1 und 2 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) legen fest, dass Energieversorgungsunternehmen u. a. verpflichtet sind, für eine sichere leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu sorgen. In §§ 49 ff. EnWG werden verbindliche Maßnahmen zur Gewährung von Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung festgeschrieben. Diese beziehen sich beispielsweise auf technische Vorgaben für Energieanlagen, Monitoring-Vorschriften oder auch auf Meldepflichten bei Störungen. Seit Januar 2009 wird im Rahmen der Einführung der Anreizregulierung im Netzbereich der Regelungsrahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit formuliert, was vor allem Anreize für Netzinvestitionen verbessern soll, die die Aufrechterhaltung oder sogar Verbesserung des derzeitigen Niveaus an Versorgungssicherheit gewährleisten sollen.[26]

Neben den nationalen Vorgaben haben sich die europäischen Netzbetreiber in einem Europäischen Verbundsystem (ENTSO-E) zusammengeschlossen. Dort wurde ein internationales Operation Handbook beschlossen, in dem Sicherheitskriterien und Kooperationsanforderungen für die europäischen Netzbetreiber festgelegt sind. Ziel der gemeinsamen Richtlinien ist es, im Falle auftretender Stromausfälle deren Ausbreitung zu großräumigen Versorgungsstörungen zu verhindern. Dessen nationale Umsetzung ist im TransmissionCode des Verbandes der Netzbetreiber (VDN) zu finden.

Das Kapitel gliedert sich wie folgt: Abschnitt 3.2 umfasst eine Analyse des Status quo der Versorgungssicherheit in Deutschland, wobei verschiedene Kennzahlen der Versorgungssicherheit dargestellt werden. Im folgenden Abschnitt 3.3 wird eine Bewertung des Niveaus der Versorgungssicherheit für Deutschland vorgenommen. Kosten und Nutzen werden dabei gegenübergestellt und bewertet. Schlussteil 3.4 fasst die Ergebnis-

[26] Vgl. BMWi (2008), S. 4.

se zusammen und wirft einen Blick in die Zukunft, wobei besondere Herausforderungen, vor allem im Hinblick auf die erneuerbaren Energien, in den Mittelpunkt gestellt werden. Es zeigt sich deutlich, dass eine unzureichende Versorgungssicherheit eine enorme Belastung für jede Volkswirtschaft darstellt. Dies geht weit über den Preis für Strom hinaus. Besonders für Deutschland als hochentwickeltes Industrieland ist ein hohes Maß an Versorgungssicherheit ein elementares Gut.

3.2 Deskriptive Analyse der Versorgungssicherheit

Im Folgenden wird die Situation der Versorgungssicherheit mit Elektrizität in Deutschland untersucht und bewertet. Ein internationaler Vergleich zeigt, wie die Lage der Versorgungssicherheit in Deutschland eingeschätzt werden muss. Verschiedene deskriptive Methoden ermöglichen eine solche Untersuchung, wobei das hier betrachtete Maß für die Versorgungssicherheit das (Nicht-) Auftreten von Stromausfällen ist. Zwei Dimensionen stehen hierbei im Vordergrund: Dauer und Häufigkeit der Störfälle.

Ein internationaler Ländervergleich ermöglicht eine erste Einschätzung der Lage in Deutschland. Abbildungen 3.1 und 3.2 stellen für ausgewählte europäische Länder die Anzahl von Unterbrechungen der Elektrizitätsversorgung im Jahr 2006 dar, die länger als drei Minuten dauerten.[27, 28, 29] Beide Abbildungen beziehen sich auf Daten zu den „ungeplanten“ Unterbrechungen der Elektrizitätsversorgung, also Stromausfälle, welche durch unvorhergesehene Vorkommnisse wie beispielsweise Blitzeinschlag, Netzüber-

[27] Für die Niederlande alle Unterbrechungen, die länger als eine Minute dauerten. Eine Sammlung von Daten zu Ausfällen in Deutschland, die kürzer als drei Minuten dauern, ist wünschenswert, da die meisten Ausfälle in diese Kategorie einzuordnen sind. Gleichzeitig können von Seiten der Endverbraucher relativ kostengünstige und effiziente Maßnahmen ergriffen werden, um sich gegen solcherlei Ausfälle zu schützen.

[28] Die einzelnen Länder überwachen Störungen in der Stromversorgung in verschiedenen Spannungsbereichen. Dabei werden zwischen vier Einteilungen unterschieden: High Voltage (35- 250 kV), Medium Voltage (1 – 35 kV) Low Voltage (bis einschließlich 1kV) und Extra High Voltage (über 250 kV). Die genaue Klasseneinteilung und die überwachten Spannungsbereiche können sich dabei von Land zu Land unterscheiden (CEER, 2008, S. 14ff; für Klasseneinteilung siehe CEER, 2008, Preface).

[29] Die meisten Unterbrechungen sind weder plan- noch vorhersehbar. Als Beispiele hierfür sind Netzüber- oder Unterlastungen, Komponentenausfälle, Blitzeinschläge, Bauunfälle oder falsche Umschaltungen anzusehen. Auf diese Art von Vorfällen beziehen sich die Daten der vorliegenden Abbildungen. Im Gegensatz dazu existieren geplante Unterbrechungen (EN 50160), die von dem zuständigen Systemoperator ausgelöst wurden, um beispielsweise an Netzwerkkomponenten Wartungs- oder Erneuerungsarbeiten vorzunehmen. Auf diese Art von Unterbrechung soll im Folgenden nicht näher eingegangen werden (CEER, 2008, S. 7).

lastung und -zusammenbruch ausgelöst werden, nicht jedoch „geplante“ Stromausfälle, die beispielsweise aufgrund von Wartungsarbeiten notwendig sind, werden erfasst.[30, 31]

Dabei sind die absoluten Werte der Länder nur mit Vorbehalt vergleichbar. Der Grund hierfür ist, dass in den einzelnen europäischen Staaten zur Berechnung der Häufigkeit von Stromausfällen unterschiedliche Indikatoren herangezogen werden, welche die Anzahl der Ausfälle widerspiegeln. In den angeführten Ländern werden dabei unterschiedliche Indizes verwendet, die sich sowohl in ihrer Berechnung als auch in ihrem Spannungsbereich, in welchem die Störungen erfasst werden, unterscheiden können.[32] Die meisten Länder und auch Deutschland verwenden zur Erfassung der Ausfälle den „System Average Interruption Frequency Index“, SAIFI, zu dessen Berechnung die durchschnittliche Anzahl der Störungen mit der Anzahl der betroffenen Verbraucher verrechnet wird.[33, 34]

In Abbildung 3.2 sind ebenfalls alle ungeplanten Stromausfälle in den jeweiligen europäischen Ländern im Jahr 2006 dargestellt. Im Gegensatz zu Abbildung 3.1 ist Abbildung 3.2 aber um alle sogenannten “außergewöhnlichen” Elektrizitätsausfälle, also Ausfälle aufgrund höherer Gewalt, bereinigt. Ein Beispiel für solche „außergewöhnlichen“ Zwischenfälle sind extreme Wetterereignisse oder auch Vandalismus. Auch für deren Berechnung werden europaweit keine einheitlichen Methoden verwendet, sodass sich hier ebenfalls Spannungsbereiche und Indizes von Land zu Land unterscheiden können.[35] Daraus ergeben sich gewisse Abweichungen.[36] Die europaweite Vergleichbarkeit der Daten wird aber nur in einem überschaubaren Maß eingeschränkt.

---

[30] Vgl. CEER (2008), S. 7.

[31] In Deutschland ist die Differenzierung zwischen geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen nicht gesetzlich festgeschrieben, existiert aber real.

[32] Vgl. CEER (2008), S. 33.

[33] Vgl. CEER (2008), S. 20ff.

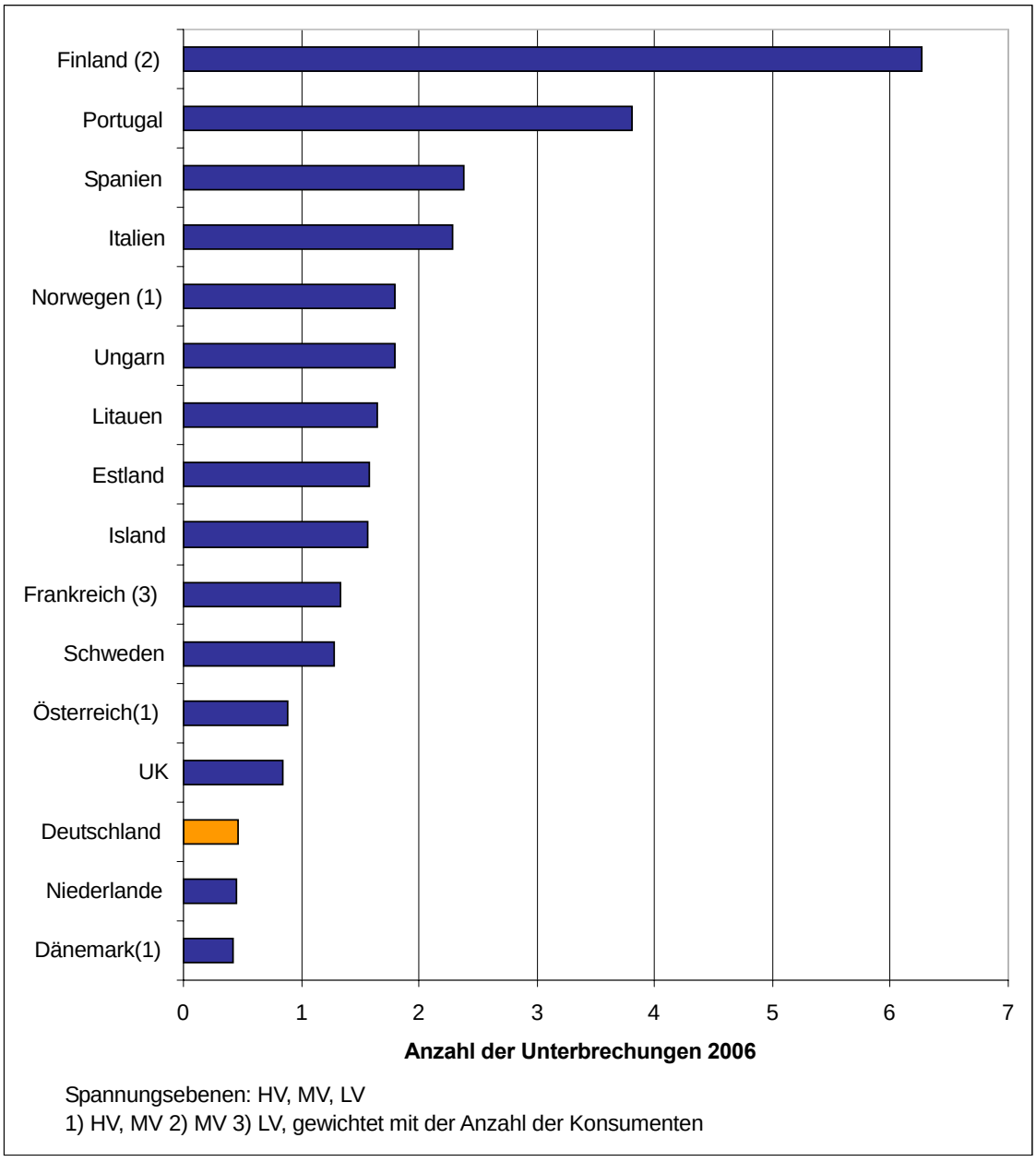
[34] Dieser wird im Niederspannungsbereich nach Anzahl der Verbraucher und im Mittel- und Hochspannungsbereich nach der Nennleistung gewichtet (CEER, 2008, S. 12 und 25f).

[35] Vgl. CEER (2008), S. 33.

[36] Vgl. CEER (2004), S. 42ff.

Abbildung 3.1:

Unterbrechungen der Elektrizitätsversorgung im Jahr 2006 für ausgewählte Länder



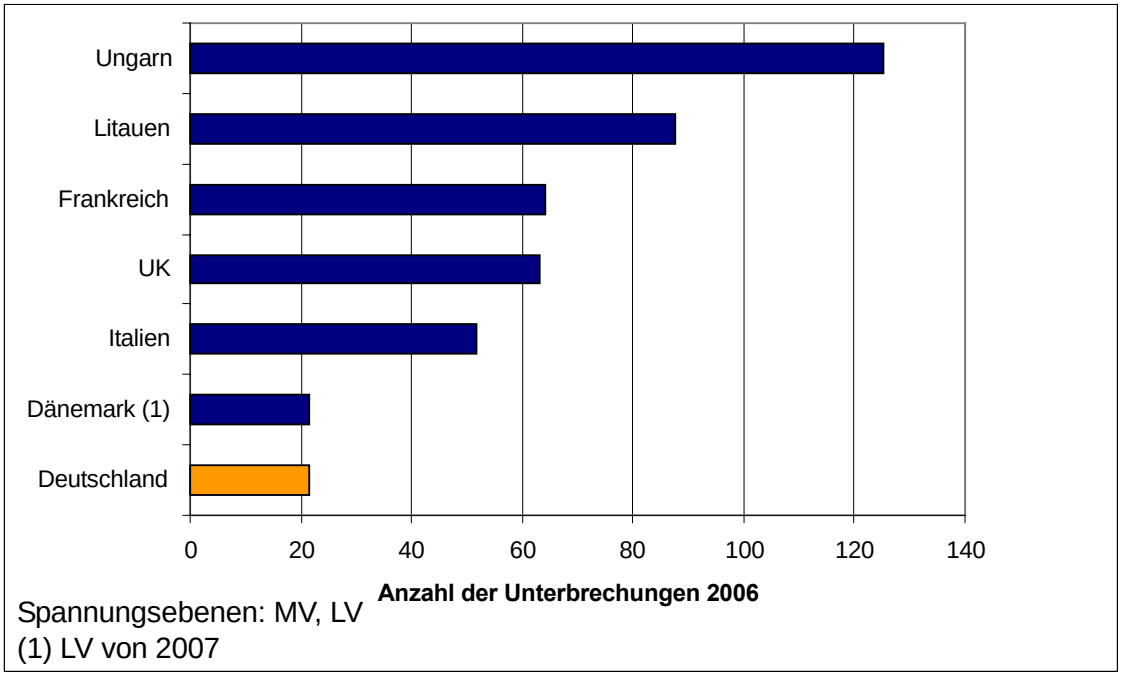
Quelle: CEER (2008), eigene Darstellung.

Die Differenzierung zwischen „gewöhnlichen“ und „außergewöhnlichen“ ungeplanten Unterbrechungen der Elektrizitätsversorgung lässt sich darauf zurückführen, dass sich Versorgungsunternehmen und Netzbetreiber nicht gegen jedes erdenkliche Ereignis absichern können. Dies ist weder aus ökonomischer Sicht sinnvoll noch aus technischer

Sicht möglich.[37] Aus Abbildung 3.1 kann keine präzise Erkenntnis bezüglich der Verbesserungspotentiale in der Versorgungssicherheit gewonnen werden, da nicht deutlich wird, welcher Anteil der Ausfälle auf vermeidbares Versagen oder auf höhere Gewalt zurückgeführt werden kann. Während in Abbildung 3.1 somit zwar die vollständige Darstellung der stattgefundenen Stromausfälle vorliegt, ist für Politik und Energieversorger Abbildung 3.2 von größerem Interesse, da aus ihr die relevanten Rückschlüsse gezogen werden können. Eine um die wohl unvermeidbaren Extremereignisse bereinigte Statistik kann eine relativ realistische Bewertung der sicherheitstechnischen Situation der Elektrizitätsversorgung ermöglichen.[38]

Abbildung 3.2:

Ungeplante Unterbrechungen 2006, exklusive außergewöhnlicher Ereignisse, anhand ausgewählter Länder



Quelle: CEER (2008), eigene Darstellung.

[37] Vgl. CEER (2008), S. 9f.

[38] Deutschland führt keine eigene Statistik über kurze Unterbrechungen; ob diese dann auch nicht erfasst werden ist unklar. Die Anzahl der Ausfälle wird nicht geschätzt (es wird immer über die Anzahl summiert). Die Indizes geben dabei immer eine durchschnittliche Größe an: Dauer, Anzahl der betroffenen Anlagen etc. Je nach zusätzlicher Gewichtung können die Indizes noch weite Faktoren berücksichtigen. Problematisch an diesen Indizes ist, dass sie keine Rückschlüsse zulassen, wie oft und in welchem Ausmaß ein einzelner Verbraucher von Stromausfällen betroffen ist (CEER, 2008, S. 6ff und 25f).

Trotz gewisser Ungenauigkeiten, die sich aus der Verwendung teils variierender Indizes ergeben, wird aus der Betrachtung der deskriptiven Darstellungen 3.1 und 3.2 deutlich, welch hohes Sicherheitsniveau die deutsche Elektrizitätsversorgung aufweist. Nur zwei Länder, Niederlande und Dänemark, wobei hier nur eingeschränkt Daten erhoben wurden, schneiden im direkten Vergleich in Abbildung 3.1 unwesentlich besser als Deutschland ab. Nach der Bereinigung um die Vorfälle höherer Gewalt kann sich Deutschland auch gegenüber Dänemark durchsetzen, für die Niederlande existiert kein vollständiges Datenmaterial. Aus Abbildung 3.2 geht demnach eindeutig hervor, dass Deutschland europaweit die wenigsten Stromunterbrechungen (ohne höhere Gewalt) und damit die europaweit höchste Versorgungsqualität aufweist. Während osteuropäische Länder wie beispielsweise Ungarn oder Litauen bis zu dem sechsfachen an Stromausfällen pro Jahr erleiden, treten auch in den mit Deutschland vergleichbaren Ländern wie Frankreich oder Großbritannien noch bis zu dreimal so viele Stromausfälle auf.

In einem nächsten Schritt ermöglicht eine weitere Kennzahl zusätzliche Erkenntnisse über den Stand der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung in Deutschland. Betrachtet wird die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung je Kunde in Minuten. Die in Abbildung 3.3 dargestellten Ergebnisse errechnen sich aus unterschiedlichen Indizes, welche die Dauer einer Störung erfassen. Der am häufigsten und auch in Deutschland verwendete Index ist der „System Average Interruption Duration Index“, SAIDI.[39, 40] Wie bereits in den vorherigen Abbildungen, können sich auch hier die von den verschiedenen Ländern erfassten Spannungsbereiche unterscheiden.[41]

Trotz der genannten Einschränkungen geht ebenfalls eindeutig aus Abbildung 3.3 hervor, dass Deutschland in puncto Versorgungssicherheit einen europaweiten Spitzenplatz einnimmt. Die Dauer eines Stromausfalls beträgt in Deutschland im Durchschnitt sogar nur ein Fünftel im Vergleich zu Spanien, Portugal oder einigen osteuropäischen Ländern. So musste im Durchschnitt im Jahr 2008 jeder Stromkunde nur mit 18 min Stromausfall zurechtkommen.[42] Damit erreicht Deutschland eine Versorgungszuverlässigkeit von 99,9965%.[43] Im Jahr 2009 hat sich die „durchschnittliche Nichtverfügbarkeit in Minuten je Letztverbraucher“ (SAIDI) in Deutschland sogar noch weiter auf 14,63 min

[39] Vgl. CEER (2008), S. 20ff.

[40] Dieser wird im Niederspannungsbereich nach Anzahl der Verbraucher und im Mittel- und Hochspannungsbereich nach der Nennleistung gewichtet (CEER, 2008, S. 12 und 25f).

[41] Vgl. CEER (2008), S. 33.

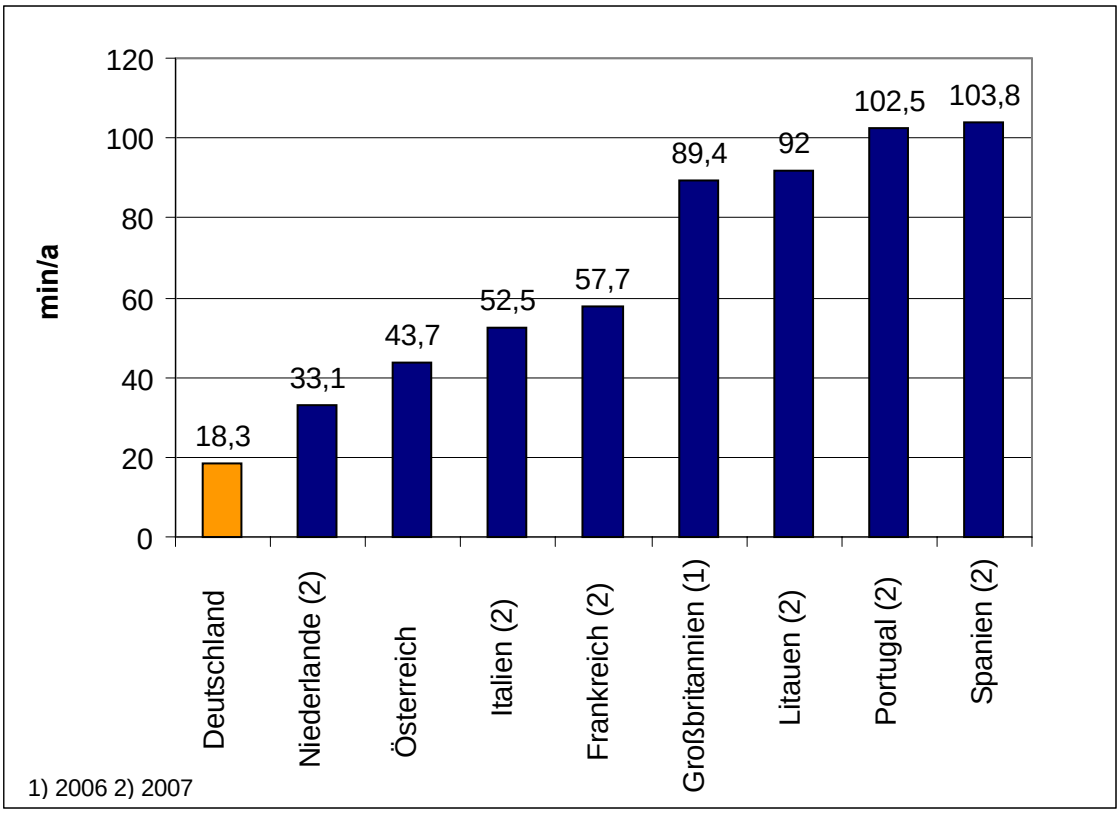
[42] Vgl. BDEW (2010), S. 13.

[43] Vgl. BDEW (2010), S. 13.

verbessert,[44] womit Deutschland seine internationale Spitzenposition in puncto Versorgungssicherheit beibehält.

Abbildung 3.3:

Durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung je Kunde in Minuten (2008)



Quelle: BDEW (2010), eigene Darstellung.

Als ein Grund für dieses bemerkenswerte Ergebnis können die in Deutschland besonders engmaschig ausgelegten Stromnetze genannt werden, die durch diese Eigenschaft deutlich weniger anfällig für Störungen sind als die weitermaschigen Stromnetze der europäischen Nachbarländer.[45] Das deutsche Leitungsnetz erreicht eine Länge von 1,78 Mio. Kilometer.[46] Im Vergleich dazu hat Frankreich, das flächenmäßig größer als Deutschland ist aber weniger Einwohner hat, nur eine Netzlänge von circa 1,3 Mio. km.[47]

[44] Vgl. Bundesnetzagentur (2010), S. 30.
[45] Vgl. BDEW (2010), S. 13.
[46] Vgl. BDEW (2010), S. 13.
[47] Vgl. EdF (2009), S. 18.

Zusammenfassend wird aus den dargestellten Kennzahlen deutlich, dass Deutschland einen sehr hohen Grad an Versorgungssicherheit aufweist. Um eine Antwort auf die Frage nach dessen Bedeutung für die Volkswirtschaft und damit deren Wohlfahrtsimplikationen zu finden, müssen, wie oben bereits angedeutet, Kosten und Nutzen der Versorgungssicherheit abgewogen werden. Je höher der Grad der Versorgungssicherheit ist, desto höher ist auch deren volkswirtschaftlicher Nutzen. Dabei wird gezeigt, dass die Kosten von Stromausfällen, also der Nutzen der Versorgungssicherheit, je nach Situation sehr hoch sein können. Aber auch die volkswirtschaftlichen Kosten von Investitionen in die Netzsicherheit steigen mit einem zunehmenden Sicherheitsniveau.

3.3 Das optimale Niveau der Versorgungssicherheit

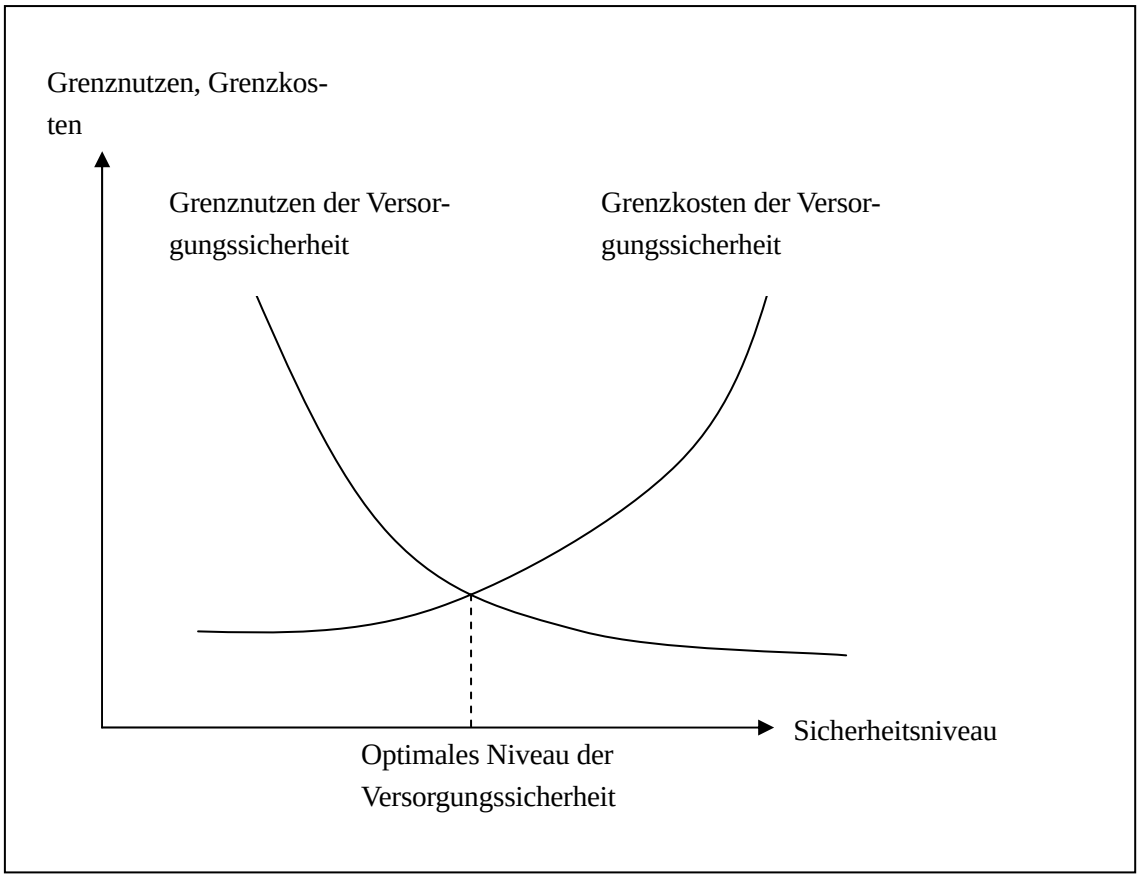
Bei der Schätzung des aus volkswirtschaftlicher Sicht optimalen Niveaus von Versorgungssicherheit kann es niemals um eine 100%ig sichere, also unterbrechungs- und störungsfreie Stromversorgung gehen. Eine solche Forderung ist sowohl aus technischer als auch finanzieller und wohlfahrtsökonomischer Sicht weder sinnvoll noch möglich. Eine nähere Darstellung dieser Situation findet sich in Abbildung 3.4. Auch in den Regelungen der europäischen Netzbetreiber (ENTSO-E, ehemals UCTE), auf die bereits im ersten Abschnitt des Kapitels hingewiesen wurde, ist dies ausdrücklich festgehalten.

Das standardmäßige Konzept der Ökonomie, ein optimales Niveau zu spezifizieren, besteht darin, eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen. Dabei ist im Allgemeinen genau dann der optimale Grad an Versorgungssicherheit erreicht, wenn die Kosten der Sicherstellung von Versorgungssicherheit den Kosten eines Ausfalls der Versorgung, gewichtet mit der Eintrittswahrscheinlichkeit der jeweiligen Periode, entsprechen.[48] Etwas konkreter müssen die Grenzkosten der Nicht-Versorgung den Grenzkosten der Sicherstellung der Versorgung, also den Vermeidungskosten, entsprechen.[49] Abbildung 3.4 veranschaulicht diese Sichtweise. Dabei sollte in optimaler Weise der beschriebene Zielkonflikt stets direkt in Abhängigkeit von den Erfordernissen der jeweiligen Verbrauchergruppe beurteilt werden, die stark unterschiedlich sein können.

[48] Vgl. Böske (2007), S. 29.
[49] Vgl. Böske (2007), S. 29.

Abbildung 3.4:

Das optimale Niveau an Versorgungssicherheit



Quelle: eigene Darstellung.

Die fallende Kurve in Abbildung 3.4 zeigt den Grenznutzen, der sich aus einem höheren Sicherheitsniveau ergibt. Zwar ist dieser stets positiv, nimmt aber mit steigendem Sicherheitsniveau ab. Während eine anfängliche, grundlegende Sicherheit noch sehr hohen Nutzen stiften kann, bewirkt eine Steigerung der Sicherheit auf hohem Niveau kaum einen zusätzlichen Nutzengewinn. Umgekehrt verhält es sich mit den Grenzkosten für Investitionen in die Versorgungssicherheit. Deren Kurve folgt einem steigenden Verlauf. Während erste Maßnahmen zur Steigerung der Versorgungssicherheit kaum Kosten verursachen, wachsen die Kosten mit steigendem Sicherheitsniveau stark an.

Aus Abbildung 3.4 lässt sich das optimale Sicherheitsniveau ableiten. Dieses liegt im Schnittpunkt der Grenzkosten- und Grenznutzenkurve. Hier entspricht der Grenznutzen, den die letzte Einheit an Versorgungssicherheit stiftet, genau den Grenzkosten, die ihre Implementierung verursacht. Wenn man die Grenznutzenkurve nun als Kurve der Grenzzahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit interpretiert, erhält man durch die Abbildung das volkswirtschaftlich optimale Niveau an Versorgungssicherheit.

Abbildung 3.4 ist eine stark vereinfachte Darstellung der Nachfrage- und Angebotssituation des Gutes Versorgungssicherheit. Zur Schätzung des optimalen Sicherheitsniveaus müssen eine Vielzahl an Informationen beachtet und viele Interdependenzen bewältigt werden. Verschiedenste Informationen bezüglich Dauer und Umfang des Stromausfalls sind genauso wichtig wie die Frage nach Ort und Zeitpunkt dessen Stattfindens. Darüber hinaus müssen Details über die Möglichkeit von Vorwarnungen oder technischen Steuermöglichkeiten beachtet werden. So können sich Grenzkosten- und Grenznutzenkurven für einzelne Verbrauchergruppen, Regionen, Tages- oder Jahreszeiten, etc. bezüglich ihrer Lage und Steigung stark differenzieren. Eine genaue Bestimmung des optimalen Sicherheitsniveaus vor allem auch im Marginalbereich ist daher kaum praktikabel. Eindeutig ist allerdings, dass ein 100%iges Sicherheitsniveau auf Ebene der gesamten Volkswirtschaft nicht angestrebt werden kann: Die Grenzkosten übersteigen die Zahlungsbereitschaft eines solchen bei Weitem.

Besondere Bedeutung erhält in diesem Zusammenhang die Substitutionselastizität der Stromnachfrage im Falle eines Stromausfalls. Es kann angenommen werden, dass viele Bereiche der Nachfragekurve stark unelastisch sind. Der Grund hierfür ist, dass Elektrizität in jedem Lebensbereich und jedem Sektor der Volkswirtschaft als so essentiell angesehen werden kann, dass keine Substitutionsmöglichkeiten bestehen. Hierin unterscheidet sich Elektrizität auch im Wesentlichen von den meisten anderen Produktionsfaktoren.[50]

Wie bereits angesprochen, kann sich das optimale Sicherheitsniveau für die einzelnen Verbraucher(-gruppen) stark unterscheiden. Diejenigen, die eine besonders hohe Zahlungsbereitschaft für sichere Elektrizitätsversorgung haben, wie beispielsweise Krankenhäuser, Gießereibetriebe oder Pharmaunternehmen, schaffen bereits eigenständig Substitutionskapazitäten wie Notstromaggregate an. Generell ist es eine essentielle Aufgabe von Politik und Regulierungsbehörden, die Impulse für Investitionen in Versorgungssicherheit so zu setzen, dass eine für den Standort Deutschland optimal gewichtete Berücksichtigung der Bedürfnisse aller Verbraucher(-gruppen) stattfinden kann. Darauf aufbauend ist es die entscheidende Aufgabe der Versorgungsunternehmen, ein angemessenes Sicherheitsniveau zu gewährleisten.

Verschiedene Möglichkeiten der Approximation bestehen, sich quantitativ einer Lösung des oben beschriebenen Maximierungsproblems zu nähern. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wird dabei der Zielkonflikt zwischen den positiven Effekten und zunehmenden

[50] Vgl. Böske (2007), S. 34.

Kosten aus einem wachsenden Grad an Versorgungssicherheit beschrieben. Aus Sicht der Versorgungsunternehmen können die Kosten der Versorgungssicherheit anhand von Investitionen, z.B. in Netzausbau oder -instandhaltung sowie Vorhaltung der notwendigen Reserveleistungen bemessen werden. Daneben bestehen verschiedene Möglichkeiten, die Bedeutung der Versorgungssicherheit für die Endverbraucher quantitativ zu bewerten, beispielsweise durch die Analyse makroökonomischer Kennzahlen oder Umfragen.

3.3.1 Kosten der Versorgungssicherheit

Kosten der Versorgungssicherheit entstehen durch die Planung und Durchführung von Maßnahmen zur Erreichung eines bestimmten Sicherheitsniveaus der Elektrizitätsversorgung. Wie in der vorangegangenen deskriptiven Analyse deutlich wurde, ist in Deutschland ein sehr hohes Niveau an Versorgungssicherheit realisiert. Es ist naheliegend, dass damit auch hohe Kosten nicht nur bei Verbesserungen, sondern schon in der Aufrechterhaltung dieses Standards verbunden sind. So wird geschätzt, dass die Stromnetzbetreiber in den kommenden zwei Jahren 7,4 Mrd. € investieren müssen, um das bestehende Netz und dessen Sicherheitsniveau zu erhalten und auszubauen. Nur durch solche Maßnahmen kann das aktuelle Niveau an Versorgungssicherheit aufrechterhalten werden. Um dieses Ziel auch langfristig zu erreichen, müssen bis 2020 insgesamt mehr als 40 Mrd. € für den Ausbau und Erhalt der Netze ausgegeben werden.[51]

Eine Prognose von ewi et al. (2008) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), welche den Zeitraum bis 2038 erfasst, beziffert den durchschnittlichen finanziellen Aufwand allein für Wartung und Erneuerung des Höchstspannungsnetzes im Mittel auf 630 bis 750 Mio. € pro Jahr. Dieser Betrag kann abhängig von den jeweiligen Investitionsplanungen der Netzbetreiber großen Schwankungen unterworfen sein. Dabei werden die Kosten von Inspektion und Wartung des Stromnetzes etwa *„die Hälfte des langjährigen Mittels der Gesamtkosten“* ausmachen.[52] Diese Kosten entstehen unter anderem dadurch, dass sich die Netzbetreiber Mindestanforderungen bezüglich der Netzsicherheit auferlegt haben. Diese sind in nationalen und internatonalen Regelwerken festgeschrieben. Die wichtigsten sind dabei das Operation Handbook der UCTE (heute ENTSO-E), welches die Integration der Stromnetze auf internationaler Ebene sichern soll und der nationale Transmission Code des Verbands der Netzbetreiber (VDN), der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Verbundnetzes gewährleisten soll.

[51] Vgl. BDEW (2010), S. 13.

[52] Vgl. ewi et al., (2008), S. 122.

Die angegebenen Kosten beziehen sich auf die Beibehaltung des Status quo, also den finanziellen Aufwand, der nötig ist, um den jetzigen Stand der Versorgungssicherheit auch in den nächsten 20 bis 40 Jahren sicherzustellen. Die Versorgungssicherheit über ihr jetziges Niveau zu heben, z.B. durch Ausbau des Stromnetzes, Verlegung von Stromkabeln unter die Erde, Vorhalten von weiteren Reservesystemen o. Ä., würde weitere Kosten verursachen. Dabei wäre dieser Aufwand ungleich höher als jener, welcher zum Erreichen des momentanen Sicherheitstandes erforderlich war. Die Entscheidung, welche Maßnahme genau diese Kosten rechtfertigt, hängt dabei maßgeblich vom gewonnenen Nutzen ab.

Auch wenn solche Milliardenbeträge sehr hoch erscheinen, sind die Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit von elementarer Bedeutung für die Volkswirtschaft. Sie sollten mehr als Investitionen in die volkswirtschaftliche Wohlfahrt und weniger als Kostenfaktor wahrgenommen werden. Diese Investitionen ermöglichen die Bereitstellung eines Gutes von hohem Wert für die gesamte Volkswirtschaft: eine sichere und zuverlässige Versorgung mit Elektrizität. Der folgende Abschnitt versucht, diesen Wert von Versorgungssicherheit zu quantifizieren.

3.3.2 Nutzen der Energieversorgungssicherheit

Aus verschiedenen Gründen erweist es sich als schwierig, den Nutzen einer gesicherten Elektrizitätsversorgung für die Volkswirtschaft zu quantifizieren. Eine Herausforderung ist, dass sich die Kosten von Stromausfällen nicht im Marktpreis von Elektrizität widerspiegeln, sondern diesen bei Weitem übersteigen. In diesem Zusammenhang muss auf die Nicht-Existenz eines Marktes, an dem Stromausfälle gehandelt werden können, beispielsweise in Form eines übergreifenden Versicherungssystems, hingewiesen werden.[53] So besteht kein Anhaltspunkt für einen Preis, der die Grenzkosten für eine Minute Stromausfall bemisst. Es ist schwer einzuschätzen, welchen Wert die Gesellschaft einer reibungslosen Stromversorgung beimisst. Fest steht jedoch, dass der Wert einer weiteren sicheren Einheit Strom meist deren Marktpreis bei Weitem übersteigt.

Der Nutzen, den ein bestimmtes Niveau an Versorgungssicherheit stiftet, kann auch als die verbraucherseitigen Kosten interpretiert werden, die entstehen, wenn es zu einem Versorgungsausfall kommt. Verschiedene Beispiele können genannt werden, wie und wo die Kosten auftreten:

[53] Vgl. hierzu de Nooij et al. (2007) und auch Bliem (2005).

- In der Wirtschaft entstehen von Stromausfällen verursachte Kosten zum einen durch Unterbrechungen der Arbeits- und Produktionsprozesse. Diese verursachen unmittelbar Verluste in der Wertschöpfung der Unternehmen und damit auch für die Unternehmen entgangene Gewinne. Zum anderen können auch langfristige Schäden durch irreversiblen Verlust von produziertem Vermögen, durch Datenverlust oder auch durch Schäden an Anlagen entstehen. Darüber hinaus fallen, je nach Dauer des Versorgungsausfalls, weitere Personalkosten durch zusätzliche Arbeitsstunden an, gegebenenfalls sogar mit Sonderschichtzulagen, in denen entstandene Schäden behoben und die Produktionsausfälle ausgeglichen werden.[54] Neben solchen direkten Kosten können Stromausfälle auch indirekte Kosten, beispielsweise in Form von entgangenem Absatz verursachen. Diese beschreiben ein eher langfristiges Phänomen, bei dem beispielsweise Kosten durch unterbrochene chemische Reaktionen, verlorene Daten und Ähnliches entstehen können.[55] Ein weiteres Beispiel ist, wenn der Strom im Telekommunikationssektor bei den Kunden ausfällt und diese daraufhin keinen Umsatz für die entsprechenden Telekommunikationsunternehmen generieren können.[56]
- Auch dem Staat können Stromausfälle indirekte Kosten, nämlich in Form von entgangenen Steuereinnahmen, verursachen.[57] Darauf soll im Folgenden aber aufgrund der hohen Ungenauigkeiten bei deren Berechnung nicht näher eingegangen werden.
- Im Falle der Haushalte muss ähnlich wie zuvor zwischen materiellen, bzw. direkten und immateriellen, bzw. indirekten Kosten, also entgangenem Nutzen, eines Versorgungsausfalls unterschieden werden. Dabei sind die materiellen Kosten eines Stromausfalles, wie beispielsweise Schäden an Anlagen oder Kosten für Alternativen, als eher gering anzusehen. Dagegen treten immaterielle Kosten in den Vordergrund, da der Nutzen vieler freizeitlicher Aktivitäten, beispielsweise Kochen oder Fernsehen, an die Verfügbarkeit von Elektrizität gebunden ist.[58]

Die Aufzählung von Situationen, in denen Versorgungsausfälle Kosten verursachen, kann nicht als abschließend betrachtet werden. Darüber hinaus sind weitere Bereiche denkbar, in denen Stromausfälle Folgekosten nach sich ziehen. Trotz der Tatsache, dass die Einschränkungen, die durch einen Stromausfall hervorgerufen werden, zu einem

---

[54] Vgl. Bliem (2005).

[55] Vgl. hierzu Bliem (2005), S. 5ff und Wacker und Billinton (1989).

[56] Vgl. frontier economics (2008).

[57] Vgl. frontier economics (2008).

[58] Vgl. hierzu Bliem (2005) und frontier economics (2008).

gewissen Teil substituiert werden können, wird durch die Auflistung der Kostenaspekte von Versorgungsausfällen deutlich, welch elementare Bedeutung ein sicherer Versorgungsstandard für jede Volkswirtschaft hat.

Im Folgenden wird der Wert von Versorgungssicherheit mit den Kosten eines Stromausfalls approximiert. Dieser kann mithilfe der Kennzahl des „Value of Lost Load" (VoLL) geschätzt werden und bemisst die *„Höhe der Kosten von Versorgungsausfällen durch Versorgungsunterbrechungen aggregiert für alle Kunden eines betrachteten Versorgungsgebietes"*.[59, 60] Der VoLL kann somit als Kennzahl für die Grenzkosten der Maßnahmen zur Steigerung der Versorgungssicherheit interpretiert werden. Die Kosten, die für den Verbraucher bei einer kWh nicht gelieferten Stroms anfallen, werden durch zahlreiche Faktoren wie Tageszeit, Unterbrechungsdauer, Vorhersehbarkeit des Ausfalls etc. determiniert und können bei jedem Konsumenten unterschiedlich hoch sein. Die Kosten selbst lassen sich, wie oben dargestellt, in direkte und indirekte Kosten unterteilen.

In der wissenschaftlichen Diskussion werden verschiedene Ansätze vorgeschlagen, mithilfe derer die Kosten eines Ausfalls der Elektrizitätsversorgung gemessen werden können.[61] Diese Approximation ermöglicht dann eine quantitative Annäherung an den Nutzen, der in Deutschland dem bestehenden Niveau an Versorgungssicherheit zugemessen wird. Im Folgenden werden vier Ansätze zur Berechnung des VoLL mit ihren Vor- und Nachteilen kurz dargelegt.

Eine häufig verwendete Möglichkeit, den Wert von Versorgungssicherheit für Volkswirtschaften zu messen, bieten **Umfragen oder Befragungen**. Dabei müssen die befragten Personen ihre Präferenzen zu folgenden oder ähnlichen Fragen angeben: Was ist die Zahlungsbereitschaft für eine gegebene Reduktion von Unterbrechungen? Was ist die kleinste Geldsumme, die akzeptabel wäre als Kompensation für eine gegebene Erhöhung der Anzahl oder Dauer von Unterbrechungen? Welche Kombination von Strompreis und Anzahl der Ausfälle ist akzeptabel?[62] Aus der Untersuchung der Antworten kann man die entsprechenden Werte ermitteln. Die Vorteile dieser Methode liegen in der Möglichkeit, verschiedene denkbare Szenarien untersuchen zu können.

---

[59] Vgl. *Bliem (2005).*

[60] Der VoLL berücksichtigt, je nach angewandter Schätzmethode, die verschiedenen Dimensionen von Stromausfällen wie Dauer und Häufigkeit der Unterbrechungen, aber auch deren Zeitpunkt und weitere Umstände, in unterschiedlichem Maße. Eine allgemeingültige Quantifizierung ist aber nicht möglich.

[61] Vgl. hierzu beispielsweise de Nooij et al. (2007), Billington et al. (1993) und Ajodhia (2002).

[62] Vgl. de Nooij et al. (2007).

Gleichzeitig gestalten sich Umfragen hinsichtlich der zu untersuchenden Messgrößen relativ flexibel.[63] Allerdings bringt diese Art des Vorgehens auch einige Nachteile mit sich: Sowohl die Frage nach der Zahlungsbereitschaft als auch nach den Kompensationsforderungen sind hypothetische Fragen, sodass sie nicht unbedingt das reale Verhalten der Befragten widerspiegeln. Gerade Privatpersonen sind häufig mit den Fragen, besonders wenn Zielkonflikte angesprochen werden, überfordert und durch Variationen der Fragestellungen leicht manipulierbar. So kann durch die Art der Fragestellung immer bereits in eine Antwortrichtung gelenkt werden. Weitere Nachteile ergeben sich aus der unzuverlässigen Validität der Ergebnisse von Umfragen. Darüber hinaus ist die Durchführung von Befragungen stets mit einem hohen Aufwand verbunden.[64]

Eine weitere Methode, die Kosten von Versorgungsunsicherheit zu erfassen, stellen **Fallstudien** dar. Dabei werden die Effekte, die ein real stattgefundener Stromausfall ausgelöst hat, untersucht und monetär bewertet.[65] Zu diesem Zweck können beispielsweise Umfragen nach einem entsprechenden Ereignis durchgeführt werden, anhand derer die Schäden bewertet werden.[66] Neben dem Verlust an Allgemeingültigkeit haben solche Fallstudien auch den Nachteil, dass jeder Stromausfall in seiner Komplexität nur schwer zu durchdringen ist. Auf der anderen Seite ist durch ihren direkten Realitätsbezug ein großer Grad an Praxisrelevanz sichergestellt – gerade im Vergleich zu reinen Befragungen bezüglich hypothetischen Stromausfällen ist hier die Analyse tatsächlicher Vorfälle als Vorteil anzusehen. Allerdings ist natürlich das Vorhandensein eines „geeigneten“ Vorfalls elementare Voraussetzung zur Durchführung einer Fallstudie.

Darüber hinaus kann der Wert der Versorgungssicherheit durch die **Beobachtung von Präferenzen** festgestellt werden. Verschiedene Verhaltensweisen von Haushalten und Industrie wie Investitionen in Reserveanlagen oder das Abschließen von unterbrechbaren Lieferverträgen[67] können als Zahlungsbereitschaft für ein höheres oder geringeres als das tatsächliche Niveau an Versorgungssicherheit interpretiert werden.[68] Dazu zählt beispielsweise die Analyse von Investitionen in Reservesysteme zur Überbrückung von Stromausfällen. Allerdings sind solche Maßnahmen nur bedingt repräsentativ, da zusätzliche Maßnahmen zum Schutz von Stromausfällen in vielen Bereichen dem gesetz-

[63] Vgl. frontier economics (2008).

[64] Vgl. frontier economics (2008).

[65] Vgl. Corwin and Miles (1987).

[66] Vgl. Serra und Fierro (1997).

[67] Diese Verträge erlauben es dem Lieferanten, die Versorgung zu einer bestimmten Zeit zu unterbrechen. Der Verbraucher erhält im Gegenzug einen günstigeren Strompreis (de Nooij, 2008, S. 343).

[68] Vgl. Caves et al. (1992).

lichen Einfluss unterliegen. So ist die Bereitstellung von Notstromaggregaten für Krankenhäuser in Deutschland verpflichtend; auch ist es privaten Haushalten nicht möglich, unterbrechbare Lieferverträge abzuschließen.

Eine vierte Methode zur Abschätzung des Wertes von Versorgungssicherheit stellt der **makroökonomische Ansatz oder Produktionsfunktionsansatz** dar. Dieser schätzt die Kosten eines Stromausfalls mithilfe von statistischem Datenmaterial bezüglich der verlorenen Produktion von Firmen und der verlorenen Zeit von Haushalten.[69] Die Methode setzt den Stromendverbrauch in kWh ins Verhältnis zur Wirtschaftsleistung für die verschiedenen Bereiche der Volkswirtschaft. Dabei bestehen verschiedene Methoden der Aggregation um einen gesamtwirtschaftlichen oder sektorspezifischen Wert zu erzielen. Die Methode zeichnet sich durch den Vorteil aus, dass die statistischen Werte beispielsweise im Vergleich zu Umfragen mit einem relativ geringen Erhebungsaufwand gewonnen werden können. Durch diese aggregierte Betrachtungsweise gehen allerdings Aspekte verloren, sodass einige direkt entstehende Kosten wie Anlaufzeiten im Produktionsbetrieb oder aber auch indirekte Kosten kaum berücksichtigt werden können.[70] Zwei aktuelle Studien für Österreich[71] und für die Niederlande[72] schätzen den Wert der Versorgungssicherheit nach diesem Ansatz.

In Tabelle 3.1 werden die Ergebnisse aus verschiedenen Schätzungen des VoLL verglichen. Es zeigt sich, dass die Kosten von Stromausfällen sich zwar stark zwischen, aber nicht innerhalb der Sektoren unterscheiden. Bei der Betrachtung des VoLL muss stets beachtet werden, dass eine genaue Benennung der Kosten von Stromausfällen immer von den konkreten Umständen der jeweiligen Situation abhängt. Dies geht bei Weitem über Differenzierungen bezüglich Dauer, Sektor, Region, Jahres- oder Uhrzeit hinaus. Eine Ermittlung generischer Werte ist aufgrund der situativen Komplexität generell nicht möglich.[73] Ein Vergleich mehrerer Studien kann dieser Problematik in gewissem Umfang gerecht werden. Er ermöglicht die Schätzung eines Wertes der Versorgungssicherheit innerhalb einer gewissen Bandbreite.

[69] Vgl. Tishler (1993).

[70] Vgl. Bliem (2005).

[71] Die Studie des VoLL für Österreich stammt von Bliem (2005).

[72] Die Studie des VoLL für die Niederlande stammt von de Nooij et al. (2007).

[73] Vgl. hierzu auch frontier economics (2008).

Tabelle 3.1: Vergleich ausgewählter Ergebnisse verschiedener Schätzungen des VoLL (ungefähre Werte)

Methode	Autor	Jahr	Region	VoLL
Beobachtung	Beenstock et al. (1997)	1997	Israel	Büros: 2,05 USD/kWh Bildung: 1,99 USD/kWh Öff. Einrichtungen: 2,39 USD/kWh
Fallstudie	Corwin et al. (1978)	1977	New York City	Durchschnittswert: 4,11 USD/kWh
Makro-ökonomischer Ansatz	de Nooij et al. (2007)	2001	Niederlande	Landwirtschaft: 3,90 €/kWh Sachgüter-erzeugung: 1,87 €/kWh Dienstleistungen: 7,94 €/kWh Private Haushalte: 16,38 €/kWh
Makro-ökonomischer Ansatz	Bliem (2005)	2004	Österreich	Landwirtschaft: 3,3 €/kWh Sachgüterer-zeugung: 2,1 €/kWh Dienstleistungen: 9,3 €/kWh Private Haushalte: 16 €/kWh Bauwesen: 42,4 €/kWh
Makro-ökonomischer Ansatz	Tol (2007)	1990-2005	Irland	Landwirtschaft: 6 €/kWh Dienstleistungen: 15 €/kWh Wohnsektor: 60 €/kWh Transport: 65 €/kWh
Umfrage	Balducci et al (2002)	1992, 1996	Kanada	Industrie: 13,93 USD/kWh[74] Gewerbe: 12,87 USD/kWh[74] Wohnsektor: 0,15 USD/kWh[74] Transport: 16,42 USD/kWh[74]
Umfrage	Gilmore (2007)	2007	USA	Haushalte: 0,58 €/kWh Industrie: 6,84 €/kWh Durchschnitt: 5,01 €/kWh
Umfrage	Bliem (2007)	2006, 2007	Österreich	Haushalte: 73,5 €/kWh Industrie: 13,2 €/kWh
Umfrage: Zahlungsbereitschaft				Haushalte: 5,3 €/kWh Industrie: 13,2 €/kWh
Umfrage: Zahlungsbereitschaft	Samdal (2006)	2003	Norwegen	Haushalte: 1,0 €/kWh Industrie: 8,25 €/kWh

Quelle: Darstellung des ifo Instituts.

[74] Bezogen auf eine Stunde Stromausfall.

Die Ergebnisse unterscheiden sich sowohl aufgrund der länderspezifischen Besonderheiten als auch aufgrund der unterschiedlichen zugrunde gelegten Szenarien, angewandten Methoden oder unterschiedlichen Umständen in ihren quantitativen Resultaten. Ein Vergleich der Ergebnisse zeigt die Bandbreite der Bewertungen von Stromausfällen. Große Bandbreiten ergeben sich dabei nicht nur zwischen den unterschiedlichen Branchen und Haushalten, sondern auch innerhalb der untersuchten Gruppen. Dies zeigt, dass die einzelnen Gesellschaftsbereiche Versorgungssicherheit eine unterschiedliche Bedeutung beimessen. Auf diese Problematik soll nach einer kurzen Analyse der Ergebnisse noch eingegangen werden.

Zunächst fällt auf, dass private und gewerbliche Nutzer Versorgungssicherheit sehr unterschiedlich bewerten. So errechnet Samdal (2006) für norwegische Haushalte einen VoLL von 1,00 €/kWh und für die Industrie einen VoLL von 8,25 €/kWh. Diese 8-fache Wertschätzung der Industrie von Versorgungssicherheit gegenüber den Haushalten ist dabei keine Besonderheit dieser Studie, sondern findet sich, teilweise noch viel ausgeprägter, auch in den anderen Studien wieder. Die Tatsache, dass in dieser Studie der Industriesektor eine achtmal höhere Zahlungsbereitschaft für eine sichere Elektrizitätsversorgung als die befragten Haushalte aufweist, führt eindrücklich die Problematik vor Augen, gesamtgesellschaftlich ein optimales Sicherheitsniveau der Stromversorgung zu implementieren. Diese Differenzen in den Wertschätzungen von Versorgungssicherheit finden sich allerdings auch zwischen den unterschiedlichen Branchen einer Wirtschaft. Bliem (2005) zeigt beispielsweise mit seinem makroökonomischen Ansatz für Österreich eine Spannweite des VoLL von 2,1 €/kWh bei der Sachgütererzeugung bis zu 42,4 €/kWh im Bauwesen.

Ein ähnliches Bild ergibt die Betrachtung des VoLL innerhalb der gleichen Sektoren oder Branchen. So weisen de Nooij et al. (2007) in ihrer makroökonomischen Studie der Branche Sachgütererzeugung nur einen VoLL von 1,87 €/kWh zu, während Bliem (2007) der Industrie einen VoLL um die 13 €/kWh zuweist. Allerdings ist die Spannbreite der Ergebnisse hier trotz der unterschiedlichen Ergebnisse weit geringer als innerhalb der einzelnen Gruppen einer Wirtschaft. Immerhin vier der dargestellten Studien errechnen für den Industriesektor einen Wert der Versorgungssicherheit in der Bandbreite von 8 bis 14 €/kWh. Da der Industriesektor mit einem Anteil von fast einem Viertel an der jährlichen Bruttowertschöpfung und fast der Hälfte des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland von besonderer Bedeutung ist, kann dessen hohes Sicherheitsbedürfnis in gewisser Weise den hohen Sicherheitsstandard in Deutschland recht-

fertigen.[75] Ein deutlich uneinheitlicheres Bild liefert ein Vergleich der Bewertung von Stromausfällen der Haushalte. Hier liegt die Bandbreite zwischen unter einem Euro (Samdal (2006), Gilmore (2007)) bis über 70 € (Bliem (2007)) je verlorener kWh. Die große Streuung der Ergebnisse lässt sich bei näherer Analyse der Studien teilweise durch unterschiedliche methodische Herangehensweisen oder unterschiedliche Festlegung von Annahmen, vor allem im Bereich der Haushalte, erklären. Während die Ergebnisse vor allem bei den Umfragen stark streuen, weisen die makroökonomischen Analysen recht ähnliche Ergebnisse auf. Haushaltsseitig wird hier zur Berechnung des VoLL auf eine Opportunitätskostenanalyse zurückgegriffen. Der marginale Wert einer Stunde Freizeit wird errechnet, indem man diese mit dem jeweiligen durchschnittlichen Stundenlohn bewertet. Je nach Studie werden dann Annahmen bezüglich der Substituierbarkeit von Freizeitaktivitäten mit und ohne Stromverbrauch getroffen. De Nooij et al. (2007) nehmen eine Substituierbarkeit der verschiedenen Freizeitaktivitäten von null an, was auf eine Überschätzung des VoLL hinweist. Auf der anderen Seite bewertet ein makroökonomischer Ansatz den Stromausfall für die marginale Stunde Freizeit, was wiederum auf eine Unterschätzung der realen Kosten hindeuten kann.[76]

Mithilfe einer Metaanalyse über 25 Studien hat frontier economics (2008) die Kosten von Versorgungsunterbrechungen, also den VoLL, in Deutschland auf eine Bandbreite von 8 bis 16 €/kWh, jeweils in Abhängigkeit von den spezifischen Ausprägungen der betrachteten Gesellschaftsbereiche, geschätzt.[77] Aus dieser Bandbreite können die volkswirtschaftlichen Kosten von Versorgungsunterbrechungen für verschiedene Schadensszenarien abgeleitet werden. Dabei wird der abgeschätzte VoLL in Höhe von 8 bis 16 € pro kWh mit dem durchschnittlichen Stromverbrauch von 2007 in Verbindung gesetzt. So würde ein einstündiger Stromausfall an einem Werktag im Winter zu einem Verlust von 80 GWh in Deutschland führen. Dies kann mit einem Wertverlust von 0,6 bis 1,3 Milliarden € in Verbindung gebracht werden. Ein 24-stündiger Ausfall unter den gleichen Bedingungen bei einem Stromverlust von 1.800 GWh sogar zu einem volkswirtschaftlichen Schaden von 14 bis 30 Milliarden €. Ein weiteres Schadensszenarium beschreibt die finanziellen Folgen einer Reduktion des Sicherheitsstandards auf spani-

[75] Statistisches Bundesamt, 2009, Pressemitteilung Nr. 146 vom 15.04.2009.

[76] Vgl. hierzu auch frontier economics (2008).

[77] Mithilfe des makroökonomischen Ansatzes wurden die Studienergebnisse unter Berücksichtigung des jährlichen Gesamtverbrauches und durch eine Adjustierung entsprechend des jährlichen BIPs, auf Deutschland angepasst (frontier economics, 2008). Dabei haben sich frontier economics (2008) auf die Betrachtung der Durchschnittswerte des VoLL in den einzelnen Studien bezogen, um deren Vergleichbarkeit weitmöglich sicherzustellen.

sches Niveau.[78] Dies würde in Deutschland zu volkswirtschaftlichen Mehrkosten in Höhe von 1,5 bis 3,2 Milliarden € jährlich führen.[79]

Aus allen betrachteten Studien zur Schätzung des Wertes von Versorgungssicherheit geht eindeutig hervor, dass die Kosten eines Stromausfalls die volkswirtschaftlichen Kosten der Stromversorgung um ein Vielfaches übersteigen. Dies trifft nicht nur auf einzelne Wirtschaftszweige zu, sondern gilt insbesondere auch für private Haushalte. Dies verdeutlicht den Wert einer gesicherten Elektrizitätsversorgung für die wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands und dessen internationale Wettbewerbsposition. Dies trifft in besonderem Maße auf die mittelständischen Unternehmen zu, die als Wachstums- und Innovationsmotor der deutschen Volkswirtschaft angesehen werden können und deren internationale Wettbewerbsfähigkeit entscheidend durch die sehr sichere Elektrizitätsversorgung ermöglicht wird. So kann eine gesicherte Elektrizitätsversorgung, auch im direkten Vergleich mit europäischen Nachbarländern, als wichtiger Standortvorteil Deutschlands interpretiert werden.

3.4 Bewertung der Bedeutung der Versorgungssicherheit für die Volkswirtschaft

Wie die gesamte Volkswirtschaft sind auch die Anforderungen an Konzepte der Versorgungssicherheit ständigen Veränderungen unterworfen. Diese bestimmen sich sowohl aus den vorhandenen politischen Rahmenbedingungen als auch aus den technologischen Gegebenheiten und Möglichkeiten im Energiesektor. So stellt das Austarieren des optimalen Niveaus an Versorgungssicherheit immer wieder eine neue Herausforderung dar. Diesem muss durch kontinuierliche Überprüfung der verschiedenen Risikoebenen und gegebenenfalls durch Anpassungen der Sicherheitsstrategie Rechnung getragen werden.

Die Kosten von Versorgungsunterbrechungen bemessen sich zu einem Großteil aus dem Verlust von Konsumentenrente. So übersteigt auch der Wert einer sicheren Versorgung, also der VoLL, den Marktpreis von Elektrizität bei Weitem. Die Nachfrage nach Strom kann weitgehend als unelastisch angesehen werden, sodass in dieser Situation der Nutzen der Versorgungssicherheit sehr hoch zu bewerten ist. Dennoch ist anzunehmen, dass

[78] In Spanien kommt es im Schnitt zu 215 min Nichtverfügbarkeit von Strom pro Jahr (frontier economics, 2008).

[79] Siehe dazu frontier economics (2008).

ab einem bestimmten Sicherheitsniveau der Nutzen aus jeder weiteren Einheit abnimmt. Da Deutschland über ein besonders hohes Sicherheitsniveau verfügt, wäre es möglich, dass eine Erhöhung des Sicherheitsniveaus einen geringeren Nutzenzuwachs als bestehende Maßnahmen zur Steigerung des Sicherheitsniveaus mit sich bringt. Gleichzeitig ist ein steigendes Sicherheitsniveau mit einem zunehmenden Kostenaufwand verbunden. Besonders in Deutschland, wo die Versorgungssicherheit als besonders hoch einzuschätzen ist, muss diesem Trade-Off Rechnung getragen werden. Das Aufwands-Ertrags-Verhältnis wird bei zunehmendem Sicherheitsniveau immer ungünstiger. So muss jede Maßnahme zur weiteren Erhöhung des Niveaus der Versorgungssicherheit einer entsprechenden Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen werden.

Wie oben bereits angesprochen, ist eine Marginallösung des Optimierungsproblems kaum zu realisieren. Der Grund hierfür liegt in der Tatsache, dass das Sicherheitsniveau der Stromversorgung nicht oder nur in eingeschränktem Maße individuell nach den Bedürfnissen der Verbrauchergruppen festgelegt werden kann. Es kann nur unabhängig von deren unterschiedlichen Wünschen, für die gesamte Volkswirtschaft einheitlich festgelegt werden. Eine differenziertere Behandlung der verschiedenen Verbrauchergruppen könnte dieses Problem bedingt lösen. Verschiedene Möglichkeiten existieren, um dieser Problematik zumindest ansatzweise Rechnung zu tragen. Zum einen kann jeder Stromverbraucher, der ein höheres Sicherheitsniveau anstrebt, dezentral und in Eigenverantwortung zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen ergreifen. Dies kann durch den Zubau zusätzlicher Kapazitäten wie Notstromaggregate o.ä. geschehen. In wichtigen Bereichen der Gesellschaft, wie beispielsweise Krankenhäuser, hat der Gesetzgeber solche Maßnahmen zur Vorschrift gemacht. Eine weitere Möglichkeit betrifft die Einführung intelligenter Stromzähler und -netze, die die Nachfrage nach Strom glätten und dadurch Nachfragespitzen abbauen, was die Stabilität der Versorgung im Allgemeinen stärken kann. Eine nähere Analyse technischer Maßnahmen zur Steigerung der Versorgungssicherheit findet sich in Kapitel 5. Auch könnte über die Einführung von Vorzugsverträgen, die nicht nur den unterschiedlichen Präferenzen der Nachfrager gerecht werden, sondern insgesamt das Preisniveau von Elektrizität wegen des geringeren Sicherheitsstandards unter gewissen Umständen senken, nachgedacht werden. Allerdings ist der Einsatz von solchen Verträgen in Deutschland nur bedingt erlaubt.

Generell muss bei der Wahl des Versorgungsniveaus eine gewisse Gewichtung der unterschiedlichen Interessen und Ansprüche an die Versorgungssicherheit stattfinden, um den für die Volkswirtschaft optimalen Wert zu erreichen.

Um ein hohes Maß an Versorgungssicherheit in Deutschland weiterhin sichern zu können, müssen grundlegende politische und regulatorische Rahmenbedingungen festgelegt werden, da diese als die elementaren Stellgrößen für Versorgungssicherheit angesehen werden können. Sie müssen geeignete Rahmenbedingungen und Anreize schaffen, sodass Energieunternehmen die notwendigen Investitionen durchführen und nicht nur den erreichten Standard aufrecht zu erhalten, sondern diesen sogar, wenn nötig, noch zu verbessern oder veränderten Bedingungen anzupassen. In diesem Zusammenhang sei auf die wachsende Bedeutung und den damit verbundenen Herausforderungen hingewiesen, die der Ausbau der erneuerbaren Energien mit sich bringt. Näheres dazu findet sich im nachfolgenden Kapitel 4, bzw. der Ausbau des Netzes zur Integration der erneuerbaren Energien in Kapitel 5. Die Rahmenbedingungen müssen zunächst aus Sicht der Versorgungssicherheit dazu beitragen, in ausreichendem Maße Zugang zu Ressourcen zu schaffen, welche unabdingbar für die Stromproduktion in Deutschland sind. Auch müssen Genehmigungsverfahren in einer angemessenen Zeitspanne durchgeführt werden und Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Rahmenbedingungen verringert werden. Gleichzeitig ist ein hohes Maß an technischer Sicherheit erforderlich, um eine kontinuierliche und effiziente Versorgung, vor allem auch in Hinblick auf einen ausreichenden Kapazitätsausbau, gewährleisten zu können. Mit Blick auf den momentan stattfindenden Strukturwandel im Energiemarkt betrifft dies im Wesentlichen auch eine geeignete Wahl des Energiemixes. Ebenso ist die Gewährleistung von Planungssicherheit bezüglich der Regulierung des Energiemarktes ein wichtiger Faktor, der die Bereitstellung von Kapazitäten und so die Versorgungssicherheit beeinflusst.[80]

Gleichzeitig sind die Versorgungsunternehmen gefordert, die durch die Politik geschaffenen Handlungsspielräume aus volkswirtschaftlicher Sicht optimal auszufüllen. Dabei gilt es vor allem, die Infrastruktur bereitzustellen, die für eine angemessene Versorgungsleistung und Sicherheit erforderlich ist. Dazu zählt ein Versorgungsnetz, das national und international in der Lage ist, die in Deutschland benötigten Strommengen zu liefern und zudem Störungen und Stromausfälle auf ein Mindestmaß zu reduzieren. Des Weiteren muss beachtet werden, dass mit dem stetigen Ausbau erneuerbarer Energiequellen Leistungsschwankungen zunehmen werden und dadurch Kapazitäten geschaffen werden müssen, um diese zu kompensieren. Dies betrifft in besonderem Maße Anlagen zur Speicherung von Energie sowie Kraftwerke, welche zum Zwecke des genannten Leistungsausgleichs entsprechende Reserven vorhalten. In diesem Zusammenhang sei auf Kapitel 4 verwiesen, das sich ausführlich mit dieser Problematik beschäftigt.

[80] Vgl. frontier economics (2008).

Eine gesonderte Bewertung verdienen die erwarteten Veränderungen, die sich aus den Anforderungen an die Versorgungssicherheit durch den Ausbau erneuerbarer Energien und auch durch den langfristigen Atomausstieg ergeben. Ausgelöst durch die neuesten Entwicklungen sowohl in der Politik - als Beispiel sei das Ziel der Europäischen Union genannt, den Anteil erneuerbarer Energien bis 2020 auf 20% zu erhöhen und die Energieeffizienz um 20% zu verbessern - als auch im technologischen Bereich zeichnet sich eine grundlegende strukturelle Veränderung der Stromversorgung in Deutschland ab. Diese Entwicklungen werden die Anforderungen an die Versorgungssicherheit grundlegend ändern. An der Stelle sei auf die Angebotsschwankungen der erneuerbaren Energien und die dadurch ausgelösten Preisschocks verwiesen. Ihr steigender Anteil bietet hinsichtlich der Energiesicherheit neue Chancen und Risiken, die es zu analysieren und wenn möglich quantitativ zu erfassen gilt. Zum einen muss in diesem Zusammenhang auf das Argument der verringerten Importabhängigkeit von konventionellen Energieträgern hingewiesen werden. Allerdings sind die Möglichkeiten, in Deutschland aus den erneuerbaren Ressourcen wie Wind und Sonne Strom zu erzeugen als begrenzt anzusehen. Darüber hinaus ist die Produktion von Elektrizität vor allem aus Wind- und Sonnenenergie höchst unzuverlässig.[81] Diese Problematik wird dadurch verschärft, dass Strom aus erneuerbaren Energien immer vorrangig vor konventionellem Strom in das Netz eingespeist werden muss. So schätzt die dena (Deutsche Energie Agentur), dass von der installierten Leistung der Windenergie aufgrund der hohen Zufallskomponente lediglich 6% als sicher zu betrachten sind. Auch ist die Anzahl der Sonnenstunden in Deutschland so gering, dass im Vergleich zu südlicheren Ländern wie Spanien unverhältnismäßig hohe Subventionen notwendig werden, um deren Einsatz überhaupt zu realisieren.

In diesem Zusammenhang kommt Speicherkraftwerken eine wachsende Bedeutung zu. Dies wurde bereits aktuell im neuen Energiekonzept der Bundesregierung berücksichtigt, in dem Speicherkraftwerke, vor allem Pumpspeicher, länger als bisher von Netzentgelten befreit werden können. Nur durch einen Zubau an Speicherkapazitäten, überwiegend in Form von Pumpspeicherwerken, kann das derzeitige Niveau an Versorgungssicherheit mit einem finanziell tragbaren Aufwand erhalten bleiben.[82] In diesem Zusammenhang ist auch die sich ändernde Rolle der (konventionellen) Energieträger

[81] Ein großes Problem tritt dann auf, wenn die erneuerbaren Energien zu wenig Strom liefern und nicht genug Kapazität zugeschaltet werden kann. Dann sinkt die Leistung der Elektrizität und infolge dessen die Netzfrequenz. Wenn ein Netzzusammenbruch verhindert werden soll, muss auf Importe zurückgegriffen werden oder müssen Verbraucher abgeschaltet werden. Eine Versorgungssicherheit kann damit nicht mehr gewährleistet sein.

[82] Vgl. hierzu Pfeiffer et al. (2010).

Kernenergie und Kohle im Hinblick auf die Sicherheit der Stromversorgung zu untersuchen. Um die aus dem Einsatz der erneuerbaren Energien resultierenden Bereitstellungsprobleme und Lücken in der Stromversorgung zu vermeiden, müssen konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Reserve bereitstehen. Diese können dann bei Bedarf innerhalb sehr kurzer Zeitspannen eingesetzt werden. Momentan wird dafür hauptsächlich auf Erdgaskraftwerke zurückgegriffen.[83] Dies kann allerdings in der Folge zu einer erhöhten Abhängigkeit Deutschlands von Gasimporten führen. Im Jahr 2006 hat die Bereitstellung solcher Ersatzkapazitäten zur Gewährleistung der Regelleistung aus konventioneller Elektrizitätsproduktion rund 590 Mio. € gekostet.[84] Dies konterkariert die positiven Auswirkungen der erneuerbaren Energien sowohl auf die politische als auch auf die technische Versorgungssicherheit mit Elektrizität,[85] gleichzeitig wird deutlich, dass konventionellen Energieträgern weiterhin eine tragende Rolle für Leistungsbereitstellung zukommt.

Die vorliegende Untersuchung hat gezeigt, dass Deutschland in Sachen Versorgungssicherheit mit Elektrizität weltweit eine Spitzenposition einnimmt. Dieses hohe Maß an Versorgungssicherheit kann als ein wichtiger Standortvorteil im internationalen Wettbewerb wahrgenommen werden. So sind in Deutschland durch seinen hohen Industrieanteil im internationalen Vergleich besonders viele Unternehmen ansässig, die nicht nur in einem hohen Maße zur Bruttowertschöpfung des Landes beitragen, sondern auch für die eine hohe Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung von herausragendem Interesse ist. Dies trifft nicht nur auf Großunternehmen, sondern gerade in Deutschland auf den besonders starken Mittelstand zu. So kann es als entscheidende Aufgabe der Zukunft angesehen werden, sich den Herausforderungen, die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien verbunden sind, zu stellen und auch weiterhin diesen hohen Standard an Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

3.5 Fazit

- Eine sichere und kostengünstige Stromversorgung ist eine unverzichtbare Basis für jede moderne Industriegesellschaft. Deutschland nimmt bei der Versorgungssicherheit einen weltweiten Spitzenplatz ein. Diesem kommt auch deshalb eine hohe Bedeutung in der Volkswirtschaft zu, da viele wachstums- und beschäftigungsrele-

[83] Vgl. RWI (2010).
[84] Diese Zahl basiert auf eine Schätzung von Erdmann (2008).
[85] Vgl. RWI (2010).

vanten Prozesse von der zuverlässigen Verfügbarkeit kostengünstiger Energie abhängig sind.

- Der Wert einer sicheren Versorgung übersteigt den Marktpreis von Elektrizität bei Weitem. Es ist anzunehmen, dass das Aufwands-Ertrags-Verhältnis bei zunehmendem Sicherheitsniveau immer ungünstiger wird. Daher muss jede Maßnahme zur weiteren Erhöhung des Niveaus der Versorgungssicherheit einer entsprechenden Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen werden.
- Die Wertschätzung von Versorgungssicherheit ist zwischen den Verbrauchergruppen unterschiedlich stark ausgeprägt. Die hierzu durchgeführte Auswertung einer Reihe von Studien kommt zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit wesentlich höher bewertet wird als im Strompreis zum Ausdruck kommt. Das gilt für private Haushalte, aber noch stärker für die Industrie. Vier der analysierten Studien haben den Wert für den Industriesektor in der Bandbreite von 8 bis 14 € pro Kilowattstunde berechnet. Der mittlere Wert dieser Spanne entspricht etwa dem Hundertfachen des Preises, den die Industrie im Durchschnitt für Strom bezahlt. Bei der Wahl des Versorgungsniveaus sollte eine Gewichtung der unterschiedlichen Interessen stattfinden, um den für die Volkswirtschaft optimalen Wert zu erreichen.
- Die Anforderungen an Konzepte der Versorgungssicherheit sind ständigen Veränderungen unterworfen. Diese bestimmen sich sowohl aus den vorhandenen politischen Rahmenbedingungen als auch aus den technologischen Gegebenheiten und Möglichkeiten im Energiesektor. Als eine besondere Herausforderung muss in diesem Zusammenhang auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und den langfristigen Atomausstieg hingewiesen werden. Nur durch kontinuierliche Überprüfung der verschiedenen Risikoebenen und gegebenenfalls durch Anpassen der Sicherheitsstrategie kann eine dauerhafte Annäherung an das optimale Niveau der Versorgungssicherheit sichergestellt werden.
- Um ein hohes Maß an Versorgungssicherheit in Deutschland weiterhin sichern zu können, müssen grundlegende Rahmenbedingungen festgelegt werden. Mit Blick auf den momentan stattfindenden Strukturwandel im Energiemarkt betrifft dies im Wesentlichen eine geeignete Wahl des Energiemix und die Gewährung von Planungssicherheit für die Energiewirtschaft zur Realisierung der notwendigen Investitionen. Diese sind der Schlüssel zur Aufrechterhaltung des hohen Maßes an Versorgungssicherheit. Dementsprechend sind die Versorgungsunternehmen gefordert, die durch die Politik geschaffenen Handlungsspielräume optimal auszufüllen.

4. Energiepreise und Energiekosten

Neben der Sicherheit der Energieversorgung kommt den Energiekosten eine entscheidende Bedeutung für die wirtschaftliche Entwicklung zu. Die Kosten der Energieversorgung und die Strompreise in Deutschland werden im Folgenden näher untersucht; darüber hinaus werden die Strompreise in Deutschland mit der Preisentwicklung in anderen Ländern verglichen. Der Schwerpunkt der Analysen liegt dabei in der Untersuchung der Situation in ausgewählten Branchen des Verarbeitenden Gewerbes sowie bei den privaten Haushalten. Dazu werden die wesentlichen Determinanten der für die Strompreisentwicklung in Deutschland diskutiert und bewertet. Exemplarisch werden dabei die ökonomischen Wirkungen der Förderung der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Hinblick auf die Strompreisentwicklung untersucht.

4.1 Energiekosten im Verarbeitenden Gewerbe

Im Verarbeitenden Gewerbe stellt Energie einen zentralen Produktionsfaktor dar. Für nahezu alle Produktionsprozesse in der Industrie ist der Einsatz von Energie notwendig, und nur durch den stetig zunehmenden Stromeinsatz war es möglich, den starken Anstieg der Produktivität in den vergangenen Jahrzehnten zu erzielen. Auch wenn im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt der Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert 2007 nur bei 1,8% lag, gibt es doch energieintensive Branchen, in denen der Kostenanteil die Marke von 5% überschreitet.[86] Zu nennen sind vor allem das Papiergewerbe (6,2%), Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden (6,7%)sowie die Metallerzeugung und –bearbeitung (5,2%). Die geringsten Energiekosten im Verhältnis zu ihrer Produktion haben mit 0,3% die Hersteller von Büromaschinen. In absoluten Zahlen die höchsten Energiekosten hatte im Jahr 2007 die Chemische Industrie mit fast 6 Mrd. € vor der Metallerzeugung mit rund 5,8 Mrd. €. In Abbildung 4.1 ist den Verlauf des Anteils der Energiekosten am Bruttoproduktionswert für ausgewählte Branchen des Verarbeitenden Gewerbes dargestellt. Die Energiekostenanteile sind in den vergangenen zehn Jahren in den meisten Branchen relativ stabil geblieben; auffällige Veränderungen haben sich lediglich für das Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden sowie das Papiergewerbe ergeben, bei denen der Anteil in nicht unerheblichen Maße gestiegen ist. Die Metallerzeugung schließlich wies Ende der 1990er Jahre noch ei-

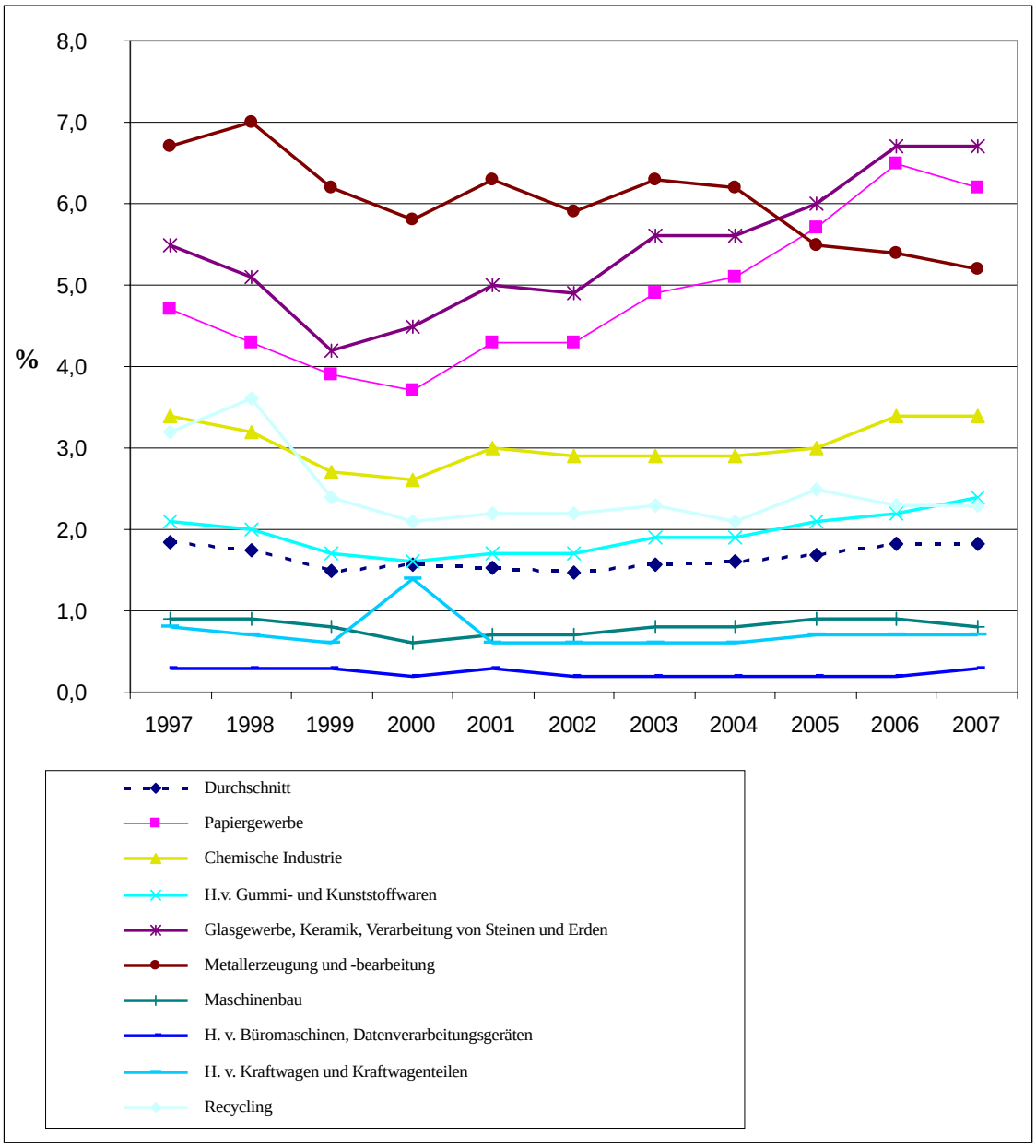
[86] Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Zahlen und Fakten: Energiedaten, nationale und internationale Entwicklung, September 2010, Tab.27..

nen relativ hohen Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert auf, der sich aber seitdem kontinuierlich verringert hat.

Abbildung 4.1:

Entwicklung des Anteils der Energiekosten am Bruttoproduktionswert in ausgewählten Branchen des Verarbeitenden Gewerbes in %

– 1997 bis 2007 –



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2010), Energiedaten; ifo Institut.

Maßgeblich für die Energiekosten im Verarbeitenden Gewerbe ist auch die Entwicklung der Energieträgerstruktur. In den vergangenen Jahrzehnten gab es neben Substitutionsprozessen zwischen den Brennstoffen vor allem eine kontinuierliche Zunahme des Stromverbrauchs. Elektrische Energie ist zwar bezogen auf den Energiegehalt teuerer als Brennstoffe, besitzt ein wesentlich breiteres Einsatzpotenzial. Sie wird daher zunehmend für moderne Produktionstechniken und generell zur Steigerung Produktivität benötigt. Im Jahr 2007 belief sich der Anteil der elektrischen Energie am gesamten Endenergieverbrauch im Verarbeitenden Gewerbe auf rund 32%. Der Anteil der Stromkosten an den gesamten Energiekosten der Industrie erreichte aber fast 60%; das unterstreicht den Stellenwert der elektrischen Energie für die Entwicklung der Energiekosten. Da es sich bei diesen Anteilen um Durchschnittswerte handelt, kann es in einzelnen Wirtschaftszweigen, energieintensiven Produktionsprozessen oder auch der Ebene einzelner Unternehmen zu deutlich höheren Stromkostenanteilen kommen. Eine isolierte Erhöhung der Strompreise in Deutschland kann für diese Wirtschaftszweige bzw. Unternehmen zu einer spürbaren Beeinträchtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit führen.

Einen ersten Eindruck von den Strompreisunterschieden und den daraus resultierenden potenziellen Wirkungen verschafft ein Vergleich der Strompreise in verschiedenen europäischen Ländern.[87] Abbildung 4.2 zeigt die Entwicklung der Industriestrompreise für einen typischen Abnahmefall in ausgewählten Ländern. Es ist festzuhalten, dass die Strompreise in Deutschland in den vergangenen zehn Jahren durchweg im oberen Drittel des Preisbandes lagen, das durch die einbezogenen Länder festgelegt wurde. Die Strompreise in Deutschland gingen in dem betrachteten Zeitraum aber nicht nur nach oben. Während es in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre zu einem Rückgang kam, war ab 2002 ein deutlicher Preisanstieg zu verzeichnen, der aber auch in den meisten der zum Vergleich herangezogenen Länder in einem ähnlichen Ausmaß zu beobachten ist. Italien weist für den gesamten betrachteten Zeitraum die höchsten Preise auf; auch ist der Anstieg der Preise hier auffällig hoch. Gleichermaßen deutliche Preiserhöhungen haben Länder wie Irland oder Ungarn aufzuweisen.

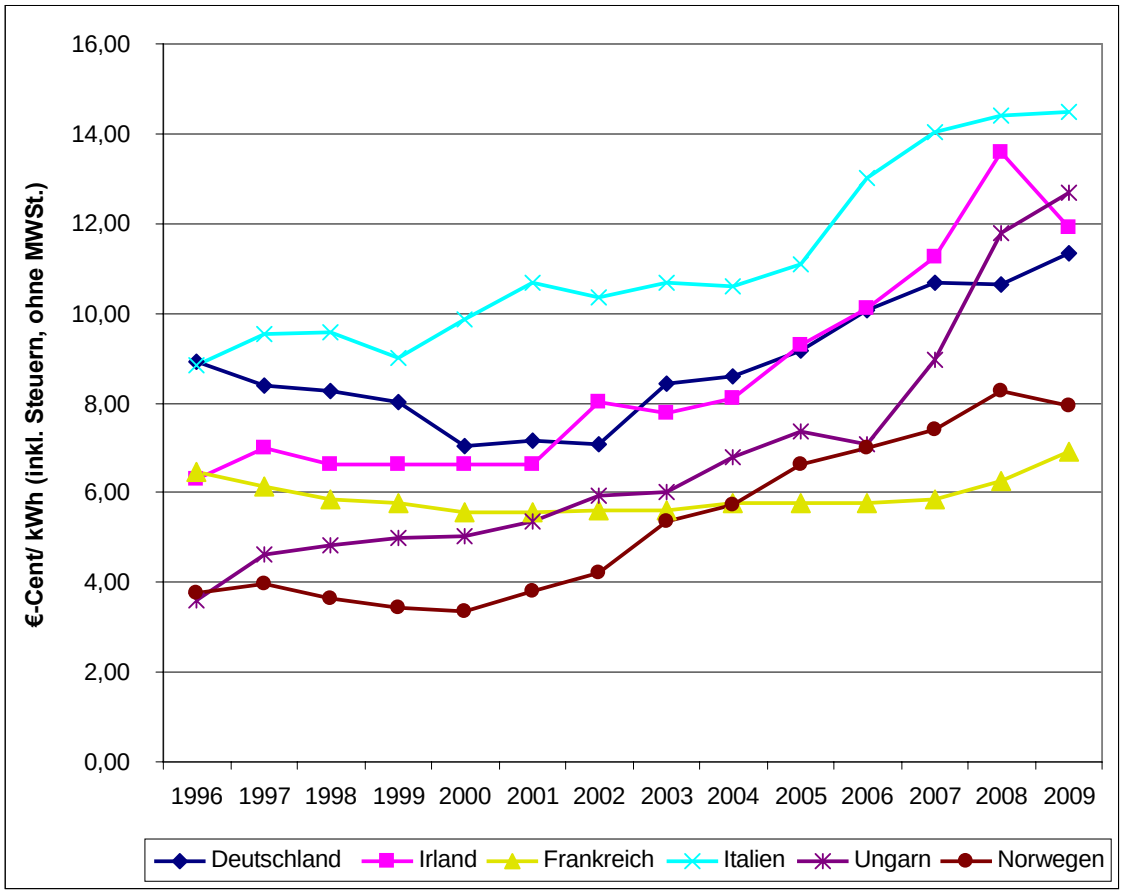
In Deutschland dürfte der Rückgang der Strompreise bis zum Jahr 2000 auf die Ende der 1990er Jahre erfolgte Liberalisierung der Strommärkte zurückzuführen sein. Als Gründe für den Strompreisanstieg ab dem Jahr 2002 sind vor allem folgende Faktoren zu nennen: Einführung der Ökosteuer und der KWK-Abgabe, zunehmende Auswirkungen der Umlage zur Finanzierung der erneuerbaren Stromerzeugung und schließlich die

[87] Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Zahlen und … a. a. O., Tab.29a.

Verteuerung der Kraftwerksbrennstoffe. Zu betonen ist in diesem Zusammenhang, dass die Belastung mit Steuern und Abgaben in Deutschland im internationalen Vergleich besonders hoch ist, dass aber auch für energieintensive Unternehmen zahlreiche Ausnahmeregelungen bestehen, die zu einer Begrenzung der zusätzlichen Belastungen führen. Der starke Anstieg der Strompreise in den letzten Jahren ist insbesondere auf die Förderung der erneuerbaren Energien zurückzuführen. Wegen der Bedeutung des Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung für die Entwicklung der Strompreise werden die ökonomischen Auswirkungen der Förderung in einem eigenen Abschnitt dieses Kapitels behandelt.

Abbildung 4.2:

Entwicklung der Strompreise für die Industrie im internationalen Vergleich



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2010), Energiedaten. Dargestellt sind die Preise für den Abnahmefall 2 Mio. kWh (Abnahme 500 kW, jährliche Inanspruchnahme 4 000 Stunden).

Die Entwicklung der Energiekosten und ihre Bedeutung für die Wirtschaft spiegelt auch eine IHK-Umfrage zu Energiepreisen und der Unternehmensentwicklung in Baden-Württemberg wider.[88] An der Umfrage haben überwiegend mittelständische Unternehmen aus mehr als zehn Branchen teilgenommen, sodass davon ausgegangen werden kann, dass diese regionale Erhebung ein näherungsweise zutreffendes Bild der Situation in der Bundesrepublik Deutschland liefert. Aus der Umfrage geht zunächst hervor, dass nahezu alle Unternehmen existenziell auf eine sichere Energieversorgung angewiesen sind (vgl. Abschnitt 3.1). Der Anteil der Kosten des Energieverbrauchs an den Gesamtkosten dieser Unternehmen ist von 4,3% im Jahr 2003 auf 6,3% im Jahr 2008 gestiegen. Bis zum Jahr 2013 erwarten die Unternehmen, dass sich dieser Anteil auf 7,6% erhöhen wird. Die Mehrzahl der Unternehmen gab an, dass durch steigende Energiepreise und –kosten ihre Geschäftsergebnisse in erheblichem Umfang belastet werden und dass folglich eine Eindämmung des erwarteten Anstiegs der Energiekosten eine hohe Priorität hat. Neben der Senkung von Steuern auf Energie und Treibstoffe und einer Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken wird von den Unternehmen die Intensivierung des Wettbewerbs bei der Energieerzeugung als besonders wirksame Maßnahme zur Begrenzung dieses Anstiegs angesehen. Für einen sehr großen Anteil der befragten Unternehmen stellen steigende Energiepreise eine Bedrohung ihrer Wettbewerbsposition im nationalen und internationalen Kontext dar.

4.2 Energiekosten der privaten Haushalte

In den vergangenen zehn Jahren sind die gesamten Energiekosten der privaten Haushalte tendenziell gestiegen. Der Anteil aller Ausgaben privater Haushalte für Energie an den gesamten privaten Konsumausgaben nahm von 5,9% im Jahr 1999 auf 7,0% im Jahr 2009 zu. Dabei haben sich die Ausgaben für Energie ohne Kraftstoffe in den letzten zehn Jahren von 973 € auf 1.469 € (+ 51%) erhöht, während die Ausgaben für Kraftstoffe in diesem Zeitraum nur um knapp 12% zugelegt haben. Ausgedrückt in Ausgaben für Wärme je Quadratmeter Wohnfläche ergab sich in dem betrachteten Zeitraum ein Anstieg von 7,1 € auf rund 10,6 € (+ 48%); die Ausgaben für Kraftstoffe je 100 km Fahrleistung erhöhten sich um rund 16%von 5,8 € auf 6,7 €.[89]

---

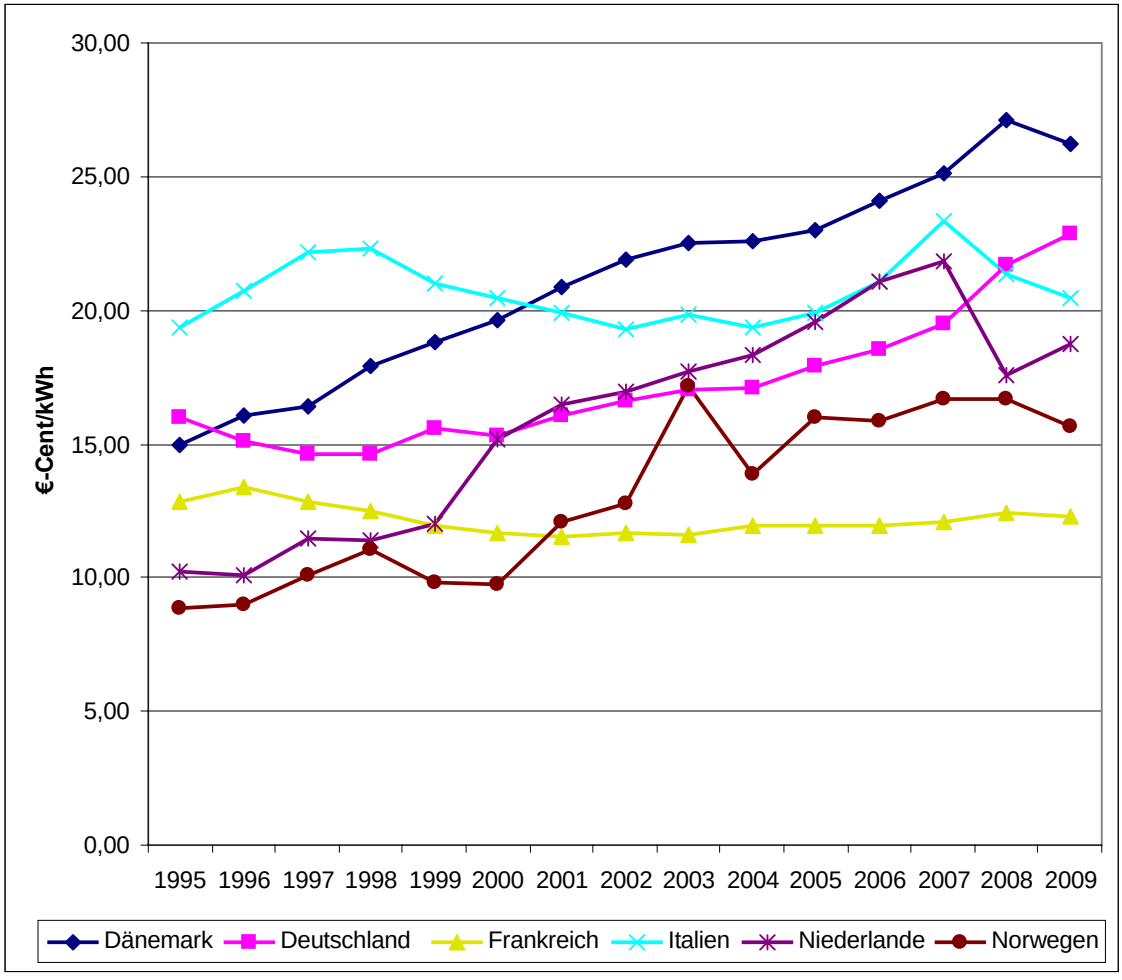
[88] Vgl. Energiepreise und Unternehmensentwicklung in Baden-Württemberg: Auswertung einer Umfrage der Industrie- und Handelskammern Heilbronn-Franken, Hochrhein-Bodensee, Karlsruhe und Ostwürttemberg, Herbst 2008.

[89] Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Zahlen und … a. a. O., Tab.28.

Der internationale Vergleich der Entwicklung der Elektrizitätspreise der privaten Haushalte, der der Abbildung 4.3 zu entnehmen ist, zeigt ein ähnliches Muster wie für die Industrie. So bewegen sich die entsprechenden Preise in Deutschland stets im oberen Bereich und weisen ebenfalls einen kontinuierlichen Aufwärtstrend auf. Die deutschen Strompreise sind vor allem in den letzten Jahren vergleichsweise stark gestiegen. Diese Daten spiegeln auch Ereignisse wie die Liberalisierung des Strommarktes ab 1998, die Erhöhung der Ökosteuer zu Beginn der 2000er Jahre sowie die Einführung der EEG- bzw. KWK-Umlage wider. Dänemark weist für die Zeit nach 2000 die höchsten Preise auf und auch der Trend ist von vergleichbarer Art wie der in Deutschland. Für Norwegen ist eine relativ starke Schwankung der Haushaltsstrompreise in den vergangenen zehn Jahren festzustellen und für die Niederlande ein auffälliger Rückgang seit 2007.

Abbildung 4.3:

Entwicklung der Strompreise für Haushalte im internationalen Vergleich



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2010), Energiedaten. Dargestellt sind die Preise für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh.

4.3 Ökonomische Effekte der Förderung erneuerbarer Energien

Mit der Förderung der erneuerbaren Energien wird primär das Ziel verfolgt, über eine umweltfreundliche, kohlenstofffreie Stromerzeugung zu verfügen. Durch die damit verbundene Substitution von Brennstoffen in Kraftwerken wird gleichzeitig die Abhängigkeit von Energieimporten verringert. Allerdings werden die beiden anderen energiepolitischen Ziele einer wirtschaftlichen und sicheren Stromversorgung durch den Ausbau der erneuerbaren Energien – zumindest gegenwärtig –verfehlt. Denn eine wirtschaftliche Stromerzeugung ist auf absehbare Zeit mit den erneuerbaren Energien nicht zu erreichen; das gilt insbesondere für Solarstrom. Die Windenergie könnte dagegen bei Errichtung größerer Anlagen auf geeigneten Standorten längerfristig das Potenzial für eine wirtschaftliche Erzeugung haben.

Ein zentrales Problem der Stromversorgung mit Wind- und Sonnenenergie ist aber, dass mit diesen Anlagen eine jederzeit sichere Stromversorgung nicht gewährleistet werden kann; daher sind wegen der stark schwankungsabhängigen Erzeugung zusätzliche Kraftwerke und Energiespeicher zur Bereitstellung von Reserve- und Regelenergie erforderlich, um eine stabile Stromversorgung sicherstellen zu können. Wesentlich günstiger stellen sich die Bedingungen für die Biomasseanlagen dar, da sie wegen der Lagerfähigkeit der Brennstoffe bedarfsgerecht sowohl elektrische Leistung als auch elektrische Arbeit bereitstellen können; die Stromerzeugung aus Biomasse ist daher mit der Produktion in konventionellen, fossil befeuerten Kraftwerken vergleichbar.

Zu den Kosten der Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Deutschland liegen zahlreiche Untersuchungen vor. Das Bundesumweltministerium nennt für das Jahr 2009 Beschaffungsmehrkosten durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in Höhe von 4,6 Mrd. €, woraus sich rechnerisch eine von den nicht privilegierten Stromverbrauchern zu tragende EEG-Umlage von 1,1 Cent/kWh ergibt.[90] Allerdings steigen die Belastungen durch das EEG in den kommenden Jahren rasant an. Für 2011 beträgt die EEG-Umlage 3,530 Cent/kWh;[91] das entspräche einer Steigerung gegenüber dem für 2010 gültigen Wert von 2,047 Cent/kWh von mehr als 70%. Die Strompreise für die nicht privilegierten Stromverbraucher aus der Industrie dürften dadurch um rund 15% steigen. Das Ausmaß der daraus resultierenden Belastungen wird daran erkennbar, dass

[90] Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009, März 2010, S. 11.

[91] Vgl. Pressemitteilung der Übertragungsnetzbetreiber vom 15. Oktober 2010 über die EEG-Umlage für 2011.

derzeit – wie schon erwähnt – rund drei Fünftel der gesamten industriellen Energiekosten für Strom ausgegeben werden. Die Erhöhung der EEG-Umlage führt damit allein für die industriellen Stromverbraucher zu einer Erhöhung der Stromkosten in einer Größenordnung von gut 3 Mrd. € pro Jahr. Diese Entwicklung der Strompreise trägt dazu bei, dass die wirtschaftlichen Grundlagen stromintensiver Produktionen in Deutschland trotz der bestehenden Härtefallregelungen zumindest gefährdet werden.

Der starke Preisanstieg stößt zunehmend auf massive Kritik von Verbraucherschützern, der Industrie, der Wissenschaft und auch in der Politik. Das geht soweit, dass der Vorsitzende der Monopolkommission die komplette Abschaffung des EEG fordert.[92] Das Bundeskartellamt will die Strompreiserhöhungen dadurch begrenzen, dass es zu einem Wettbewerb bei der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien kommt.[93] Darüber hinaus hat diese Art der Förderung auch verteilungspolitische Konsequenzen, da die Investoren in Solarstromanlagen über Dächer bzw. Freiflächen verfügen und von den übrigen Verbrauchern, die zumeist diese Voraussetzungen nicht haben, die Vergütung für den eingespeisten Strom erhalten.

Die beträchtlichen Belastungen durch diese Förderung resultieren vor allem daraus, dass die im Zeitablauf zwar sinkenden, aber weiter starke Anreize vermittelnden Einspeisevergütungen für den Zeitraum von 20 Jahren gewährt werden. Nach Frondel et al. (2010) dürften sich die kumulierten Nettokosten aller bis 2010 errichteten Photovoltaikanlagen auf nominal 104,4 Mrd. € und auf real (in Preisen von 2007) 85,4 Mrd. € belaufen.[94] Für die Windkraft liegen die Schätzungen der kumulierten Nettokosten für den Fall, dass die Anfangsvergütung für 20 Jahre gewährt wird, bei nominal 21,1 Mrd. € bzw. real 20,5 Mrd. € und im Fall, dass es die Anfangsvergütung nur fünf Jahre gibt, bei nominal 11,3 Mrd. € bzw. real 11,7 Mrd. €. Dabei wurden Nettokosten pro kWh zugrunde gelegt, die sich aus der Differenz der technologiespezifischen Einspeisevergütungen und den Preisen an der Strombörse ergeben. Das ist insofern ein vorsichtiger Ansatz für die Kostenschätzungen, als die variablen Erzeugungskosten für Strom in konventionellen Kraftwerken derzeit im Durchschnitt niedriger als die Preise an der Strombörse sind.

---

[92] Vgl. Kosten für Ökostrom erreichen neue Höchststände, in: Handelsblatt vom 14. Oktober 2010.

[93] Vgl. Kartellamt fordert ein Umsteuern in der Ökostromförderung, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 17. September 2010.

[94] Vgl. Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, Ch. M. und Vance, C., Die ökonomischen Wirkungen der Förderung erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland, in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, Jg. 59 (2010), Heft 2, S. 107-133.

Nimmt man an, dass insbesondere Strom aus Drittlandkohle von den erneuerbaren Energien verdrängt wird, dann ergeben sich für ein heutiges Kraftwerk bei einem CO_2-Zertifikatepreis von 10 €/t variable Kosten von 3 Cent/kWh und bei einem CO_2-Zertifikatepreis von 20 €/t rund 3,8 Cent/kWh. Unter der Annahme, dass sich der Preis für die Kohle verdoppelt und auch der Kraftwerkswirkungsgrad gesteigert wird, errechnen sich für die Zukunft mit den genannten Zertifikatepreisen variable Kosten von 4,5 Cent/kWh und 5,3 Cent/kWh; aber selbst bei einem Preis für die CO_2-Zertifikate von 50 €/t ergeben sich lediglich Erzeugungskosten von 7,4 Cent/kWh. Diese Kosten liegen zum Teil deutlich unter den Strompreisen, die von Frondel et al. (2010) angesetzt wurden; dort wurden Grundlaststrompreise von 4,91 Cent/kWh für 2010 (in Preisen von 2007) angesetzt, die bis 2020 auf 6,34 Cent/kWh steigen.[95]

Auch wenn Mitte 2010 eine Einschränkung der Förderung des Solarstroms beschlossen wurde, stellen sich die Fördermodalitäten immer noch als vergleichsweise günstig dar. Abschätzungen zufolge lassen sich mit einer Dachanlage selbst bei einer Kürzung um 16% bei einem Eigenkapitalanteil von zehn Prozent je nach Anlagengröße Renditen zwischen 13,6 und 17,5% erwirtschaften.[96] Es ist daher davon auszugehen, dass sich die Installation von Photovoltaikanlagen unter den derzeit geltenden Bedingungen weiter dynamisch entwickeln wird. Aber auch bei der Windenergie ist mit einer weiteren Errichtung von Anlagen zu rechnen, wobei sich allerdings in den kommenden Jahren verstärkt Offshore-Anlagen, für deren Zubau stärkere Anreize in Form höherer Einspeisevergütungen bestehen, errichtet werden dürften.

Es ist vor diesem Hintergrund davon auszugehen, dass die gesamten Kosten durch den Zubau von Stromerzeugungsanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien weiter zunehmen werden. Häufig werden die hohen Ausgaben für die Förderung mit der großen Zahl von Arbeitsplätzen, die dadurch entstehen, gerechtfertigt. Für das Jahr 2009 nennt das Bundesumweltministerium[97] 300.500 Beschäftigungsverhältnisse infolge des Baus und des Betriebs von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien; damit ist die Beschäftigung seit 2004 um 87% gestiegen. Im Jahr 2009 entfiel mit 151.700 Beschäftigten dabei rund die Hälfte auf die Windkraft und die Photovoltaik. Grundsätzlich handelt es sich bei diesen Zahlen um die Bruttobeschäftigung, die negativen Auswirkungen durch die Förderung sind also nicht berücksichtigt worden.

---

[95] Vgl. Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, Ch. M. und Vance, C., Die ökonomischen Wirkungen der Förderung … a. a. O., S. 115.

[96] Vgl. Rendite des Sonnenstroms bleibt trotz Kürzung zweistellig, in: Handelsblatt vom 7. Juli 2010.

[97] Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Entwicklung der erneuerbaren Energien …, a. a. O., S. 13 ff.

Dabei handelt es sich insbesondere um folgende Effekte, die zu Wachstums- und Beschäftigungsverlusten führen können:

- die bestehenden Kraftwerke werden wegen des Vorrangs für erneuerbaren Strom weniger stark eingesetzt,
- in Zusammenhang damit sinkt auch die Nachfrage nach Brennstoffen,
- die Stromversorger investieren weniger in konventionelle Kraftwerke,
- vor allem aber fehlen wegen der höheren Strompreise bei den Verbrauchern Mittel für Konsum und Investitionen.

Dazu kommt, dass wegen der überwiegend zufälligen Verfügbarkeit von Wind- und Sonnenenergie die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet werden kann. Durch konventionelle, vor allem mit Erdgas betriebene Kraftwerke muss die Reserveleistung bereitgestellt werden, um eine stabile Versorgung aufrecht erhalten zu können. Erdmann[98] schätzt die Kosten dieser Reservekapazitäten allein für die Windenergie im Jahr 2006 auf 590 Mill. €; 2020 dürften diese Kosten rund doppelt so hoch ausfallen. Weitere Kosten ergeben sich daraus, dass der vor allem im Norden und Nordosten Deutschlands erzeugte Strom aus Windkraft durch zusätzliche Übertragungsleitungen in die entfernten Verbrauchsschwerpunkte geleitet werden muss. Dazu fehlen nach den Berechnungen der Deutschen Energie-Agentur Hochspannungsleitungen mit einer Länge von 3.600 km. Um bis 2020 die bestehenden Lücken im Netz schließen zu können, sind Investitionen von rund 10 Mrd. € erforderlich.[99]

Um beurteilen zu können, ob die Beschäftigungswirkungen des Einsatzes erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung positiv oder negativ sein werden, sind die Kosten und Erträge einer Anlage über die gesamte Lebensdauer einander gegenüber zu stellen. Dass die anfänglichen Investitionen zu positiven Beschäftigungswirkungen führen, ist nicht weiter verwunderlich. Entscheidend ist aber, wie hoch die Nettokosten des aus erneuerbaren Quellen erzeugten Stroms über den Zeitraum von 20 Jahren ausfallen. Wegen der vergleichsweise geringen Leistungskomponente von Wind- und Solaranlagen sind für die Bewertung des Stroms aus Wind- und Solaranlagen vor allem die variablen Kosten der Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken maßgeblich, die sich überwiegend aus den Brennstoffkosten und den Kosten für CO_2-Zertifikate ergeben. Vor dem Hintergrund der zudem in den kommenden Jahren steigenden indirekten Kosten der EEG-

[98] Vgl. Erdmann, G., Indirekte Kosten der EEG-Förderung, Berlin, August 2008, S. 31 ff.

[99] Vgl. Dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien erfordert Optimierung des Stromsystems, Presseinformation, Berlin, 23. November 2010.

Förderung[100] ist davon auszugehen, dass über die Lebensdauer der Anlagen hinweg die Kosten die Erträge übersteigen. Daher dürften die positiven Beschäftigungswirkungen infolge der Investition durch die negativen Effekte in der Betriebszeit überkompensiert werden. Das belegen im Einzelnen auch zahlreiche Studien zu diesem Problemkreis.[101] Von der Nutzung der Windenergie könnten sich allenfalls dann positive Beschäftigungswirkungen ergeben, wenn die Brennstoffpreise außerordentlich stark ansteigen würden.

Dass in zahlreichen Untersuchungen zu diesem Thema positive Wachstums- und Beschäftigungseffekte durch den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung abgeleitet werden, hat mehrere unterschiedliche Gründe. Einerseits werden allein die Investitionen in ihren Auswirkungen betrachtet und nicht die saldierten Kosten und Erträge während des gesamten Förderzeitraums. Andererseits werden in vielen Studien die vermiedenen Umweltschäden als externe Erträge, die ein beträchtliches Volumen annehmen können, in die Bewertung einbezogen. Schließlich wird ein Merit-Order-Effekt abgeleitet, durch den es zu einer hohen und dauerhaften Entlastung der Verbraucher kommt.[102] Ob der Merit-Order-Effekt aber langfristig ein derart hohes Volumen aufweisen wird, ist nach anderen Abschätzungen zumindest kritisch zu hinterfragen.[103]

Ein positiver Beschäftigungsbeitrag kann sich allerdings durch die starke Stellung der deutschen Anbieter von Windenergieanlagen auf dem Weltmarkt ergeben. Der Weltmarktanteil der deutschen Hersteller von Anlagen und Komponenten lag 2007 – gemessen an der globalen Wertschöpfung der Windenergiebranche – bei 28%, und die Exportquote der deutschen Hersteller erreichte 83%.[104] Vor diesem Hintergrund ist von einem positiven Außenbeitrag der der deutschen Windenergieanbieter auszugehen. Ob aber die Exporterfolge der deutschen Hersteller auf dem Weltmarkt ausreicht, um insgesamt für die Windenergie einen positiven Nettobeschäftigungseffekt zu erreichen, ist von vielen Bedingungen abhängig und kann von vornherein nicht abschließend entschieden werden. Anders stellt sich die Situation bei der Photovoltaik dar. Hier ist

---

[100] Vgl. Erdmann, G., Indirekte Kosten …, a. a. O., S. 34.

[101] Vgl. Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, Ch. M. und Vance, C., Die ökonomischen Wirkungen der Förderung … , a. a. O., S. 24.

[102] Vgl. izes, Fraunhofer (ISI), DIW, gws, Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Januar 2010, S.1-23.

[103] Vgl. Erdmann, G., Indirekte Kosten …, a. a. O., S. 34.

[104] Vgl. VDMA Power Systems, Bundesverband Windenergie e. V. (Hrsg.), Die Windindustrie in Deutschland, Wirtschaftsreport 2009, S. 10 f.

Deutschland ein Nettoimporteur, 2006 und 2007 wurde fast die Hälfte der deutschen Nachfrage nach Solarzellen durch Importe vor allem aus Japan und China gedeckt.[105] Daher ist nicht zu erwarten, dass der Nettobeschäftigungseffekt der Förderung der Photovoltaik in Deutschland positiv ausfällt.

4.4 Determinanten der Energiepreisentwicklung

Vor dem Hintergrund der großen Bedeutung der Energiepreise für die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen in Deutschland und der Feststellung, dass die deutschen Strompreise im internationalen Vergleich eher hoch und weitere Preiszuwächse absehbar sind, werden nun im Folgenden die wichtigsten Determinanten der langfristigen Energie- und Strompreisentwicklung diskutiert. Zu diesen zählen insbesondere die Aufwendungen für Importe sowohl von Primärenergieträgern als auch von Strom, aber auch die Effekte energie- und wettbewerbspolitischer Entscheidungen sowie Wirkungen, die aus dem Ausbau des europäischen Leitungsnetzes resultieren. Schließlich werden in diesem Zusammenhang noch die Komponenten des Strompreises genannt.

- Deutschland importiert einen Großteil seiner Primärenergie, dabei hat der Importanteil in den vergangenen Jahrzehnten deutlich zugenommen. Aufgrund verschiedener energiepolitischer Entscheidungen ist damit zu rechnen, dass sich insbesondere in der Projektion bis zum Jahr 2030 eine deutliche Verbesserung im Vergleich zum Status quo ergeben wird. Durch Energiesparmaßnahmen, den demografischen Wandel und durch die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien wird die deutsche Volkswirtschaft in weniger starkem Maße auf den Import von Energieträgern angewiesen sein. Ob sich aber dadurch Entlastungen bei den Energiekosten ergeben, ist neben anderen Faktoren vor allem davon abhängig, wie sich die Weltmarktpreise der fossilen Energieträger entwickeln.

- Zu einem ähnlichen Ergebnis führt die Analyse der Stromimporte. Seit einigen Jahren ist zu beobachten, dass Deutschland – anders als in den 1990er Jahren – Nettoexporteur von Strom ist.[106] In Abbildung 4.4 sind die Exporte und Importe von Strom in den Jahren 2005 bis 2008, aufgeschlüsselt nach Ländern, dargestellt: Während die importierten Mengen an Strom seit 2000 im Wesentlichen

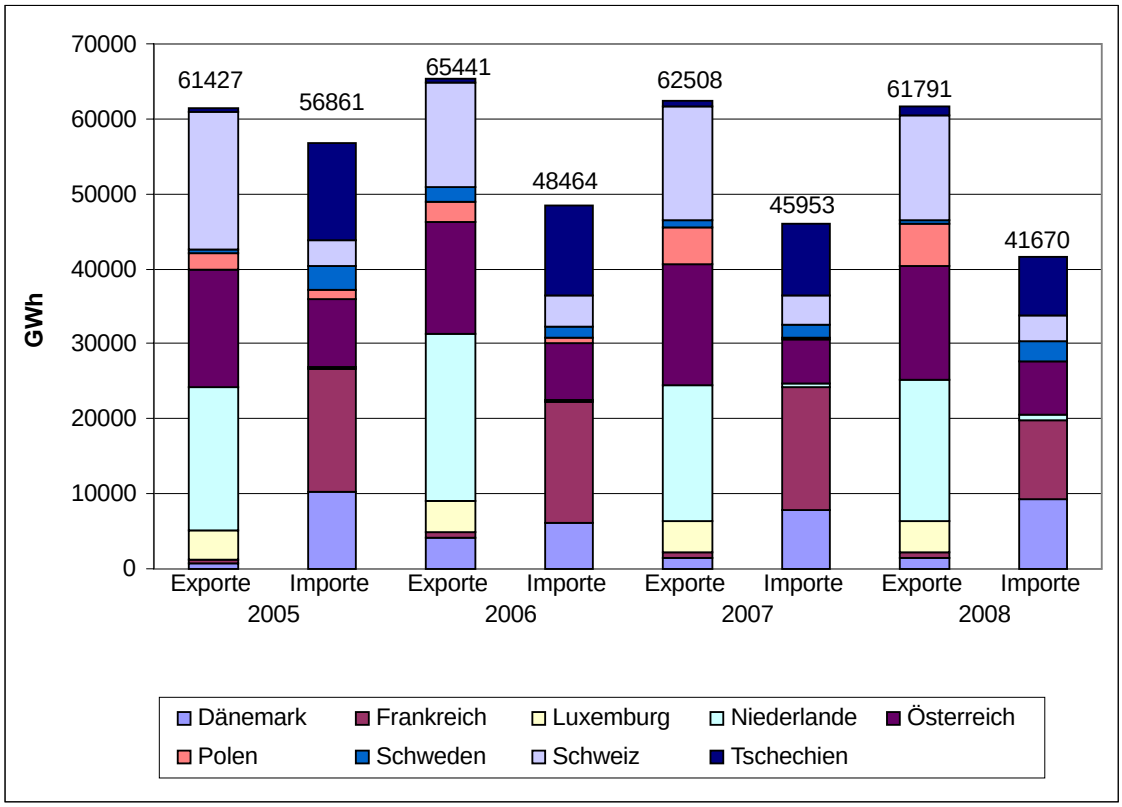
[105] Bank Sarasin & Cie. AG, Nachhaltigkeitsstudie: Solarenergie 2007, Der Höhenflug der Solarindustrie hält an, November 2007, Basel, S. 19, Tabelle 1.

[106] Siehe dazu auch Gronwald und Lippelt (2010).

unverändert geblieben sind, haben die Bruttoexporte deutlich zugenommen. Zurückzuführen ist diese Entwicklung auch auf den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. Es erscheint allerdings fraglich, ob Deutschland auch längerfristig per saldo ein Stromexporteur sein wird. Denn angesichts des vorrangigen Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung und der in einigen Jahrzehnten voraussichtlich fehlenden Grundlastkraftwerke dürfte es dann zu einem verstärkten Rückgriff auf Stromimporte kommen.

Abbildung 4.4:

Deutsche Stromimporte und -exporte nach Handelspartnern



Quelle: IEA (2010); ifo Institut.

- Mit der Liberalisierung des (europäischen) Strommarktes erhöhte sich auch der grenzüberschreitende Stromhandel. Dies hat aus zweierlei Gründen einen Einfluss auf die Entwicklung der Kosten der Energieversorgung: Zum einen ist davon auszugehen, dass sich die bereits zu beobachtende Annäherung der Großhandelspreise für Strom fortsetzen wird. Zum anderen wird es durch die zunehmende Intensivierung des Stromhandels möglich, einen stärkeren Ausgleich von

Kapazitätsengpässen durch die Lieferung von Strom aus benachbarten Ländern durchzuführen. Durch eine Ausweitung der Kooperation zwischen den Ländern kann auch zumindest auf einen Teil der kostspieligen Reservekapazitäten verzichtet werden.

- Die Wettbewerbssituation auf dem deutschen Energiemarkt ist Gegenstand einer Vielzahl von Untersuchungen und findet sich auch stets in prominenter Position in der allgemeinen energiepolitischen Diskussion. Im Vordergrund steht dabei der Strommarkt, auf dem vielfach ein zu schwach ausgeprägter Wettbewerb konstatiert wird. Es liegt außerhalb des Rahmens dieser Studie, diese Diskussion umfassend darzulegen und Stellung dazu zu beziehen. Wie auch aus der Umfrage der Industrie- und Handelskammern in Baden-Württemberg[107] hervorgeht, sehen die Unternehmen in der Intensivierung des Wettbewerbs bei der Energieerzeugung das am besten geeignete Instrument zur Begrenzung des Stromkostenanstiegs. Allerdings darf nicht vergessen werden, dass Belastungen der Strompreise, die aus den energiepolitischen Rahmenbedingungen resultieren, auch durch eine Verschärfung des Wettbewerbs nicht eliminiert werden können. Als weiterer Gesichtspunkt ist die im internationalen Vergleich außerordentlich hohe Sicherheit der Stromversorgung zu nennen, die zwar auch unter den Bedingungen des Wettbewerbs erhalten bleiben soll, aber zu entsprechenden Kosten für die Verbraucher führt.

- Bezüglich der wesentlichen Erklärungsfaktoren für den beobachteten Strompreisanstieg in Deutschland in der jüngeren Vergangenheit ist auf den bedeutsamen Einfluss der Steuern und Abgaben bereits hingewiesen worden. Insbesondere die sogenannte EEG-Umlage, die gegenwärtig zu kräftigen Preiserhöhungen führt, ist in diesem Zusammenhang zu nennen. Angesichts des bestehenden gesetzlichen Rahmens zur Förderung von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung ist zu erwarten, dass Zubau dieser Anlagen auf absehbare Zeit anhält und über die EEG-Umlage zu entsprechenden Kostenbelastungen für die Verbraucher führt. Die Tatsache, dass es Ausnahmeregelungen für eine begrenzte Zahl besonders energieintensiver Unternehmen gibt, drückt zwar ein Problembewusstsein in dieser Frage aus, eine Lösung stellt dieser Ansatz aber nicht dar. Bei den privaten Haushalten führen diese Belastungen letztlich unmittelbar zu geringeren Konsumausgaben.

---

[107] Vgl. Energiepreise und Unternehmensentwicklung in Baden-Württemberg: Auswertung einer Umfrage der Industrie- und Handelskammern, a. a. O.,

Die Bewertung der Determinanten der längerfristigen Entwicklung der Energie- und insbesondere der Stromkosten lässt sich dahingehend zusammenfassen, dass mit einem weiteren Anstieg der Strompreise und damit auch der Energiekosten zu rechnen ist. Preistreibend wirkt vor dem Hintergrund der energiepolitischen Weichenstellungen vor allem der forcierte Ausbau der erneuerbaren Energie zur Stromerzeugung. So ist auch die Belastung des Strompreises mit Steuern und Abgaben in Deutschland besonders hoch, zunehmend bedingt durch die EEG-Umlage. Zwar gibt es auch Faktoren, die dem Preisauftrieb entgegen wirken; ob sie aber stark genug sind, den vorherrschenden Preistrend zu brechen, darf bezweifelt werden. Der ambitionierte Klimaschutz, zu dem der Ausbau der erneuerbaren Energien einen wesentlichen Beitrag leistet, ist allerdings ein hochrangiges politisches Ziel. Insgesamt haben die hier angestellten Überlegungen deutlich gemacht, dass ein kompliziertes Zusammenspiel politischer Zielsetzungen Einfluss auf die Strompreise ausübt. Diese Einflussfaktoren dürfen bei der Beantwortung der Frage, ob die Energieversorgung in Deutschland als kostengünstig zu beurteilen ist, nicht völlig vernachlässigt werden.

4.5 Fazit

In diesem Abschnitt wurde gezeigt, dass sich die Anteile der Energiekosten am Bruttoproduktionswert für ausgewählte Branchen des verarbeitenden Gewerbes deutlich unterscheiden. Als augenfällig kann in diesem Zusammenhang bezeichnet werden, dass zu dieser Heterogenität noch der Aspekt hinzutritt, dass in einigen Branchen diese Anteile im Zeitverlauf starken Veränderungen unterworfen waren.

Der internationale Vergleich der Entwicklung der Strompreise für die Industrie und die Haushalte hat belegt, dass sich die Preise in Deutschland im Vergleich stets über dem Durchschnitt der befunden haben und dass in Deutschland in der jüngeren Vergangenheit ausgesprochen starke Strompreisanstiege zu verzeichnen waren. Dazu haben in beträchtlichem Umfang Belastungen beigetragen; die aus energiepolitischen Maßnahmen, wie z. B. der Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung, resultieren

Vor allem der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat erhebliche finanzielle Belastungen für die Verbraucher, die im Zeitverlauf noch weiter zunehmen werden, zur Folge. Zu einem beträchtlichen Teil ist das auf den Ausbau der solaren Stromerzeugung zurückzuführen, in die derzeit gut die Hälfte der gesamten Investiti-

onsausgaben für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien investiert wird. Der daraus resultierende Beitrag zur Stromversorgung ist jedoch vergleichsweise gering.

Auch die gesamtwirtschaftlichen Effekte des Ausbaus und des Betriebs der Stromerzeugungsanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien dürften eher negativ ausfallen. Denn die durchaus positiven Effekte, die vor allem aus der Errichtung der Anlagen resultieren, dürften von den negativen Wirkungen während der Nutzungsdauer übertroffen werden. Von besonderer Bedeutung sind dabei die wegen der durch die erneuerbaren Energien höheren Strompreise bei den Verbrauchern fehlenden Mittel für Konsum und Investitionen.

Ein zentrales Problem der Stromerzeugung mit Windkraft- und Solaranlagen betrifft die zufällige Verfügbarkeit dieser Anlagen. Das kann zu starken Beeinträchtigungen der Versorgungssicherheit führen und erfordert die Vorhaltung entsprechender Reserve- oder Speicherkapazitäten – mit den damit verbundenen zusätzlichen Kosten. Dazu kommen hohe Investitionen vor allem zur Einbindung des Stroms aus Windkraftwerken.

5. Innovationen in der Energiewirtschaft

Die Energieversorgung stand bislang insbesondere vor der Herausforderung, hohe Versorgungssicherheit (vgl. Kapitel 3) bei zugleich, gerade im internationalen Vergleich wettbewerbsfähigen Preisen für die Endverbraucher zu gewährleisten. Vor dem Hintergrund eines drohenden, starken Temperaturanstiegs auf der Erde, der in wesentlichem Umfang auf die Verbrennung fossiler Brennstoffe zurückgeführt wird, müssen die Anforderungen um den Klimaschutz ergänzt werden. Die führenden Industrienationen haben sich im Jahr 2009 auf dem G8-Gipfel im italienischen L'Aquila auf eine Begrenzung des weltweiten, durchschnittlichen Temperaturanstiegs auf etwa 2° Celsius verständigt, eine Zielsetzung, die auf dem UN-Klimagipfel in Kopenhagen im „Copenhagen Accord" bestätigt wurde.[108] Aus ihr ergibt sich als minimales Vermeidungsziel die Halbierung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050.[109]

Zumindest kurzfristig bestehen Konflikte zwischen den Eckpunkten des Zieldreiecks Versorgungssicherheit, Kosten und Klimaschutz. So verschärfen die Herausforderungen eines effektiven Klimaschutzes auch die bisherige Abwägung zwischen Versorgungssicherheit und -kosten. In vielen Fällen steigen durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien die Versorgungskosten, da die neuen Technologien auf absehbare Zeit zu höheren Kosten in der Energieerzeugung führen.

Innovationen bzw. technischer Fortschritt stellen letztlich den einzigen Weg dar, diesen Zielkonflikt zwischen den Anforderungen einer zukunftsfähigen Energieversorgung zu lösen.[110] Inwieweit dies gelingt, wird maßgeblich über Erfolg oder Misserfolg der beabsichtigten und notwendigen Transformation der heutigen Wirtschafts- und Gesellschaftsstrukturen zu klimaverträglichen Ökonomien entscheiden.

5.1 Innovationen und Zukunftsfähigkeit der Energieversorgung

Die Energieversorgung trägt mit einem hohen Anteil zu den gegenwärtigen Emissionen klimawirksamer Treibhausgase bei. Derzeit werden rund 84% der weltweiten CO_2-

---

[108] Vgl. zum G8-Gipfel: Chair's Summary, S. 4 f., verfügbar unter: http://www.g8italia2009.it/static/G8_Allegato/Chair_Summary,1.pdf ; Copenhagen Accord, verfügbar unter: http://www.denmark.dk/NR/rdonlyres/C41B62AB-4688-4ACE-BB7B-F6D2C8AAEC20/0/copenhagen_accord.pdf

[109] Vgl. etwa IEA(2010a), S. 69

[110] Vgl. etwa Gallagher et al. (2009), S. 195

Emissionen und etwa 65% der gesamten anthropogenen Treibhausgasemissionen durch den Energiesektor verursacht.[111] In Deutschland entfielen im Jahr 2008 etwa 78,2% der Treibhausgasemissionen und rund 87,2% der CO_2-Emissionen auf die Quellkategorie „Energie“, die alle energiebedingten Emissionen umfasst.[112] Unmittelbar auf die Energiewirtschaft bzw. die Elektrizitätserzeugung lassen sich gegenwärtig weltweit wie auch in Deutschland gut 40% der CO_2-Emissionen zurückführen.[113] Zudem scheinen Energie und insbesondere Elektrizität in Zukunft durch neue, zusätzliche Anwendungen eher an Bedeutung zu gewinnen. Ein Beispiel neuer Anwendungen stellt die in Kapitel 5.5 ausführlicher diskutierte Elektromobilität dar. Schließlich werden gerade wegen der wirtschaftlichen Entwicklung in Nicht-OECD-Ländern massive Anstiege des weltweiten Energieverbrauchs prognostiziert.

Unter Fortführung der gegenwärtigen Trends, d.h. ohne zusätzliche politische Maßnahmen in der Klima- und Energiepolitik, erwartet die Internationale Energieagentur (IEA) bis zum Jahr 2030 für Europa und die übrigen OECD-Länder nur einen vergleichsweise geringen Anstieg beim Energieverbrauch mit durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten von 0,1 - 0,2%. Dies steht jedoch in Gegensatz zur erwarteten Entwicklung in Nicht-OECD-Ländern, in denen der Energieverbrauch bis zum Jahr 2030 mit einer jährlichen durchschnittlichen Wachstumsrate von 2,3% wachsen würde. Diese Entwicklung führt zu einer deutlichen Zunahme des weltweiten Energieverbrauchs bis zum Jahr 2030.[114] Da in diesem Referenzszenario („Baseline-Szenario“) fossile Energieträger ihren tragenden Anteil im weltweiten Energiemix beibehalten, bedingt dieses Wachstum zugleich einen massiven Anstieg der weltweiten Treibhausgasemissionen.[115] Insgesamt würden dem IEA-Szenario zufolge die Nachfrage nach fossilen Energieträgern um 37% und die energiebedingten CO_2-Emissionen um rund 40% gegenüber dem Basisjahr 2007 steigen,[116] und sich dieser Trend, getrieben durch die Entwicklung in Nicht-OECD-Ländern, auch bis zum Jahr 2050 fortsetzen.[117]

Diesem Referenz-Szenario stellt die IEA ein sogenanntes BLUE-Map-Szenario gegenüber, das den kosteneffizienten Weg zur Halbierung der weltweiten CO_2-Emissionen gegenüber dem Jahr 2005 bis zum Jahr 2050 aufzeigen soll. Dabei werden auch Annahmen über die technologische Entwicklung getroffen. Dem BLUE-Map-Szenario

---

[111] Vgl. IEA(2010a), S. 61
[112] Vgl. BMWi(2010a)
[113] Vgl. BMWi(2010a) und IEA(2010a), S. 102
[114] Vgl. IEA(2009c), S. 76
[115] Vgl. IEA(2010c), S. 111
[116] Vgl. IEA(2010a), S. 61
[117] Vgl. IEA(2010a), S. 72 ff.

folgend können die weltweiten CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2050 halbiert werden, wenn alle Vermeidungsmaßnahmen bis zu Vermeidungskosten von etwa 175 USD je Tonne CO_2 herangezogen werden.[118] An vorderster Stelle würde der Energiesektor mit einer Reduktion der CO_2-Emissionen um 76% gegenüber dem Jahr 2007 zum Reduktionserfolg beitragen.[119] Zur Einordnung muss beachtet werden, dass die *Elektrizitäts*-nachfrage im BLUE-Map-Szenario zwar um 13% unter dem Referenzszenario liegt, sich gegenüber 2007 aber in etwa verdoppelt.[120] Möglich werden diese massiven Emissionseinsparungen durch erhebliche Effizienzgewinne und eine weitgehende Transformation der Energieerzeugung. Das Szenario impliziert eine jährliche Verbesserung der Energieintensität der weltweiten Wirtschaftsleistung (Energieverbrauch je erzeugter Einheit GDP) um 2,6%, während im Referenzszenario, ähnlich der Entwicklung der vergangenen 30 Jahre, von einer Verbesserung von rund 1,8% ausgegangen wird.[121] Die Umgestaltung des Energiesektors umfasst „Fuel-Switching“ zu Energieträgern mit niedrigerem CO_2-Gehalt, dem Einsatz neuer effizienterer Technologien und insbesondere einen erheblichen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energie. Demgegenüber geht der Anteil von Kohle von gegenwärtig rund 40% auf nur noch 12% zurück, wobei zugleich 90% aller Kohlekraftwerke mit der CCS-Technologie zur Abscheidung und Speicherung des CO_2 ausgestattet werden. Der Anteil von Gas fällt von 21% auf 15%. Diese Entwicklung wird kompensiert durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, die nach den Rechnungen der IEA bis zum Jahr 2050 einen Anteil von 48% erreichen. Im Vergleich zu den gegenwärtig rund 18% Anteil und der Verdopplung des Stromverbrauchs bedeutet dies eine Verfünf- bis Versechsfachung der weltweiten Produktion erneuerbaren Stroms.[122] Zugleich geht die IEA von einem starken Anstieg des Kernenergie-Anteils auf 24% von heute etwa 14% aus, der einen durchaus ambitionierten Zubau an Kernkraftwerken voraussetzt.[123]

Diese Transformation im BLUE-Map-Szenario senkt die durchschnittliche Emissionsintensität der Energieerzeugung von 507 Gramm CO_2 je erzeugter Kilowattstunde (gCO_2/kWh) im Jahr 2007 drastisch auf nur noch 67 gCO_2/kWh im Jahr 2050, während sie sich im Referenz-Szenario mit 459 gCO_2/kWh nur geringfügig verbessert.[124] Trotz eher optimistischer Annahmen zu technologischer Entwicklung und Ausbaumöglichkei-

[118] Vgl. IEA(2010a), S. 69 ff.
[119] Vgl. IEA(2010a), S. 89
[120] Vgl. IEA(2010a), S. 79 f.
[121] Vgl. IEA(2010a), S. 78 f.
[122] Vgl. IEA(2010a), S. 80 und S. 107
[123] Vgl. IEA(2010a), S. 135
[124] Vgl. IEA(2010a), S. 107

ten der Kernenergie erfordert dies massive Zusatzinvestitionen bei Kraftwerken und Infrastruktur im Zeitraum von 2010 bis 2050. So geht der Investitionsbedarf um etwa 40% über die 23,5 Billionen USD des Baseline-Szenarios hinaus, die durch die steigende Welt-Energienachfrage anfallen.[125]

Tabelle 5.1

Überblick über die Szenarien-Analysen der IEA

	2007	**Baseline 2050**	**BLUE Map 2050**	**BLUE no CCS 2050**	**BLUE hi REN 2050**
Stromerzeugung, in TWh	19.756	46.186	40.137	38.526	37.656
Anteile, in %					
Kernenergie	14	10	24	25	12
Öl	6	1	1	0	1
Kohle	42	44	1	3	1
Kohle mit CCS	0	0	12	0	2
Erdgas	21	23	11	18	8
Erdgas mit CCS	0	0	5	0	2
Erneuerbare Energien, davon	18	22	48	54	75
Wasser (inkl. Ozean)	16	12	14	14 + 1	16 + 1
Biomasse	1	3	5	7	7
Biomasse mit CCS	0	0	1	0	0
Geothermie	0	1	3	3	4
Wind	1	5	12	15	22
Solar	0	2	12	14	25
CO_2-Emissionen, in Gt CO_2/Jahr	28,9	57,0	14,0	18,2	12,9
Zusatz-Investitionen relativ zu Baseline 2050, in Bill. USD			6,0	10,7	12,1
Vermeidungskosten 2050, in USD/tCO_2			175	293	153

Quelle: IEA(2010a), S. 112

Die Szenarien der IEA stellen keine Vorhersagen der zukünftigen Entwicklung dar. Sie dienen vielmehr als konsistenter Rahmen, um mögliche Entwicklungspfade aufzuzeigen.[126] Die Gegenüberstellung von Baseline- und BLUE-Map-Szenarios für den Zeit-

[125] Vgl. IEA(2010a), S. 106 und S. 111

[126] Vgl. auch IEA(2010a), S. 70

raum bis zum Jahr 2050 verdeutlicht unmittelbar, welche Bedeutung dem Energiesektor im Klimaschutz zukommt, aber auch vor welch große wirtschaftliche wie technologische Herausforderungen dieser den Energiesektor stellt. Die Umsetzbarkeit des 50%-Einsparziels bis zum Jahr 2050 bei maximalen Vermeidungskosten von 175 USD/t CO_2 hängt dabei ganz wesentlich von der Verfügbarkeit neuer Technologien ab. Erfüllen sich die getroffenen Annahmen zur technologischen Entwicklung gerade im Energiesektor nicht, können die Vermeidungsziele nur bei stark steigenden Kosten erreicht werden.[127] Falls etwa der großflächige Einsatz der CCS-Technologie zur Abscheidung und Speicherung von CO_2 nicht gelingt, würden sich die zusätzlich erforderlichen Investitionen im Kraftwerksbereich um über 70% gegenüber dem BLUE-Map-Szenario und die durchschnittlichen Kosten der Stromerzeugung um rund 38% gegenüber dem Baseline-Szenario erhöhen (vgl. Tabelle 5.1, „BLUE no CCS"-Szenario). Gleiches gilt nach Einschätzung der IEA falls aus politischen oder gesellschaftlichen Gründen auf den unterstellten Ausbau der Kernenergienutzung oder auf den Einsatz von CCS verzichtet und stattdessen in noch höherem Maß auf erneuerbare Energiequellen gesetzt würde (vgl. Tabelle 5.1, „BLUE hi RE"-Szenario).[128]

Neue Technologien und Innovationen im Energiebereich bilden damit den entscheidenden Ansatzpunkt, über den effektiver Klimaschutz mit den bekannten Zielen der kostengünstigen und sicheren Energieversorgung vereint werden kann. Nur wenn es gelingt, Technologien für eine klimafreundliche Energieerzeugung und für höhere Energieeffizienz zu entwickeln und zügig am Markt einzuführen, wird Klimaschutz ohne Einschränkungen von wirtschaftlichem Wachstum und Wohlstand gelingen.

Die Berücksichtigung des Klimaschutzes in den Anforderungen an die Energieversorgung beschleunigt andererseits eine Entwicklung, die aufgrund der Erschöpfbarkeit der fossilen Energieträger ohnehin unausweichlich wäre. Die Knappheit dieser Ressourcen lässt von sich aus in Zukunft steigende Kosten der fossilen Energiegewinnung und steigende Risiken für die Versorgungssicherheit erwarten (vgl. Kapitel 3). Unabhängig von Klimaschutz-Bestrebungen muss ein Ziel der technologischen Entwicklung daher in einer stärkeren Unabhängigkeit von fossilen Ressourcen liegen, so dass aus diesem Blickwinkel längerfristig kein Konflikt zwischen den Zielen Klimaschutz und Versorgungssicherheit mehr besteht. Wie auch in der Szenarien-Analyse der IEA mit ihren Entwicklungsprognosen für Nicht-OECD-Länder erkennbar, gilt dies aus globaler Per-

[127] Vgl. etwa auch IEA(2010a), S. 70

[128] Vgl. IEA(2010a), S. 111 ff.; In der Szenario-Variante "BLUE hi REN" liegen die erforderlichen, zusätzlichen Kraftwerksinvestitionen zum Erreichen der Reduktionsziele um über 100% über dem Bedarf im Standard-BLUE-Map-Szenario.

spektive umso mehr, da große Teile der Weltbevölkerung immer stärker dem energieintensiven Entwicklungspfad der Industrieländer nachstreben.[129]

Die Klimaproblematik verschärft die langfristig unausweichliche Anpassung der Energieversorgung insofern, als nach weitgehend übereinstimmender Ansicht bereits in den nächsten 20 - 30 Jahren die wesentlichen Schritte zur erfolgreichen Reduktion der Treibhausgasemissionen ergriffen werden müssen.[130] Sowohl auf Seiten der Energieerzeugung wie auf Seiten des Energieverbrauchs sind Investitionen auf längere Sicht angelegt. Bei einer langsameren, graduellen Transformation – wie sie auch über steigende fossile Ressourcenpreise impliziert würde – und dem schnellen Wachstum der Energienachfrage in Nicht-OECD-Ländern droht daher die Gefahr eines technologischen „Log-ins“ auf langfristig zu klimaschädliche Technologien, der notwendigen deutlichen Reduktionserfolgen bei Treibhausgasemissionen im Weg stehen würde.[131] Andererseits ist für viele Technologien teilweise noch grundlegende Entwicklungsarbeit zu leisten, so dass deren Erfolg und Potentiale oft nur mit großer Unsicherheit eingeschätzt werden können. Erforderlich ist damit bereits in den kommenden Jahrzehnten nichts weniger als eine Energie- und Technologierevolution mit massiven, möglichst zielgerichteten Investitionen, deren Inhalt und Ausgestaltung im Detail aber vielfach immer noch nicht absehbar und planbar ist.[132]

5.2 Innovationsverhalten der deutschen Energiewirtschaft im Branchenvergleich

Die Szenarien der IEA sind beispielhafte Analysen, die die internationale Dimension und Bedeutung künftiger Innovationen im Energiebereich verdeutlichen. Die folgende Darstellung legt vor diesem Hintergrund einen Schwerpunkt auf den deutschen Energiesektor, beginnend mit einer Beschreibung des Innovationsverhaltens der deutschen Energiewirtschaft mit Hilfe statistischer Kennzahlen und Indikatoren, wie sie etwa durch den Stifterverband der Deutschen Wissenschaft oder durch das Mannheimer Innovationspanels des ZEW ermittelt werden. Diese Maßzahlen geben ein, wenn auch nicht vollständiges, Bild vom Innovationsverhalten eines Wirtschaftssektors und dessen Bedeutung für die Innovationskraft und - tätigkeit der gesamten Volkswirtschaft wieder.

---

[129] Vgl. auch Gallagher et al. (2006), S. 196 f.

[130] Vgl. auch IEA(2009c), S. 204 ff.

[131] Vgl. etwa IEA(2010a), S. 68 und IEA(2009), S. 194

[132] Vgl. Barrett(2009), S. 53 f. oder Gallagher et al. (2006), S. 200

In der Erhebung des Stifterverbands der deutschen Wissenschaft, der noch die Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ2003 zugrunde liegt, sind die Energie- und Wasserversorgung (Abschnitt E) sowie der dem verarbeitenden Gewerbe zugeordnete Abschnitt DF (Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung u. Verarbeitung von Spalt- und Brutstoffen) zur deutschen Energiewirtschaft zu zählen.[133] Die Statistiken zu Aufwendungen für „Forschung und Entwicklung“ (FuE) sowie FuE-Personal weisen der Energiewirtschaft nur einen geringen Beitrag zur Innovationstätigkeit der deutschen Wirtschaft zu. So beliefen sich die FuE-Aufwendungen der Energiewirtschaft im Jahr 2008 auf insgesamt 316 Mio. €, von denen 225 Mio. € in interne Forschungsarbeiten flossen.[134] Zum Vergleich wurden etwa im Automobilbau 20.042 Mio. € insgesamt und 17.458 € für interne FuE ausgegeben. An den gesamten FuE-Aufwendungen der deutschen Wirtschaft in Höhe von 57.304 Mio. € im Jahr 2008 erreichten die FuE-Aufwendungen der Energiewirtschaft lediglich einen Anteil von 0,55%. Ein ähnliches Bild liefern die Daten zu den Beschäftigten im Bereich FuE, bei denen die Energiewirtschaft mit 1.041 Beschäftigten (in Vollzeitäquivalenten) hinter Wirtschaftszweige wie dem Automobilbau mit 89.400 oder der chemischen Industrie mit 41.813 Beschäftigten zurückfällt.[135] Deutliche Unterschiede ergeben sich auch bei der sogenannten FuE-Intensität, die – in der Definition des Stifterverbands – die Bruttowertschöpfung einer Branche mit deren internen FuE-Aufwendungen ins Verhältnis setzt. Im Jahr 2007 lag die FuE-Intensität der Energie- und Wasserversorgung mit 0,26% deutlich unter der gesamtwirtschaftlichen FuE-Intensität von 1,98%, im Gegensatz zu FuE-Intensität des Wirtschaftszweigs DF (Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung u. Verarbeitung von Spalt- und Brutstoffen) mit 2,35%. Der Fahrzeugbau mit 17,78%, die chemische Industrie mit 12,28%, aber auch der Maschinenbau mit 5,83% und weitere Sektoren übertrafen die Energiewirtschaft.[136]

Der Begriff „Forschung und Entwicklung“ umfasst dabei alle Arbeiten, die auf die Erweiterung vorhandenen Wissens und die Erlangung neuer allgemeingültiger Erkenntnisse, auf das Erschließen neuer Anwendungsmöglichkeiten und auf die (Weiter-)Entwicklung sowie wesentliche Änderung von Produkten, Dienstleistungen oder Verfahren gerichtet sind. Wie auch in der nachfolgenden Darstellung verschiedener techno-

---

[133] Grundsätzlich muss der Energiewirtschaft auch der „Bergbau auf Energieträger“ zugerechnet werden, der in der Erhebung des Stifterverbands jedoch nicht separat ausgewiesen wird. Die Kennzahlen der übergeordneten Klasse „Bergbau u. Gewinnung von Steinen u. Erden“ (FuE-Aufwendungen 2008: 34 Mio. €; FuE-Personal 2008: 177; FuE-Intensität 2008: 0,58%) lassen jedoch auf keine deutlich verzerrte Einschätzung der Energiewirtschaft durch die fehlenden Angaben schließen.

[134] Vgl. Stifterverband (2010), S. 13

[135] Vgl. Stifterverband (2010), S. 16

[136] Vgl. Stifterverband (2010), S. 19

logischer Entwicklungen im Energiebereich deutlich wird, konzentrieren sich gerade die Energieversorger in ihren Entwicklungsvorhaben weniger auf die Grundlagenforschung, sondern vielmehr auf Errichtung und Betrieb von Prototyp-Anlagen und Pilotprojekte. Derartige Entwicklungsarbeiten stellen Grenzfälle dieses FuE-Begriffs dar, der der OECD Definition im „Frascatti-Manual“ entspricht, werden von diesem jedoch erfasst, solange ihr Hauptziel in der Erforschung und/oder Weiterentwicklung einer Technologie, eines Verfahrens etc. liegt.[137]

Im Mannheimer Innovationspanel des ZEW, das in seiner aktuellsten Erhebung bereits nach der neuen Systematik der Wirtschaftszweige (WZ2008) gegliedert ist, werden zur Beschreibung der Innovationstätigkeit einer Branche weitere Kennzahlen ausgewiesen. Die Ergebnisse in Tabelle 5.2 beziehen sich nicht mehr auf die Energiewirtschaft insgesamt, sondern allein auf den Wirtschaftszweig Energieversorgung (WZ2008 35), der Elektrizitäts- und Gasversorgung sowie Wärme- und Kälteversorgung umfasst.[138]

Im Vergleich zu den reinen FuE-Ausgaben werden die im Innovationspanel angegebenen Innovationsaufwendungen breiter definiert. Sie schließen die Aufwendungen für interne und externe FuE mit ein, erfassen zusätzlich aber auch innovationsbezogene Ausgaben für Sachanlagen und immaterielle Wirtschaftsgüter, Weiterbildung, Marketing, Konzeption, Konstruktion, Design sowie Produktions- und Vertriebsvorbereitung.[139] Mit 2,4 Mrd. € liegen diese Aufwendungen für die Energieversorgung im Jahr auch entsprechend höher als etwa die reinen FuE-Ausgaben der Energie- und Wasserversorgung (215 Mio. €) gemäß der Erhebung des Stifterverbands. Im Gegensatz zum Stifterverband berechnet das ZEW den Indikator „Innovationsintensität“ auf Basis der Innovationsaufwendungen, die mit dem gesamten Branchenumsatz statt der Bruttowertschöpfung ins Verhältnis gesetzt werden. Hier ergibt sich für die Energieversorgung ein Wert von 0,8%. Der Vergleich dieser Kennzahlen mit anderen, in Deutschland bedeutenden Branchen wie der Chemie- und Pharmaindustrie, aber auch dem Maschinen- und Automobilbau in Tabelle 5.2 widerspricht dem bisher gewonnen Bild zum Innovationsverhalten in der Energiewirtschaft/Energieversorgung nicht.

Während nahezu alle übrigen, im Innovationspanel erhobenen Kennzahlen zum Innovationsverhalten einer Branche, unter anderen auch die ebenfalls in Tabelle 5.2 aufgeführten Branchenanteile von Unternehmen mit kontinuierlicher und gelegentlicher FuE sowie fest geplanten FuE-Vorhaben, die deutlichen Unterschiede weiter unterstreichen, liegt die Energieversorgung bei den Kennzahlen im Zusammenhang mit kostensenken-

[137] Vgl. etwa Stifterverband (2010), S. 61 oder auch ZEW(2010a), S. 11

[138] Vgl. ZEW(2010b), S. 2

[139] Vgl. ZEW(2010a), S. 4

den Prozessinnovationen annähernd auf dem Niveau der forschungsstärkeren Wirtschaftszweige. In der zugrundeliegenden allgemeinen Definition hat ein Unternehmen, für das eine kostensenkende Prozessinnovation ausgewiesen wird, im zurückliegenden Dreijahreszeitraum mindestens einen neuen oder signifikant verbesserten Prozess eingeführt, der die durchschnittlichen Kosten je Stück oder Vorgang gesenkt hat. Der Kostensenkungsanteil durch Prozessinnovationen erfasst dabei jenen Anteil an den Kosteneinsparungen je Stück oder Vorgang eines Jahres, der auf die innerhalb der vergangenen drei Jahre eingeführten Prozessinnovationen zurückgeführt werden kann.[140]

In einer Zusammenfassung dieser Innovationserhebungen und -kennzahlen kann die Energiewirtschaft/Energieversorgung nicht zu den innovativsten Wirtschaftssektoren in Deutschland gezählt werden. Für den Verkauf der über alle Anbieter äquivalenten Endprodukte Strom und Wärme sind Innovationen bislang weit weniger bedeutend als etwa in der Automobilindustrie mit ihren wesentlich stärker differenzierten Endprodukten, deren Marktposition sich oft auch direkt auf Innovationserfolge zurückführen lassen. Die Marktposition und Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen in der Energieversorgung leitet sich damit weniger aus dem Endprodukt an sich, sondern vielmehr aus den Strukturen von dessen Herstellung/Erzeugung ab. Dieser Aspekt mag auch eine Erklärung dafür liefern, dass im Wettbewerb der Unternehmen untereinander kostensenkenden Prozessinnovationen in der Energieversorgung eine ähnlich hohe Bedeutung wie in anderen Branchen zukommt.

Die Energiewirtschaft und im Speziellen die Energieversorger treten traditionell zumeist als Anwender innovativer Produkte anderer Branchen denn als Unternehmen mit umfangreichen Forschungs- und Entwicklungsabteilungen auf. Dies zeigt auch die nachfolgende, detaillierte Darstellung einzelner Innovationen im Kraftwerks- und Versorgungsbereich. So setzen etwa Effizienzverbesserungen im konventionellen Kraftwerksbereich Erfolge in der Materialerforschung z. B. der Chemieindustrie oder neue Anlagenkomponenten aus dem Maschinenbau voraus. Die Energieversorger greifen diese Entwicklungs-Ergebnisse auf und führen sie vielfach in Pilotanlagen in Kooperation mit der Industrie zur großtechnischen Einsatzreife. Sie stehen damit an der Schnittstelle zwischen Entwicklung und Einsatz neuer Technologien. In dieser Hinsicht kommt ihnen auch eine „Katalysatorfunktion“ für Innovationserfolge zu. Gleichzeitig können sie als Reaktion auf sich ändernde Marktbedingungen – ausgelöst etwa durch neue gesetzliche Vorgaben, die Preisentwicklung der Energieträger oder neue Zielsetzungen der Energieversorgung – als Impulsgeber für Innovationen in anderen Wirtschaftszweigen wirken.

---

[140] Vgl. ZEW(2010a), S. 9 f.

Tabelle 5.2

Ausgewählte Kennzahlen der Innovationstätigkeit verschiedener Sektoren im Vergleich

	Jahr	Chemie-industrie (WZ08 20)	Pharma-industrie (WZ08 21)	Maschinen-bau (WZ08 28)	Automobil-bau (WZ08 29)	Energie-versorgung (WZ08 35)
Innovationsaufwendungen, in Mrd. € Aufwendungen für laufende, abgeschlossene und abgebrochene Projekte zur Entwicklung und Einführung von Produkt- oder Prozessinnovationen						
	2006	6,28	5,69	10,46	26,88	2,01
	2007	6,17	5,77	11,18	30,13	2,62
	2008	6,28	6,31	11,95	33,02	2,40
Innovationsintensität, in % Anteil der Innovationsaufwendungen am Branchenumsatz, inkl. nicht innovativer Unternehmen						
	2006	4,8	13,3	5,3	7,8	0,9
	2007	4,4	12,9	5,1	8,1	0,9
	2008	4,2	13,3	5,0	8,4	0,8
Anteil Unternehmen mit kostensenkenden Prozessinnovationen, in % Unternehmen mit mind. einem neuen oder verbesserten Prozess zur Kostensenkung je Stück oder Vorgang im vergangenen Dreijahreszeitraum						
	2006	25	21	26	18	12
	2007	29	34	31	27	11
	2008	36	23	25	35	12
Kostensenkungsanteil der Prozessinnovationen, in % Umfang innovationsbedingter Kostensenkungen an den Gesamtkosten einer Branche						
	2006	4,4	7,3	4,3	5,1	2,7
	2007	4,5	4,1	3,6	5,9	2,8
	2008	3,8	3,8	3,5	7,0	3,0
Anteil Unternehmen mit kontinuierlicher FuE, in %**						
	2006	53	56	31	19	3
	2007	58	53	28	29	7
	2008	58	57	30	25	8
Anteil Unternehmen mit gelegentlicher FuE, in %						
	2006	20	8	29	33	13
	2007	13	20	31	13	9
	2008	23	9	27	24	7
Anteil Unternehmen mit fest geplanten Innovationsaktivitäten, in %						
	2008	87	69	79	68	37
	2009*	83	68	65	60	42
	2010*	79	66	61	61	41

* Planzahlen vom Frühjahr/Sommer 2009

**Forschung und experimentelle Entwicklung (FuE): Erweiterung des vorhandenen Wissens u. Nutzung dieses Wissens zur Entwicklung neuer Anwendungen (Produkte, Dienstleistungen oder Prozesse)

Quellen: Mannheimer Innovationspanel 2010, Branchenreports Innovation zu: Fahrzeugbau, Maschinen- und Anlagenbau (ZEW(2010c)); Chemie- und Pharmaindustrie (ZEW(2010d)); Energieversorgung, Bergbau, Mineralölverarbeitung (ZEW(2010b)).

5.3 Überblick über Entwicklungen und Innovationen in den Bereichen Energieerzeugung, -verteilung und -verbrauch

Im Folgenden soll vor dem Hintergrund der in Kapitel 5.1 beschriebenen, notwendigen „Energie-Revolution“ ein Überblick über zentrale Entwicklungen in den Bereichen Energieerzeugung, -verteilung und –verbrauch gegeben werden. Der Schwerpunkt liegt dabei wieder auf dem deutschen Energiesektor sowie Entwicklungsstand und Potential der ausgewählten Technologien für Deutschland. Zur Einordnung ihrer Bedeutung wird aber zusätzlich auf ihre Rolle in den Szenarien der IEA zurückgegriffen.

5.3.1 Energiegewinnung im konventionellen Kraftwerkspark

Unverändert kommt fossilen Energieträgern in Deutschland eine hohe Bedeutung zu. So entfielen im Jahr 2009 knapp ein Viertel der Bruttostromerzeugung (24,5%) auf Braun- und 18,3% auf Steinkohle. Während der Anteil von Braunkohle über die letzten 10 Jahre nahezu unverändert blieb, scheint sich für Steinkohle in Deutschland eine leicht rückläufige Tendenz zu ergeben. Zusammen mit einem, über die vergangenen 20 Jahre stark ausgebauten, Erdgas-Anteil von 12,9% und einem Anteil von 2,9% sonstiger Mineralölprodukte erreichten fossile Energieträger im Jahr 2009 einen Anteil von knapp 60% an der Bruttostromerzeugung.[141] Drei Möglichkeiten können unterschieden werden, den CO_2-Ausstoß konventioneller Kraftwerke zu reduzieren:[142]

1. Anpassung und Optimierung des konventionellen Kraftwerkpark, d.h. durch Stilllegung der ineffizientesten Kraftwerke, Modernisierung von Kraftwerken und Zubau der neuesten Technologien;
2. „Fuel-Switching“, d.h. durch Wechsel von fossilen Energieträgern mit hohem Kohlenstoffgehalt zu Energieträgern mit niedrigerem Kohlenstoffgehalt und entsprechend niedrigeren CO_2-Emissionen je produzierter Energieeinheit;
3. „Carbon Capture and Storage“ (CCS), d.h. durch Abscheidung und Speicherung des in der Verbrennung entstehenden CO_2.

5.3.1.1 Technologische Entwicklungen im konventionellen Kraftwerkspark

Insbesondere in der Kohleverstromung kommt der Entwicklung neuer, effizienterer Kraftwerkstechnologien und von CCS eine entscheidende Bedeutung zu – nicht nur im Hinblick auf den Klimaschutz, sondern vor dem Hintergrund der geplanten klimapoliti-

[141] Vgl. AG Energiebilanzen e. V.: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2009 nach Energieträgern

[142] Vgl. auch IEA(2010a), S. 115

schen Maßnahmen auch im Hinblick auf die zukünftige Wirtschaftlichkeit der Kohleverstromung. So können steigende Preise im europäischen Emissionshandelssystem die wirtschaftlichen Vorteile der Kohleverstromung gegenüber erneuerbaren Energien, aber auch gegenüber Erdgas verringern bzw. sogar umkehren, falls weitere Verbesserungen und die Einführung der CCS-Technologie fehlschlagen.[143]

Weltweit wird derzeit die Staubbefeuerung (Pulverised coal combustion) mit einem Anteil von etwa 97% in der Kohleverstromung eingesetzt.[144] Bei dieser wird getrocknete Kohle zu Staub zermahlen und mit Luft verbrannt, so dass Wasserdampf erzeugt und mit diesem Turbinen angetrieben werden können. Insbesondere über die erreichbaren Temperaturen in der Verbrennung und die erreichbaren Dampfdrücke im Betrieb der Stromgeneratoren konnten die Wirkungsgrade der Kraftwerke über die letzten Jahrzehnte kontinuierlich gesteigert werden. In Deutschland erreichen die modernsten Steinkohlekraftwerke rund 46% Wirkungsgrad, Braunkohlekraftwerke mit optimierter Anlagentechnik (BoA-Kraftwerke) einen Wirkungsgrad von etwa 42%.[145]

Etwa 70% des gesamten Verbesserungspotentials in der Kohleverstromung lassen sich durch eine weitere Anhebung der Temperatur- und Dampfparameter umsetzen, rund 30% können durch systembedingte Maßnahmen wie etwa die Senkung des Eigenbedarfs des Kraftwerks erschlossen werden. Die Forschungs- und Entwicklungsbemühungen konzentrieren sich daher auch weiterhin auf Werkstoffe und Materialien zur Anhebung von Temperaturen und Dampfdrücken, die durch Erreichen sogenannter über- bzw. ultrakritischer Dampfzustände weitere Effizienzsteigerungen möglich machen. Mit dieser sogenannten 700-Grad-Kraftwerkstechnologie werden zunächst für Steinkohle- und später auch für Braunkohlekraftwerke Wirkungsgrade von über 50% angestrebt.[146] Zahlreiche Forschungsvorhaben, die national durch den Bund und international durch die EU gefördert werden, dienen der Entwicklung dieses Kraftwerkstyps. Im Projekt COMTES 700 („Component Test Facility for a 700 °C Power Plant“), das von der EU gefördert wird, bündeln zum Beispiel elf größere europäische Energieversorger ihre Entwicklungsarbeit. Bereits 2005 wurde im Gelsenkirchener Steinkohlekraftwerk Scholven ein Versuchszentrum eingerichtet. Die Versuchsphase wird voraussichtlich bis 2011 abgeschlossen. RWE etwa sieht einen Zeithorizont bis 2015 für den großtechnischen Einsatz der 700 °C-Technologie. Die an COMTES 700 beteiligten Unternehmen planen 2014-2015 weltweit erstmals ein entsprechendes Kraftwerk in Wilhelmshaven in

[143] Vgl. Löschel(2009), S. 19 ff.
[144] Vgl. IEA(2010a), S. 115
[145] Vgl. Birnbaum et al. (2010), S. 8 f.
[146] Vgl. Birnbaum et al. (2010), S. 20 f., IEA(2010a), S. 115 oder Wietschel et al. (2010a), S. 32

Betrieb zu nehmen.[147] Eine Steigerung der Wirkungsgrade über 50% ist technisch möglich, aber wegen hoher Kosten bislang nicht wirtschaftlich umsetzbar. Längerfristig scheint dies insbesondere durch eine weitere Steigerung der Dampfparameter – diskutiert wird die Realisierung des 800 °C-Kraftwerks – aber nicht ausgeschlossen.[148]

Neben der Anhebung der Temperatur- und Dampfparameter verspricht auch eine effizientere Vortrocknung der Braunkohle, die über einen höheren Wassergehalt als Steinkohle verfügt, erhebliche Effizienzverbesserungen. Eine wesentliche Verbesserung gegenüber der derzeitigen Mahltrocknung kann etwa die Wirbelschichttrocknung mit interner Abwärmenutzung („WTA-Technologie“) darstellen, die bereits seit Anfang der 1990er Jahre in Versuchsanlagen erprobt wird. Allein durch den Wechsel auf die WTA-Technologie soll der Wirkungsgrad eines BoA-Braunkohlekraftwerks um gut vier Prozentpunkte angehoben werden können.[149] Eine Demonstrations-/Prototyp-Anlage für den großtechnischen Einsatz ist 2009 am Standort Niederaussem von RWE in Betrieb genommen worden. Der großtechnische Einsatz wird bis zum Jahr 2015 anvisiert.[150]

Wegen der im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern wie Erdgas hohen spezifischen CO_2-Emissionen beim Einsatz von Braun- und Steinkohlen werden die erwarteten Effizienzverbesserungen jedoch nicht genügen, um die Kohleverstromung längerfristig mit den Klimaschutzzielen der EU und der Bundesregierung vereinbaren zu können.[151] Die Arbeit an der Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS – Carbon Capture Storage) nimmt daher eine zentrale Rolle in der Weiterentwicklung konventioneller Kraftwerkstechnologien ein. Denn aus Sicht der Kraftwerksbetreiber erlaubt es nur die CCS-Technologie, den Betrieb von Kohlekraftwerken langfristig unabhängig von der Entwicklung der CO_2-Zertifikatepreise zu machen. Diese können gerade bei strengeren Emissionsgrenzwerten die Kostenvorteile von Kohlen in der Stromerzeugung gegenüber dem Einsatz von Erdgas vor allem im Mittellastbereich zunehmend verringern. Schätzungen gehen davon, dass bereits ab einem Zertifikatepreis von 22 €/t CO_2 Erdgas aufgrund seiner niedrigeren spezifischen CO_2-Emissionen kostengünstiger sein könnte.[152] Die Verfügbarkeit von CCS würde damit im Hinblick auf neue Kraftwerksprojekte zu einer höheren Planungssicherheit und einer längerfristigen Wirtschaftlichkeit der Kohleverstromung beitragen.

---

[147] Vgl. die Angaben der Europäische Kommission, European Research Area, unter: http://ec.europa.eu/research/research-for-europe/energy-comtes700_en.html

[148] Vgl. etwa Wietschel et al. (2010), S. 32 und Birnbaum et al. (2010), S. 11 f.

[149] Vgl. Birnbaum et al. (2010), S. 21 ff.

[150] Vgl. zur Clean-Coal-Strategie von RWE: RWE (2009), S. 22 f., bzw. RWE Power Perspektiven 2008

[151] Vgl. etwa UBA (2009), S. 17 oder DPG(2010), S. 49

[152] Vgl. Löschel (2009), S. 19

Die Herausforderungen bei einem großtechnischen Einsatz von CCS bestehen in der Abscheidung des CO_2 mit möglichst geringen Effizienzverlusten des Kraftwerks, im Transport und in der sicheren Speicherung des CO_2. Für letztere werden grundsätzlich salinare Aquifere (tief liegende, poröse Gesteinsschichten) oder leer geförderte Gas- oder Öllagerstätten als geeignet angesehen.[153] Erste Versuche bestätigten die sichere Umsetzbarkeit der Speicherung in diesen geologischen Formationen und das vorhergesagte Verhalten des im Boden verpressten CO_2.[154] Zum Transport des CO_2 – insbesondere in größerem Umfang – erscheint eine Pipeline-Infrastruktur ähnlich wie bei Wasser oder Erdgas am besten geeignet, da sich Kraftwerke nicht immer in der Nähe der geologisch notwendigen Orte befinden.[155] Die Transporttechnologie steht prinzipiell bereits zur Verfügung, da etwa in den USA bereits seit mehr als 30 Jahren über 30 Mio. Tonnen CO_2 in Pipelines transportiert wurde.

Mit Blick auf die Wirkungsgradverluste durch den Einsatz von CCS sind nach derzeitigem Stand Verluste um bis zu 14%-Punkte möglich.[156] Mittel- bis längerfristig sollen diese Verluste auf 8 - 10%-Punkte begrenzt werden können. Der Wirkungsgradverlust bedingt höhere Brennstoffmengen für die Energieerzeugung, so dass die Netto-CO_2-Reduktion je erzeugter Kilowattstunde Strom unter dem reinen CO_2-Abscheidepotential der Technologie (etwa 85 - 90%) liegt. CCS macht fossile Kraftwerke damit in hohem Maße, aber nicht völlig „CO_2-frei“.[157] Zugleich erscheint die Anwendung von CCS aufgrund der unvermeidlichen Wirkungsgradverluste nur in hocheffizienten Kraftwerken sinnvoll (vgl. oben).[158]

Zur Abscheidung des CO_2 selbst stehen drei Verfahren zur Verfügung. Im so genannten *„Post-Combustion-Capture“-Verfahren* wird die Abscheidung des CO_2 der Kohleverstromung nachgeschaltet, so dass es sich grundsätzlich auch zur Nachrüstung von Kohlekraftwerke eignet. E.ON etwa legt aus diesem Grund den Schwerpunkt der Forschungstätigkeiten auf dieses Verfahren und plant zusammen mit Partnern aus der Industrie den Bau von Post-Combustion-Versuchsanlagen an sieben Standorten.[159] Pilotanlagen verschiedener Erzeuger sind bereits in Betrieb gegangen bzw. stehen kurz da-

---

[153] Vgl. IEA(2009), S. 9 bzw. IEA(2010a), S. 122

[154] Vgl. etwa IEA(2010A), S. 122

[155] Vgl. etwa Wietschel et al. (2010a), S. 45

[156] Vgl. IEA(2010a), S. 120 f., Wietschel et al. (2010a), S. 41 oder Birnbaum et al. (2010), S. 120 f.

[157] Vgl. DPG(2010), S. 52

[158] Vgl. zu den alternativen Technologie-Optionen auch: IEA(2009), S. 9 und S. 25 ff.

[159] Vgl. Wietschel et al. (2010a), S. 40 bzw. E.ON (2009), S. 7 und http://www.eon.com/de/unternehmen/26529.jsp

vor.[160] Die großtechnische Einführung der nachgeschalteten CO_2-Abscheidung in neuen oder bestehenden Kraftwerken soll bis zum Jahr 2020 gelingen.

Bereits vor der Verbrennung kann CO_2 mit Hilfe des so genannten *„Pre-Combustion-Capture"-Verfahrens* in IGCC-Kraftwerken („Integrated Gasification Combined Cycle") abgeschieden werden. Im Gegensatz zu Staub-befeuerten Kohlekraftwerken wird in IGCC-Kraftwerken Kohle mit Hilfe eines Vergasungsprozesses in ein Synthesegas aus CO_2 und Wasserstoff umgewandelt. Nach Speicherung des CO_2 kann der Wasserstoff als Brennstoff zum Betrieb von Gas- und Dampfturbinen eingesetzt werden, bei dessen Verbrennung lediglich Wasser entsteht. Die Kombination aus Gas- und Dampfturbinen trägt zur Erhöhung der Effizienz bei, so dass der IGCC-Technologie allein ein großes Potential für Effizienzsteigerungen in der Kohleverstromung bescheinigt wird.[161] Die Erzeugung und Verwendung eines Synthesegases als Brennstoff macht diese Kraftwerkstechnologie zudem flexibel für den Betrieb mit Braun- oder Steinkohle, aber auch mit Biomasse oder sonstigen Reststoffen.[162] Bereits in den 1970er und 1980er Jahren wurde das Verfahren bis zum großtechnischen Einsatz entwickelt, so dass weltweit bereits einzelne IGCC-Kraftwerke bei Wirkungsgraden zwischen 40% und 43% Strom erzeugen.[163] Einer weiteren Verbreitung der Technologie standen bislang Kosten- und Zuverlässigkeitsprobleme im Weg.[164] Durch die Arbeiten an der CO_2-Abtrennung und -Speicherung rückt die IGCC-Technologie jedoch wieder ins Blickfeld. Die direkte Integration der CO_2-Abtrennung in den Kraftwerksprozess verspricht zumindest im Vergleich zum Post-Combustion-Verfahren geringere Wirkungsgradverluste.[165] Zudem kann mit dem erzeugten Wasserstoff und dessen Funktion als Energiespeicher das Kraftwerk bis zu einem gewissen Grad lastunabhängig betrieben werden oder der Wasserstoff für andere Anwendungen verwendet werden.[166] Allerdings stellt die Kombination der IGCC-Technologie mit der CO_2-Abtrennung eine technologische Herausforderung dar.[167] Im großtechnischen Einsatz sollen entsprechende IGCC-CCS-Kraftwerke bis zum Jahr 2020 verfügbar sein. RWE erforscht die entsprechenden Technologien bereits seit Mitte der 1990er Jahre – ursprünglich mit dem Ziel der Effizienzsteigerung.

---

[160] Vgl. etwa die RWE-Pilotanlage am Standort Niederaußem: http://www.rwe.com/web/cms/de/2734/rwe/innovationen/stromerzeugung/clean-coal/co2-waesche/

[161] Vgl. etwa Birnbaum et al. (2010), S. 62 ff.

[162] Vgl. zu IGCC-Kraftwerken IEA(2010a), S. 117, Birnbaum et al. (2010), S. 51 ff. oder auch EnBW (2008), S. 45 f.

[163] Vgl. IEA(2010a), S. 117 oder etwa: http://www.eon.com/de/unternehmen/26497.jsp

[164] Vgl. etwa Wietschel et al. (2010a), S. 35

[165] Vgl. Wietschel et al. (2010a), S. 35

[166] Vgl. etwa Birnbaum et al. (2010), S. 134 und S. 150

[167] Vgl. auch IEA(2010a), S. 117 und Birnbaum et al. (2010), S. 133 f.

Im Rahmen der RWE Clean-Coal-Strategie besteht das Hauptziel nun im Gegensatz zu E.ON in Entwicklung und Bau des ersten großtechnischen Braunkohlekraftwerks mit integrierter Kohlevergasung und CCS (IGCC-CCS-Kraftwerk), was für 2014 bis 2015 vorgesehen war. Die ursprünglichen Planungen wurden aufgrund des noch fehlenden rechtlichen Rahmens für die CCS-Technologie jedoch ausgesetzt.

Mit dem *„Oxyfuel-Verfahren“* steht schließlich eine weitere Technologieoption zur Verfügung, bei der die Abtrennung des CO_2 integriert in den Kraftwerksprozess erfolgt, wobei Kohle mit reinem Sauerstoff und rezirkulierten Rauchgasen statt mit Luft verbrannt wird. So entstehen Abgase, die sich fast vollständig aus Wasser und CO_2 zusammensetzen. Wie IGCC-CCS-Kraftwerke erlaubt das Verfahren geringere Effizienzverluste als die nachgeschaltete CO_2-Abscheidung. Einzelne kleinere Demonstrations-Kraftwerke auf Basis des Oxyfuel-Verfahrens sind bereits in Betrieb. Vattenfall plant, etwa im Jahr 2015 eines der weltweit größten Demonstrationskraftwerke in Betrieb zu nehmen.[168]

Alle drei Verfahren werden derzeit in Deutschland wie auch international parallel verfolgt. Nach Angaben der IEA gibt es derzeit weltweit Planungen zu etwa 240 CCS-Projekten, von denen 80 als großtechnische Anlagen sowohl CO_2-Abtrennung, -Transport als auch -Speicherung demonstrieren werden.[169] Die größten technologischen Herausforderungen bestehen in der Minimierung der Wirkungsgradverluste, der Kosten sowie der Hochskalierung der für CCS erforderlichen Komponenten.[170] Schätzungen gehen von einem Anstieg der Stromgestehungskosten um 48 - 92% aus – bedingt durch höhere Betriebskosten wegen der Wirkungsgradverluste in Verbindung mit hohen zusätzlichen Investitionskosten.[171] Bei einer Einführung von CCS um das Jahr 2020 wird entsprechend mit CO_2-Vermeidungskosten in Kohlekraftwerken von ca. 35 - 50 €/tCO_2 gerechnet, die bis 2030 auf etwa 30 - 40 €/tCO_2 sinken können.[172]

Zumindest für Deutschland stellen auch die erforderlichen Dimensionen für die Lagerstätten und Transporteinrichtungen eine Herausforderung dar. Statt des Kohlenstoffs allein müssen bei Abscheidung und Verflüssigung des CO_2 nach Verbrennung fossiler Energieträger mit jedem Kohlenstoffatom zwei Sauerstoffatome gespeichert werden. Bei Verbrennung von einem Kubikmeter Steinkohle ergibt sich so ein Platzbedarf von 5,4 Kubikmetern für das freigesetzte, verflüssigte CO_2, während bei Einsatz eines Ku-

[168] Vgl. Birnbaum et al. (2010), S. 136 ff., zur Demonstrationsanlage von Vattenfall auch: http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/225583xberx/228407klima/228587co2-f/1434925unter/index.jsp

[169] Vgl. IEA(2010a), S. 121

[170] Vgl. Wietschel et al. (2010a), S. 40 f.

[171] Vgl. etwa Herold und Hirschhausen (2010), S. 4

[172] Vgl. etwa DPG(2010), S. 54

bikmeters Braunkohle aufgrund ihres geringeren energetischen Gehalts „nur“ 1,4 Kubikmeter Speichervolumen benötigt werden. Vernachlässigt man die übrigen Voraussetzungen für die sichere Speicherung des CO_2, genügt das Volumen im Boden, das durch den Abbau von Steinkohle entsteht, daher nicht einmal für die Aufnahme eines Fünftels des bei ihrer Verbrennung freigesetzten CO_2. Da Braunkohle im Tagebau gefördert wird, eignen sich ihre Abbaustätten grundsätzlich nicht als Speicherorte.[173] Zudem gibt es an einigen geeigneten Standorten eine Nutzungskonkurrenz etwa zu Druckluftspeicher, die das tatsächliche Ausbaupotential weiter beschränken kann (vgl. Kapitel 5.4.1). Wietschel et al. (2010a) geben als maximale statistische Reichweite der deutschen (Onshore-)Speicherkapazitäten die Dauer von etwa zwei Kraftwerksgenerationen, d.h. rund 80 Jahren an.[174] Die Bundesanstalt für Geowissenschaften schätzt für Deutschland die Speicherkapazitäten in salinen Aquifere auf ca. 20 Mrd. Tonnen CO_2, in erschöpften Erdgaslager auf 2,75 Mrd. Tonnen CO_2 sowie in erschöpften Erdöllagerstätten auf 130 Mio. Tonnen CO_2. Insgesamt würde in Deutschland damit ein Speichervolumen von ca. 23 Mrd. Tonnen CO_2 zur Verfügung stehen. Die Bandbreite des geschätzten Potentials schwankt jedoch erheblich. So gibt es auch pessimistischere Einschätzungen, die nur von einem Lagerpotential um 5 Mrd. Tonnen CO_2 in Deutschland ausgehen.[175]

Aufgrund der zentralen Charakteristika der Großkraftwerke und Energieinfrastruktur in Deutschland – relativ hohe Investitionskosten bei langen Lebensdauern von gut 40 Jahren – erlauben nur gewisse Zeitfenster größere Veränderungen im Kraftwerkspark. Bei mittel- bis längerfristigem Ausstieg aus der Kernenergie und der gegebenen Altersstruktur des konventionellen Kraftwerksparks wird der Zeitraum um das Jahr 2020 als der nächste größere Investitionszyklus in Deutschland gesehen, so dass mit Blick auf Deutschland innerhalb der nächsten 10 Jahre CCS großtechnisch ausreichend erprobt und verfügbar sein sollte.[176] Doch selbst wenn dies aus technischer Sicht gelingen sollte, fehlen bislang auch rechtliche Rahmenbedingungen für die Speicherung und den Transport des CO_2. Ein mindestens ebenso starkes Hemmnis für Fortentwicklung und Einsatz von CCS wie die technischen Herausforderungen stellt zudem die mangelnde öffentliche Akzeptanz der Technologie dar.[177]

Die IEA hält – angesichts der aus Sicht des Klimawandels notwendigen CO_2-Einsparungen bis zum Jahr 2050 und der weltweit in diesem Zeithorizont weiterhin ho-

---

[173] Vgl. Sinn (2008), S. 298 f.

[174] Vgl. Wietschel et al. (2010a), S. 45 oder Birnbaum et al. (2010), S. 177

[175] Vgl. auch Herold und Hirschhausen (2010), S. 5 f.

[176] Vgl. etwa DPG(2010), S. 55

[177] Vgl. etwa Herold und Hirschhausen (2010), S. 6 f. und DPG(2010), S. 55; „Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland,“ BMWi, BMU und BMBF, 2007

he Bedeutung von fossilen Energieträgern in der Energiegewinnung – einen weit verbreiteten Einsatz von CCS für dringend erforderlich. Analog zur Einschätzung aus deutscher Sicht sollte deshalb innerhalb der nächsten 10 Jahre die Demonstration des großtechnischen Einsatzes von CCS in der Energieerzeugung gelingen.[178] Im BLUE-Map-Szenario der IEA-Simulationen (vgl. Kapitel 5.2) entfallen im Jahr 2050 rund 28% der gesamten erzeugten Elektrizität auf die Energieträger Kohle und Erdgas.[179] Dabei setzen über 90% der Anlagen zur Kohleverstromung CCS zur CO_2-Vermeidung ein. Aufgrund des höheren spezifischen CO_2-Gehalts von Kohle gegenüber Erdgas ist der Einsatz von CCS in Kohlekraftwerken billiger als in Gaskraftwerken, so dass der Anteil der mit CCS ausgerüsteten Gaskraftwerke nur bei rund 30% im Jahr 2050 liegt. Gegenüber dem Baseline-Szenario trägt die CCS-Technologie insgesamt mit bis zu 31% zu den CO_2-Einsparungen der BLUE-Map-Szenario-Maßnahmen bei.[180]

Statt das im Rauchgas enthaltene CO_2 abzutrennen und im Boden zu speichern, wird auch an Anlagen gearbeitet, dieses in der Erzeugung von Biomasse einzubinden. Besondere Vorteile weisen dabei *Mikroalgen* auf, die im Vergleich zu sonstigen Energiepflanzen wie etwa Raps oder Mais bis zu zehn Mal schneller wachsen und entsprechend mehr CO_2 aufnehmen. Sie können auf landwirtschaftlich nicht-nutzbaren Flächen mit Salz-, Brack-, Süß- und Abwasser kultiviert werden und stehen damit auch in sehr trockenen Regionen in keiner Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion. Zugleich sind sie in der Lage, Sonnenenergie zu speichern. Der große Vorteil dieses Ansatzes besteht darin, dass das CO_2 nicht aus dem Rauchgas abgetrennt werden muss, sondern direkt den Mikroalgen zugeführt werden kann. Die Mikroalgen können schließlich abgeerntet und zur Energieerzeugung, zur stofflichen Nutzung oder als hochwertige Biomasse in vielen weiteren Bereichen eingesetzt werden. RWE betreibt seit 2008 eine Versuchsanlage, bei der pro Jahr an die sechs Tonnen Algen (Trockensubstanz) kultiviert werden, die zwölf Tonnen CO_2 einbinden.[181] E.ON eröffnete eine ähnliche Anlage, ebenfalls 2008, in Hamburg.[182]

Aufgrund des niedrigeren spezifischen CO_2-Gehalts von Erdgas gegenüber Stein- und Braunkohle liegen auch in einer Verlagerung der Energieerzeugung von Kohle- auf Gaskraftwerke Potentiale zur CO_2-Vermeidung („Fuel Switching“). Dank erheblicher

---

[178] Vgl. etwa IEA(2010a), S. 119 f., IEA(2009), S. 18 oder Wietschel el al. (2010a), S. 41

[179] Vgl. IEA(2010a), S. 114

[180] Vgl. IEA(2010a), S. 107 ff.

[181] Vgl. RWE-Standort Niederaussem: Innovationszentrum Kohle, S. 19 ff.

[182] Vgl. im Internet:
http://www.eon-hanse.de/pages/eha_de/Engagement/Mikroalgenprojekt_Hamburg/Pilotanlage_in_Hamburg-Reitbrook/index.htm

Fortschritte in der Anlagentechnik wurde bereits über die vergangenen zwei Jahrzehnte der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung in vielen OECD-Ländern stark ausgebaut.[183] In Deutschland erreichte Erdgas im Jahr 2009 einen Anteil von 12,9% an der Bruttostromerzeugung gegenüber rund 6% Anfang der 1990er Jahre.[184] Statt reiner Gaskraftwerke, die heute einen Wirkungsgrad von über 40% erreichen, wurden dabei seit dem Jahr 2000 insbesondere effizientere GuD- (Gas- und Dampf-) Kraftwerke zugebaut. Diese erzeugen mit Hilfe einer Gasturbinen und einer nachgeschalteten, über die heißen Abgase betriebenen Dampfturbine Strom. Bereits heute erreichen derartige Anlagen einen Wirkungsgrad von bis zu 59%, der auf über 60% gesteigert werden soll. E.ON betreibt am Standort Irsching seit 2007 eine entsprechende Testanlage („Irsching 4“).[185] Den verbreiteten Einsatz dieser GuD-Kraftwerkstechnologie mit Wirkungsgraden über 60% erwartet etwa RWE bis zum Jahr 2020.[186] Um den CO_2-Ausstoß weiter zu senken, aber auch um den Betrieb der Erdgaskraftwerke unabhängiger von den zunehmend volatilen Gaspreisen zu machen – aufgrund der vergleichsweise niedrigen Kapitalkosten sind die Stromgestehungskosten insbesondere durch die Brennstoffpreise bestimmt, wird an weiteren Effizienzverbesserungen gearbeitet.[187] Die Entwicklung konzentriert sich mit einer weiteren Steigerung der Turbineneintrittstemperatur und der weiteren Optimierung der Kraftwerkskomponenten auf Aspekte, über die bereits in der Vergangenheit die Effizienz wesentlich angehoben werden konnte. Turbineneintrittstemperaturen von über 1.300 °C erfordern sowohl neue Kühlsysteme als auch neue Werkstoffe und Materialien-Beschichtungen. Angestrebt werden Wirkungsgrade von über 65% in GuD-Anlagen.[188] Die hohen Wirkungsgrade im Zusammenhang mit dem vergleichsweise niedrigen Kohlenstoffgehalt von Erdgas führen zu hohen spezifischen CO_2-Vermeidungskosten bei einem Einsatz von CCS in GuD-Kraftwerken. Wie bereits diskutiert, erwartet die IEA daher für die Zukunft einen wesentlich geringeren CCS-Anteil bei Gas- als bei Kohlekraftwerken. GuD-Kraftwerke besitzen nicht nur Vorteile durch ihre hohe Effizienz, sondern auch durch ihre hohe Flexibilität in der Energieerzeugung. Gerade für die Einbindung erneuerbarer Energien kommt Letzterer eine entscheidende Rolle zu, so dass sie auch ohne CCS „flankierend zu Kohlekraftwerken mit CCS eingesetzt werden“.[189]

---

[183] Vgl. IEA(2010a), S. 116

[184] Vgl. AG-Energiebilanzen (2010)

[185] Vgl. auch Wietschel et al. (2010a), S. 37

[186] Vgl. RWE Power: Perspektiven 2008, S. 111

[187] Vgl. auch Birnbaum et al. (2010), S. 90

[188] Vgl. etwa Birnbaum et al. (2010), S. 95 ff. und . auch Wietschel et al. (2010a), S. 38

[189] Vgl. Birnbaum et al. (2010), S. 108

Schließlich bietet die gekoppelte Erzeugung von Energie und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) gewisse Potentiale zur Erhöhung der Effizienz im konventionellen Kraftwerkspark. Durch den Einsatz fossiler Brennstoffe entsteht Energie in Form von Elektrizität und Abwärme. Letztere wird in konventionellen Kraftwerken (z. B. über Kühltürme) an die Umgebung abgegeben. Anlagen mit KWK speisen einen Teil dieser Abwärme zusammen mit einem Teil der Prozesswärme aus der Stromerzeugung etwa in Fernwärmenetze ein, so dass sie unter günstigen Bedingungen wesentlich höhere Wirkungsgrade von bis zu 90% erreichen können.[190] Im Rahmen des integrierten Klima- und Energieprogramms plant die Bundesregierung deshalb, den Anteil von Strom aus KWK-Anlagen bis zum Jahr 2020 auf 25% zu verdoppeln.[191] Allerdings kommt es mit Ausbau der KWK bei der gleichzeitig angestrebten Verbesserung der energetischen Effizienz der Gebäude zu Zielkonflikten in Nahwärmenetzen, wenn bei abnehmender Wärmebezugsdichte zusätzliche Gebäude an die Wärmeversorgung angeschlossen werden müssen und dabei die Übertragungsverluste prinzipiell zunehmen.[192] Neben Großkraftwerken eignen sich für KWK auch Blockheizkraftwerke, die sich in verschiedenen Größenordnungen auslegen lassen und für die verschiedene Technologien in Frage kommen – Ottomotoren, Brennstoffzellen, Gasturbinen, Stirling- oder Dampfmotoren. Bislang steht allein der Ottomotor zur Verfügung. Stirlingmotoren und Brennstoffzellen stehen jedoch kurz vor der Markteinführung.[193] Blockheizkraftwerke mit KWK bieten sich bevorzugt für eine dezentrale Energieversorgung in Einzelgebäuden und größeren Einrichtungen wie Krankenhäusern, Schulen oder Schwimmbädern an.

Dank der hohen Wirkungsgrade gelten KWK-Anlagen sowohl auf Basis fossiler als auch erneuerbarer Energieträger als umweltfreundlich und effizient. Das Umweltbundesamt geht davon aus, dass langfristig für eine klimaverträgliche und nachhaltige Energieversorgung erneuerbare Energien und die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme den bedeutenden Teil der Stromversorgung übernehmen müssen.[194] Im BLUE-Map-Szenario der IEA verdreifacht sich zwischen 2007 und 2050 die Zahl der Anlagen, die gekoppelt Strom und Wärme erzeugen. Ihr Anteil an der globalen Stromproduktion steigt in der Szenario-Rechnung auf 13% im Jahr 2050.[195] Zusammen mit Verbesserungen in der Energieeffizienz durch den Einsatz neuer, fossiler Technologien, einer Verlagerung von Kohle zu Gas summieren sich die Einsparungen aus einer weiteren Verbrei-

[190] Vgl. IEA(2010a), S. 117 f.

[191] Vgl. § 1 KWKG, Eckpunkte eines integrierten Klima- und Energieprogramms, EnBW (2008), S. 88

[192] Vgl. Erdmann und Dittmar (2010), S. 10 oder auch Wietschel et al. (2010a), S. 47 f.

[193] Vgl. BMU (2009), S. 58 f. und zu Brennstoffzellen etwa: WiWo Nr. 3/2010, S. 69 f.

[194] Vgl. UBA(2009), S. 65

[195] Vgl. IEA(2010a), S. 110

tung der Kraftwärmekopplung im BLUE-Map-Szenario auf 1,9 Gt CO_2 im Jahr 2050 oder einem Anteil von rund 14% an den gesamten Einsparungen gegenüber dem Baseline-Szenario.[196]

5.3.1.2 Abschätzung der Auswirkungen einer technologischer Fortentwicklung im konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland

Die derzeit in Deutschland betriebenen Stein- und Braunkohlekraftwerke wurden zwischen 1962 und 2004 bzw. 1957 und 2002 errichtet. Aufgrund des kontinuierlichen technischen Fortschritts liegt der Wirkungsgrad dieser Anlagen zwischen 32% und 45% bzw. 26% und 43%, je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage. Dabei stammt auch unter Berücksichtigung von Revisionen gut ein Drittel der in Steinkohlekraftwerken installierten Leistung aus Anlagen, die über 30 Jahre alt sind. Bei Braunkohlekraftwerken gilt dies sogar für 46% der installierten Gesamtleistung.[197] Dennoch übertreffen die deutschen Kohlekraftwerke mit einem unter Idealbedingung errechneten derzeitigen (Netto-)Wirkungsgrad von im Durchschnitt 39% den weltweiten durchschnittlichen Wirkungsgrad von gerade 30% deutlich.[198]

Selbst ohne weitere technologische Entwicklungen liegt aber bei dieser Struktur des deutschen Kohlekraftwerksparks das theoretische Emissionsminderungspotential aus einem Austausch aller Stein- und Braunkohlekraftwerke gegen die derzeit modernste Anlagentechnik mit Wirkungsgraden von ca. 46% bzw. ca. 43% bei etwa 15 Mio. tCO_2/Jahr für Steinkohle, für Braunkohle sogar bei 29 Mio. tCO_2/Jahr.[199] Da auch jüngere Kraftwerke mit relativ effizienter Technologie betroffen wären, wäre dieser Austausch mit erheblichen (gesamtwirtschaftlichen) Kosten verbunden.

Dagegen würden bei Ersatzinvestitionen in Anlagen, die bereits seit 40 Jahren in Betrieb sind und damit ihre durchschnittliche technische Lebensdauer überschritten haben, keine zusätzlichen Emissionsvermeidungskosten anfallen. Das entsprechende Vermeidungspotential aus den Effizienzsteigerungen in den betroffenen Anlagen würde sich jedoch immer auf etwa 1,45 Mio. tCO_2/Jahr aus Steinkohlekraftwerke und auf rund 9,7 Mio. tCO_2/Jahr aus Braunkohlekraftwerken belaufen.[200]

Das (gesamt-)wirtschaftliche Vermeidungspotential im Kohlekraftwerkspark berücksichtigt zusätzlich den CO_2-Zertifikatepreis und umfasst entsprechend alle Maßnahmen

[196] Vgl. IEA(2010a), S. 110 und S. 108
[197] Vgl. Beer et al. (2009), S. 88 f.
[198] Vgl. Löschel (2009), S. 17
[199] Vgl. Beer et al. (2009), S. 90 f.
[200] Vgl. Beer et al. (2009), S. 95

mit Vermeidungskosten je Tonne CO_2 bis zur Höhe des Zertifikatspreises. Bei einem erwarteten Zertifikatspreis von 30 €/tCO_2 würde das Vermeidungspotential im gesamten Kohlekraftwerkspark so auf ca. 16,8 Mio. tCO_2/Jahr ansteigen. Betroffen wären bei einer Umsetzung dieses Potentials alle Steinkohlekraftwerke mit einem technischen Stand von 1967 oder früher, d.h. etwa 9% der installierten Gesamtleistung, sowie alle bis zum Jahr 1972 errichteten bzw. technisch überholten Braunkohlekraftwerke, d.h. etwa 25% der in Braunkohle installierten Gesamtleistung. Trotz gesamtwirtschaftlicher Vorteilhaftigkeit würde die Ausschöpfung dieses Potentials, gerechnet als jährliche Investitionen, Aufwendungen in Höhe von über 107 Mio. €/Jahr nach sich ziehen.[201]

Dank technologischer Fortschritte und einer Ausweitung des Erdgas-Anteils in der Stromerzeugung verbesserte sich der mittlere Wirkungsgrad des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland (Stein- und Braunkohlekraftwerke sowie Gas- und GuD-Kraftwerke) zwischen den Jahren 1992 und 2008 von etwa 38,1% auf 42,3%. Diese Entwicklung implizierte eine Senkung der durchschnittlichen CO_2-Emissionen je Kilowattstunde Strom, die im fossilen Kraftwerkspark erzeugt wurde, um 13,8% oder im Mittel um 0,876% pro Jahr.[202] Eine Extrapolation dieses Trendwerts, etwa bis zum Jahr 2030, erlaubt eine ungefähre Abschätzung der Auswirkungen fortgesetzter technologischer Entwicklungen und Investitionen im fossilen Kraftwerkspark in einem Referenzszenario, das im Gegensatz zu den Vermeidungspotential-Abschätzungen ein Fortschreiben der heutigen Energiepolitik bzw. des heutigen Investitionsverhalten betrachtet. Dem Trendwert folgend würden die spezifischen CO_2-Emissionen der Stromerzeugung im fossilen Kraftwerkspark um 29% gegenüber 1990 auf dann 661 gCO_2/kWh sinken, im Vergleich zu rund 740 g CO_2/kWh heute. Der Brennstoff-Mix innerhalb der fossilen Stromerzeugung bliebe abgesehen von einer weiteren leichten Erhöhung des Erdgas-Anteils unverändert. Vorausgesetzt wird aber, dass bei den Wirkungsgraden der verschiedenen Kraftwerke auch in Zukunft entsprechende Verbesserungsraten erzielt werden können. Angesichts des Erneuerungsbedarfs im Kraftwerkspark erscheint das Erreichen dieses Trendwerts nicht unrealistisch, jedoch hinsichtlich der Zielsetzung einer klimafreundlichen Energieversorgung eher ungenügend, falls, wie in der Studie unterstellt, die Bruttostromerzeugung aus fossilen Brennstoffen mit etwa 376 Mrd. kWh bis zum Jahr 2030 konstant bleibt. Zusätzliche Verbesserungen ließen sich über eine weitere Erhöhung des Gasanteils („Fuel Switching“) oder über die großtechnische Einführung von CCS erzielen. Gemäß dieser Überschlagsrechnung könnte aber nur bei einer breiten Einführung von CCS ab dem Jahr 2020 und Ausstattung von mindestens der Hälfte (!) der konventionellen Kraftwerke mit CCS bis zum Jahr 2030 eine signifi-

[201] Vgl. Beer et al. (2009), S. 95 f.

[202] Vgl. DPG(2010), S. 56

kante Verbesserung gegenüber dem extrapolierten Trendwert der spezifischen CO_2-Emissionen erreicht werden.[203]

Die Einzelwirkungen der verschiedenen, möglichen technologischen Entwicklungen innerhalb des fossilen Kraftwerksparks schätzen Wietschel et al. (2010b) ab. Von den Szenario-Rechnungen sollen hier die Ergebnisse des „Moderaten Szenarios“ und des „Klimaschutzszenarios“ dargestellt werden. Als Grundlage des Szenarios „Moderate Entwicklung der Energiemärkte“ wird dabei auf die Hochpreiserweiterung zurückgegriffen, um die EWI/Prognos das Referenzszenario des Energiereports IV im Jahr 2006 ergänzt haben.[204] Das „Klimaschutz-Szenario“ entspricht dem Leitszenario der Leitstudie von BMU und UBA aus dem Jahr 2007, dem die Zielsetzungen der Bundesregierung mit Emissionsvermeidungszielen von 35% bis 2020, 50% bis 2030 und 80% bis 2050 zugrunde liegen.[205]

Beide Szenarien gehen noch davon aus, dass die Nutzung der Kernenergie bis zum Jahr 2021 ausläuft. Gemeinsam ist ihnen zudem, dass die Bruttostromerzeugung nur relativ moderat sinkt und der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch über die Jahre (weiter) an Bedeutung gewinnt – im Klimaschutz-Szenario jeweils etwas stärker als im moderaten Szenario. Unterschiedliche Entwicklungen ergeben sich mit Blick auf den absoluten Primär- und Endenergieverbrauch, die jeweils im Klimaschutz-Szenario deutlicher abnehmen, sowie in der Entwicklung der Struktur der Bruttostromerzeugung und der installierten Kraftwerksleistungen. Im moderaten Szenario halten fossile Energieträger auch im Jahr 2050 einen Anteil von rund 60% an der Stromproduktion, wobei dieser sich auf Braun- und Steinkohle mit jeweils etwa 25% und auf Erdgas mit nur ca. 9% verteilt. Statt des 40%-Anteils im moderaten Szenario erreichen erneuerbare Energien im Klimaschutzszenario (bei geringerem Bruttostromverbrauch) bis 2050 einen Anteil von 77%. Der Anteil von Braun- und Steinkohle sinkt dagegen auf nur noch 5%, während durch Erdgas 17,4% bereitgestellt werden.[206] So nimmt im Klimaschutz-Szenario relativ zum moderaten Szenario die Bedeutung fossiler Energieträger wesentlich stärker ab, wobei unter den fossilen Energieträgern im Gegensatz zum moderaten Szenario auch eine Verlagerung weg von Braun- und Steinkohle hin zu Erdgas (und Erdöl) zu beobachten ist. All dies führt zu deutlich niedrigeren spezifischen CO_2-Emissionen der Stromerzeugung und deutlich geringeren absoluten CO_2-Emissionen des Stromsektors insgesamt. Diese und weitere Einzelheiten zu beiden Szenarien fasst Tabelle 5.3 zusammen.

---

[203] Vgl. DPG(2010), S. 58 f.

[204] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 51

[205] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 51

Tabelle 5.3
Überblick über die Entwicklung von Kraftwerkspark und Stromerzeugung in den betrachteten Energiemarkt-Szenarien

	Jahr	Moderates Szenario	Klimaschutz-Szenario
Primärenergieverbrauch, in PJ/Jahr			
	2005	14.266	14.266
	2020	12.746	11.915
	2030	11.945	10.426
	2050	11.032	7.899
Endenergieverbrauch (Anteil Strom in %), in PJ/Jahr			
	2005	9.133 (20,3)	9.133 (20,3)
	2020	8.838 (21,2)	7.967 (21,9)
	2030	8.427 (22)	7.299 (23,3)
	2050	7.605 (23,8)	5.772 (27,3)
Bruttostromerzeugung, in TWh;			
	2005	621	621
	2020	585	570
	2030	586	551
	2050	586	564
Bruttostromerzeugung aus Braun- u. Steinkohle (Anteil in %), in TWh			
	2005	154 + 134 = 288 (46,4)	154 + 134 = 288 (46,4)
	2020	170 + 194 = 364 (62,2)	130 + 125 = 255 (44,7)
	2030	173 + 181 = 354 (60,4)	82 + 83 = 165 (29,9)
	2050	146 + 152 = 298 (50,9)	5 + 23 = 28 (4,9)
Bruttostromerzeugung aus EE (Anteil in %), in TWh			
	2005	87 (14)	87 (14)
	2020	136 (23,3)	156 (27,4)
	2030	169 (28,8)	249 (45,2)
	2050	235 (40,1)	434 (77)
Bruttostromerzeugung aus Erdgas (Anteil in %), in TWh			
	2005	79 (12,7)	79 (12,7)
	2020	51 (8,7)	124,4 (21,8)
	2030	60 (10,2)	128,4 (23,3)
	2050	50 (8,5)	98,4 (17,4)
Gesamtkapazität Kraftwerke, in GW			
	2005	136	136
	2020	188	220
	2030	202	255
Kraftwerkskapazitäten Braun- und Steinkohle (Anteil in %), in GW;			
	2005	22 + 29 = 51 (37,5)	22 + 29 = 51 (37,5)
	2020	22 + 29 = 51 (27,1)	20 + 28,1 = 48,1 (21,9)
	2030	23 + 26 = 49 (24,3)	13,6 + 22,5 = 36,1 (14,2)
Kraftwerkskapazitäten Erneuerbare Energien (Anteil in %), in GW;			
	2005	33,66 (24,8)	33,66 (24,8)
	2020	53,3 (28,4)	64,6 (29,4)

[206] Vgl. auch Wietschel et al. (2010b), S. 67

	2030	61,9 (30,6)	88,1 (34,5)
Kraftwerkskapazitäten Erdgas (Anteil in %), in GW			
	2005	22 (16,2)	22 (16,2)
	2020	21 (11,2)	37,9 (17,2)
	2030	24 (11,9)	42,3 (16,6)
CO_2-Emissionen, Stromerzeugung, in Mio. t			
	1990	414	414
	2000	344	344
	2020	361	265
	2030	332	183
Spezifische CO_2-Emissionen, in gCO_2/kWh;			
	2000	596	596
	2020	617	465
	2030	566	332

Quelle: Wietschel et al. (2010b), S. 86 ff., eigene Berechnungen.

Im Rahmen dieser Energiemarkt-Szenarien analysieren Wietschel et al. (2010b) die Auswirkungen des Zubaus neuer fossiler Kraftwerke im Hinblick auf den Beitrag der weiterentwickelten oder neuen Technologien zur Verbesserung der Energieeffizienz, gemessen durch den jährlich vermiedenen Primärenergieeinsatz, ihren Beitrag zu Umwelt- und Klimaschutz, gemessen über die vermiedenen CO_2-Emissionen, sowie die wirtschaftliche Bedeutung des Zubaus, abgeleitet aus den mittleren Jahreswerten der erforderlichen Investitionsvolumina. Als Referenz für die vergleichende Analyse dient nicht der heutige (fossile) Kraftwerkspark, sondern jeweils die modernste, heute verfügbare Anlagentechnik ausgegangen wird.[207]

Zubau neuer konventioneller Dampfkraftwerke mit Staubbefeuerung:

Den in Tabelle 5.4 dargestellten Ergebnissen zum Zubau modernster Braun- und Steinkohlekraftwerken mit Staubbefeuerung liegen folgende Annahmen zugrunde.[208]Im moderaten Szenario wie im Klimaschutz-Szenario erfolgt (allerdings in unterschiedlichem Umfang) ein Ersatz- bzw. nachfragebedingter Neubau kohlegefeuerter Kraftwerkskapazitäten. Im Klimaschutz-Szenario werden alle nach dem Jahr 2020 errichteten Anlagen mit CCS ausgerüstet. Alle bis zum Jahr 2020 gebauten Kraftwerke sollen zudem bis zum Jahr 2050 zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Für Braun- bzw. Steinkohlekraftwerke, die bis zum Jahr 2020 errichtet werden, wird ein Wirkungsgrad (ohne CCS) von 46,5% bzw. 50% angenommen. Es wird weiter angenommen, dass der Wirkungsgrad bei neu gebauten Braun- bzw. Steinkohlekraftwerke für die Jahre von 2020 bis

[207] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 124

[208] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 124 f.

2030 auf 48,5% bzw. 51% und für die Jahre von 2030 bis 2050 auf 52,5% bzw. 54% ansteigt. Als Vergleichsbasis dient die heute verfügbare, modernste Braun- und Steinkohletechnologie mit Wirkungsgraden von 43,5% bzw. 46% statt das derzeitigen Kraftwerkparks, was zu einer Unterschätzung der Effizienz- und Klimaschutzwirkungen führt.

Tabelle 5.4
Auswirkung des Zubaus konventioneller Dampfkraftwerke mit Staubbefeuerung, ohne CCS / mit CCS

	Jahr	Moderates Szenario	Klimaschutz-Szenario
Vermiedener Primärenergieeinsatz, in PJ/Jahr; Wietschel et al., S. 124			
	2020	80 / -*	80 / -*
	2030	188 / -15,5 **	80 / -31 **
	2050	312 / 0,2	80 / 0,7
Vermiedene CO_2-Emissionen, in Mio. t/Jahr; Wietschel et. al., S. 125			
	2020	8 / -*	8 / -*
	2030	19 / 43	8 / 86
	2050	32 / 78	8 / 156
Gemitteltes jährliches Investitionsvolumen, in Mrd. $€_{2005}$/Jahr; Wietschel et al., S. 126			
	2020	1,7 / -*	1,7 / -*
	2030	1,8 / 1,3***	- / 2,7
	2050	0,7 / 0,5***	- / 1,0
*CCS erst nach dem Jahr 2020 verfügbar **vgl. Effizienzverluste durch CCS ***zusätzlicher Zubau mit CCS			

Quelle: Wietschel et al. (2010b)

Dennoch zeigt sich die Bedeutung höherer Wirkungsgrade auch hier deutlich. So können etwa durch den Bau neuer Braun- und Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von 18,7 GW in beiden Szenarien bei den unterstellten Wirkungsgraden bis zum Jahr 2020 jährlich 80 PJ Primärenergie (Brennstoffe) sowie 8 Mio. Tonnen CO_2 vermieden werden. Umgekehrt führen die Wirkungsgradverluste durch CCS gerade im Klimaschutz-Szenario, in dem nach 2020 alle neuen Kohlekraftwerke mit dieser Technologie ausgestattet werden, zu einem erheblich steigenden Primärenergiebedarf. Wie bereits mehrfach betont, werden ambitionierte Klimaschutzvorgaben, wie sie das Klimaschutz-Szenario unterstellt, allein mit Hilfe von Effizienzverbesserungen und ohne den Einsatz von CCS aber nicht zu erreichen sein.[209] Im moderaten Szenario werden dagegen auch 2020 noch hocheffiziente Kohlekraftwerke ohne CCS errichtet.

[209] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 125

Zubau von IGCC-Kohlekraftwerken:

Bei weiterhin erfolgreicher technischer Entwicklung hinsichtlich der Verbesserung von Effizienz, Anlagenbetrieb und Kosten sprechen Wietschel et al. (2010b) der IGCC-Technologie das Potential zu, in der fossilen Energieerzeugung zukünftig eine dominierende Rolle (d.h. Anteil von über 50%) einzunehmen.[210]

Tabelle 5.5
Wirkung des Baus von IGCC-Kraftwerken (ohne CCS / mit CCS)

	Jahr	Moderates Szenario	Klimaschutz-Szenario
Zubau/Potential, in GW (kumuliert)**;** Wietschel et al., S. 154			
	2020	0,5 / - *	0,5/ - *
	2030	18,8 / 9,7	- / 19
	2050	31,1 / 15,8	- / 31
Vermiedener Primärenergieeinsatz, in PJ/Jahr; Wietschel et al., S. 157			
	2020	2,6 / -2,3**	2,6 / -2,3**
	2030	131 / -2,3**	2,6 / -2,3**
	2050	265 / 28	2,6 / 60
Vermiedene CO_2-Emissionen, in Mio. t/Jahr; Wietschel et al., S. 157			
	2020	0,3 / 2,4	0,3 / 2,4
	2030	13 / 42	0,3 / 82
	2050	27 / 71	0,3 / 141
Investitionsvolumen, in Mrd. €$_{2005}$/Jahr; Wietschel et al., S. 158			
	2020	0,05 / 0,1***	0,05 / 0,1
	2030	1,9 / 1,3***	- / 2,5
	2050	0,8 / 0,5***	- / 1,1
*CCS erst nach dem Jahr 2020 verfügbar **vgl. Effizienzverluste durch CCS ***zusätzlicher Zubau mit CCS			

Quelle: Wietschel et al. (2010b)

Für die Analyse des Zubaus in den kommenden Jahren wird von Wirkungsgraden von 50% für IGCC-Kraftwerke, die bis zum Jahr 2020 errichtet werden, und von bis zu 55% für die später bis 2050 gebauten Anlagen ausgegangen. Für den Einsatz von CCS werden mittelfristig (bis 2020) Wirkungsgradeinbußen von 10% angenommen, die längerfristig auf nur noch 6% sinken, so dass für IGCC-CCS-Kraftwerke von Wirkungsgraden von 40% um das Jahr 2020, von 44% bis zum Jahr 2030 und von 48% bis 2050 ausgegangen wird.[211] Tabelle 5.5 fasst die Abschätzung des Ausbaupotentials für IGCC-

[210] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 153

[211] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 156 f.

(CCS)-Kraftwerke sowie die Auswirkung auf Energieeffizienz und Klimaschutz zusammen, wobei die modernste, heute verfügbare Kohle-Technologie als Referenz dient.

Zubau von GuD-Anlagen:

GuD-Kraftwerke erreichen wie dargestellt bereits heute hohe Wirkungsgrade von rund 59%. Sowohl im moderaten wie im Klimaschutz-Szenario erfolgt bis zum Jahr 2050 ein Zubau (d.h. Ersatz- und Neubauten) von GuD-Anlagen mit einer kumulierten Leistung von mindestens 30 GW. Dabei gehen Wietschel et al. (2010b) davon aus, dass die Wirkungsgrade der Anlagen bis zum Jahr 2020 auf 61%, bis zum Jahr 2030 auf 62% und bis zum Jahr 2050 auf 65% angehoben werden können.[212]

Tabelle 5.6

Wirkung des Zubaus von GuD-Anlagen

	Jahr	**Moderates Szenario**	**Klimaschutz-Szenario**
Kumulierter Zubau (Ersatz, Neubau), in GW; Wietschel et al., S. 187			
	2020	11	11
	2030	17,1	19,1
	2050	30	32
Vermiedener Primärenergieeinsatz, in PJ/Jahr; Wietschel et al., S. 187			
	2020	13,2	13,2
	2030	24,0	27,6
	2050	67,6	71,1
Vermiedene CO2-Emissionen, in Mio. t/Jahr; Wietschel et al., S. 188			
	2020	0,7	0,7
	2030	1,3	1,5
	2050	3,8	4,0
Investitionsvolumen, in Mrd. €$_{2005}$/Jahr; Wietschel et al., S. 188			
	2020	0,46	0,46
	2030	0,27	0,36
	2050	0,34	0,34

Quelle: Wietschel et al. (2010b)

Die hohe Effizienz würde andererseits zu sehr hohen spezifischen Vermeidungskosten bei Einsatz von CCS in GuD-Anlagen führen, die die Kombination dieser Technologien wenig wahrscheinlich machen und die daher auch in keinem der beiden Szenarien um-

[212] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 187

gesetzt wird. Als Vergleichsbasis für die Effizienz- und Emissionsverbesserungen in Tabelle 5.6 dienen erneut GuD-Kraftwerke mit der modernsten Anlagentechnik.[213]

5.3.2 Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien

Im Jahr 2009 stammten in Deutschland 15,9% der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind, Sonne oder Biomasse.[214] Seit Anfang der 1990er Jahre nahm der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Energiemix kontinuierlich zu. Weltweit war aufgrund der noch schneller ansteigenden fossiler/konventioneller Kraftwerkskapazitäten jedoch über die vergangenen Jahre ein entgegengesetzter Trend zu erkennen. Denn während etwa Solar- und Windkraftkapazitäten auch global ein deutliches, jedoch von niedrigem Niveau ausgehendes Wachstum – durchschnittlich um 30 bis 40% über die vergangenen 10 Jahre – verzeichneten, stiegen die Kapazitäten bei der bislang größten erneuerbaren Energiequelle, der Wasserkraft, nur in vergleichsweise geringem Umfang. So trugen erneuerbare Energien insgesamt rund 18% zur weltweiten Energieerzeugung im Jahr 2007 bei.[215] Da diese Energiequellen Energie bei äußerst geringen oder ohne CO_2-Emissionen bereitstellen können, kommt ihnen gleichwohl für eine langfristige Senkung der CO_2-Emissionen aus dem Energiesektor eine tragende Rolle zu.

Das Wachstum der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten beruhte zum einen auf einer zunehmenden Verfügbarkeit und teilweise auch Wettbewerbsfähigkeit der entsprechenden Technologien, zum anderen aber in vielen Ländern insbesondere auf umfangreichen, staatlichen (Subventions-)Anreizen zu deren Markteinführung. Um der langfristigen Bedeutung der Technologien für eine klimafreundliche Energieerzeugung gerecht werden zu können, sehen etwa die IEA und Wietschel et al. (2010b) den notwendigen Entwicklungsfokus für die meisten Technologien aber in einer weiteren Senkung der Kosten der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Dazu werden neben erheblichen Forschungsanstrengungen auch ein weiter verbreiteter Einsatz der Technologie zur Ausnutzung von Lerneffekten und eine Vergrößerung der Anlagen zur Ausnutzung von Skaleneffekten als notwendig erachtet.[216] Die folgende Darstellung konzentriert sich auf die derzeit bedeutendsten erneuerbaren Energiequellen.

---

[213] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 183

[214] Vgl. AG-Energiebilanzen (2010)

[215] Vgl. IEA(2010a), S. 124

[216] Vgl. IEA(2010a), S. 126 und Wietschel et al. (2010b), S. 345

5.3.2.1 Wasserkraft

Wasserkraft stellt heute die weltweit größte Quelle für erneuerbare Energie dar. In Deutschland verlor sie diese Position im Jahr 2003 an die Windenergie und belegt seit 2008 mit einem weitgehend konstanten Anteil von 3,2% an der deutschen Bruttostromerzeugung den dritten Platz hinter Strom aus Biomasse.[217] Auch weltweit zeigt sich eine Verschiebung im erneuerbaren Energien-Mix hin zu Windenergie und Biomasse, die sich den Prognose-Szenarien der IEA folgend weiter fortsetzen wird.[218]

Die Wasserkraft bietet Vorteile durch ihre schnellen und flexiblen Reaktionsmöglichkeiten auf Lastwechsel sowie günstigen Betriebskosten bei einer langen Lebensdauer der Anlagen, so dass sich auch die vergleichsweise hohen Investitionskosten bei Errichtung entsprechender Anlagen amortisieren. Da zumindest größere Analgen (> 50 MW) meist erhebliche Eingriffe in die Natur nach sich ziehen, sind dem Ausbau der Wasserkraft relativ enge natürliche und geologische Grenzen gesetzt. Gerade in vielen entwickelten Ländern wie auch in Deutschland ist das gegebene Ausbaupotential weitgehend ausgeschöpft.[219] Für Afrika, Asien sowie Zentral- und Südamerika sieht die IEA jedoch noch großes Ausbaupotential.

Nachdem es sich um eine langjährig eingesetzte, eher ausgereifte Technologie handelt, konzentriert sich die Entwicklungsarbeit auf die Effizienz der Kraftwerke sowie den nachhaltigen Kraftwerkseinsatz. Denn auch durch die Modernisierung bestehender Anlagen („Repowering“), etwa durch Austausch der Turbinen, kann noch eine gewisse Steigerung der installierten Kapazität bei relativ niedrigen Kosten erreicht werden.[220]

5.3.2.2 Windkraft

Wie Wasserkraft wird auch Windenergie schon heute zur großtechnischen Erzeugung von Strom eingesetzt. Weltweit wuchs die installierte Windenergie-Kapazität über die vergangenen zehn Jahre jährlich um durchschnittlich 30%, so dass die Windenergie inzwischen global zur größten erneuerbaren Energiequelle nach der Wasserkraft aufgestiegen ist.[221] In Deutschland hat sich dieses Verhältnis von Wind- und Wasserkraft bereits umgekehrt. Nach kontinuierlichem Ausbau trägt die Windenergie inzwischen 6,5% zur deutschen Bruttostromerzeugung bei.[222] Dank der technologischen Entwick-

[217] Vgl. AG-Energiebilanzen (2010)
[218] Vgl. IEA(2010a), S. 124 und 112
[219] Vgl. etwa BMU(2009), S. 76
[220] Vgl. IEA(2010a), S. 127
[221] Vgl. IEA(2010a), S. 124 und 130
[222] Vgl. AG-Energiebilanzen(2010)

lungen der vergangenen 15 Jahre zählt sie zudem mit der Wasserkraft zur kostengünstigsten erneuerbaren Energie in Deutschland.[223]

Mit modernen Windenergieanlagen können etwa 45 - 52% der kinetischen Energie der Luftströmung in elektrischen Strom umgewandelt werden, wobei die Energieentnahme aus dem Luftstrom physikalisch auf 59% begrenzt ist. In Windparks müssen zudem Abschattungs- und Netzverluste von 6 - 10% bzw. 1 - 3% für die Netto-Energieentnahme eingerechnet werden. Trotz der erreichten Reife sind Windanlagen technisch sehr komplex. Beispielsweise müssen sie über ihre Betriebsdauer – die meisten Anlagen werden gegenwärtig auf (nur) etwa 20 Jahre ausgelegt – mehr Lastwechseln standhalten als Flugzeuge. Über die vergangenen Jahre zielte die technische Entwicklung insbesondere auf die Vergrößerung der einzelnen Anlagen. Heute lassen die Konstruktionen und eingesetzten Materialien Rotordurchmesser von bis zu 126 m zu, wobei Nennleistungen von über 6 MW erreicht werden können.

Der Fokus der weiteren Entwicklung liegt stärker auf möglichst kosteneffizienten und zuverlässigen Anlagen.[224] Die Forschungsziele umfassen dabei eine Senkung der spezifischen Investitionen (Euro je kW Leistung) und die Steigerung des Wirkungsgrads sowie der Anlagenverfügbarkeit (Zuverlässigkeit) und Lebensdauer. So wird erwartet, dass die spezifischen Investitionskosten von heute 1.350 €/kW auf 1.200 €/kW im Jahr 2020 und 1.000 €/kW im Jahr 2050 sinken werden. Gleichzeitig soll der Wirkungsgrad der Anlagen von derzeit 85% auf etwa 91% im Jahr 2050 steigen.[225] Aber auch die Erhöhung der Anlagenleistungen, die Konstruktion neuer Türme für höhere Nabenhöhen sowie die Reduktion der Schallemissionen durch aerodynamische Optimierung der Rotorblätter zählen zu den Entwicklungszielen.[226]

Die technologischen Herausforderungen für Konstruktion, Materialen und optimale Betriebsführung von Windanlagen verschärfen sich in Offshore-Windparks durch die raueren Umweltbedingungen auf offenem Meer und den Einfluss des Wellengangs zusätzlich. Der wichtigste Kostenfaktor ist hierbei die Wassertiefe und die mit ihr verbundene Komplexität der notwendigen Tragstrukturen, aber auch die Netzanbindung, Installation und Wartung sowie die technische Zuverlässigkeit der Anlagen erfordern noch Entwicklungsarbeit. Die aufgrund ökonomischer und ökologischer Gründe begrenzten Standorte an Land und die stabileren Windverhältnissen mit im Jahresmittel höheren Windgeschwindigkeiten auf offener See sprechen jedoch für das Erschließen der relativ

[223] Vgl. Wietschel et al. (2010a), S. 66

[224] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 407 und IEA(2010a), S. 131

[225] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 411

[226] Vgl. etwa Janzing(2010), S. 6 ff. oder Wietschel et al. (2010b), S. 409

großen Offshore-Potenziale.[227] Mit Alpha Ventus wurde der erste deutsche Offshore-Windpark im Frühjahr 2010 eröffnet, der bei Wassertiefen bis 30 m aus 12 Windkraftanlagen der 5-MW-Klasse besteht.[228]

Viele der potenziellen Offshore-Standorte in Deutschland liegen meist weit von der Küste entfernt in noch größeren Wassertiefen. Im Zentrum der Forschung speziell für den Offshore-Bereich steht daher eine Verbesserung der Tragstrukturen für Wassertiefen über 40 m.[229] Insgesamt erfordert das Erreichen der Wettbewerbsfähigkeit von Offshore-Windparks eine Verbesserung der Installations- und Wartungskonzepte sowie der Arbeitssicherheit. Um dem Anspruch einer umweltfreundlichen Technologie gerecht zu werden, erscheint zudem ökologische Begleitforschung erforderlich.[230]

Die besonderen Herausforderungen von Offshore-Windenergie spiegeln sich unmittelbar in den spezifischen Investitionskosten wieder, die mit derzeit 2.600 €/kW nahezu doppelt so hoch wie bei Onshore-Windanlagen liegen. Auch für das Jahr 2050 werden noch deutlich höhere Offshore-Investitionskosten von 1.950 €/kW erwartet.[231]

Sowohl On- als auch Offshore bietet eine genauere Erfassung der Windbedingungen (Windpotential, Windfeld sowie Turbolenz) noch erhebliches Potential für die Steigerung der Energieausbeute, die eine Optimierung der Betriebsführung der Anlagen ermöglicht. Entwickelt werden dazu laseroptische oder satelliten-gestützte Messverfahren sowie mathematische Simulationsmodelle zur Erforschung der erwarteten Strömungen innerhalb eines Windparks. Weitere Forschungsschwerpunkte stellen in diesem Zusammenhang die Entwicklung eines weltweiten Windatlas mit Richtlinien für extreme Windgeschwindigkeiten, die Bestimmung von Windprofilen jenseits von 100 Meter Höhe sowie die Optimierung der Windprognoseverfahren dar.[232]

Die IEA erwartet sowohl im Baseline- als auch im BLUE-Map-Szenario bis zum Jahr 2050 einen weiteren deutlichen Anstieg des Windenergie-Anteils im globalen Energie-Erzeugungsmix auf 5% bzw. 12% von derzeit 1% (bei steigender Energienachfrage). Trotz schnellen – aber von äußerst niedrigem Niveau ausgehenden – Wachstums der Offshore-Kapazitäten stammen nach diesen Berechnungen auch im BLUE-Map-Szenario noch über 70% der weltweiten Windenergie aus Onshore-Anlagen.[233]

---

[227] Vgl. BMU(2009), S. 68 ff. und Wietschel et al. (2010b), S. 411

[228] Vgl. etwa Wietschel et al. (2010b), S. 422

[229] Vgl. IEA(2009b), S. 24

[230] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 408

[231] Vgl. IEA(2009b), S. 12 und Wietschel et al. (2010b), S. 411

[232] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 407

[233] Vgl. IEA(2010a), S. 108 ff.

5.3.2.3 Solarenergie: Solarthermie und Photovoltaik

Solarthermische Kraftwerke

(Konzentrierende) Solarthermische Kraftwerke bündeln Licht über einen Receiver in einer „Brennlinie“ oder einem „Brennpunkt“ zur Erhitzung eines Arbeitsmediums, in der Regel Wärmeträger-Öl, Luft oder Flüssigsalz, um über dessen Wärmeenergie mit meist bewährten Kraftwerksprozessen (etwa Dampf- oder Windturbinen) Strom zu erzeugen.[234] Dieses Prinzip der Stromerzeugung aus Sonnenenergie wird in unterschiedlichen Kraftwerkstypen wie Parabolrinnen-Kraftwerke, Fresnel-Rinnenkraftwerke, Solarturmkraftwerke oder Paraboloid-Kraftwerke/Dish-Anlagen umgesetzt. Aufwindkraftwerken genügt dagegen diffuses Licht, da bei diesen durch ungebündeltes Sonnenlicht Luft unter einem Kollektordach erwärmt wird, die durch einen Kamin aufsteigt und dabei Windturbinen antreibt.[235] Die Umwandlung der solaren Energie in Wärmeenergie erlaubt den Einsatz thermischer Speicher, durch die grundsätzlich die Stromerzeugung vom Energieangebot der Sonne zeitlich entkoppelt werden kann, so dass regelbare Großkraftwerke auf Basis von Solarenergie entstehen. Dank der Verwendung konventioneller Kraftwerksprozesse ist auch ein ergänzender Einsatz konventioneller Brennstoffe zur Anpassung an die Stromnachfrage möglich.[236]

In den USA konnte bereits seit Mitte der 1980er Jahre mit Parabolrinnen-Kraftwerke Betriebserfahrung gesammelt werden. Sie gelten deshalb als die am weitesten entwickelten solarthermischen Kraftwerke. Auch das 2008 in Andalusien ans Netz gegangene Kraftwerk Andasol I mit einer Leistung von 50 MW basiert auf diesem Kraftwerkstyp. Zudem werden erste Solarturmkraftwerke bereits kommerziell betrieben, so etwa seit 2006 das europäische Solarkraftwerk Planta Solar 10. Paraboloidkraftwerke/Dish-Anlagen, die sich insbesondere für den dezentralen Einsatz eignen, befinden sich am Übergang von Testphase und Aufbau der Serienfertigung, Fresnel-Rinnenkraftwerke dagegen derzeit noch im Demonstrationsstadium. Das Funktionsprinzip von Aufwindkraftwerken konnte über mehrere Jahre in einer Demonstrationsanlage in Spanien getestet werden, große Anlagen für den kommerziellen Einsatz werden derzeit zum Beispiel in Australien mit einer Leistung bis 200 MW errichtet. Insgesamt wird weltweit an verschiedenen solarthermischen Anlagen mit einer elektrischen Gesamtkapazität von 10 GW geplant und gearbeitet.[237]

---

[234] Vgl. zu diesem allgemeinen Erzeugungsprinzip auch Wietschel et al. (2010b), S. 365 f.

[235] Vgl. für Details zu den Kraftwerkstypen: BMU(2009), S. 83 ff. und Wietschel et al. (2010b), S. 366 f.

[236] Vgl. etwa BMU(2009), S. 83

[237] Vgl. BMU(2009), S. 83 ff. und Wietschel et al. (2010b), S. 368 f.

Die Weiterentwicklung aller Kraftwerkstypen wird sich auf eine Reduktion der Investitionskosten durch industrielle Fertigung, Einsatz neuer Komponenten und Materialen sowie auf die Anhebung der Wirkungsgrade von derzeit maximal 30% (Paraboloidkraftwerke/Dish-Anlagen) konzentrieren. Dies betrifft sowohl die Anlagenteile zur Umwandlung der Sonnenenergie als auch die thermischen Speicher. Derzeit liegen die spezifischen Investitionskosten für Parabolrinnenkraftwerke in Südspanien, die einen Jahres-Nettowirkungsgrad von rund 14% erreichen, noch bei 6.000 €/kW (inkl. Speicher). Für das Jahr 2020 wird eine Senkung dieser Kosten auf rund 4.200 €/kW bei einem Wirkungsgrad von 17%, für das Jahr 2050 auf ca. 3.450 €/kW bei einem Netto-Wirkungsgrad von 19% prognostiziert.[238]

Obwohl in Deutschland wegen der geringen solaren Direktstrahlung kein kommerzieller Einsatz solarthermischer Kraftwerke zu erwarten ist, können sie für die zukünftige Energieversorgung durch Stromimporte etwa aus Südeuropa oder Nordafrika an Bedeutung gewinnen. Global weisen insbesondere Nord- und Südafrika, der Nahe Osten, Australien, Indien, zentralasiatische Länder, Teile von Südamerika und Mexiko sowie die USA hohe Potentiale für eine effiziente, solarthermische Stromerzeugung auf.[239] Im BLUE-Map-Szenario erwartet die IEA daher, dass bis 2050 rund 50% des weltweiten Solarstromangebots aus solarthermischen Kraftwerken stammen werden.[240]

Photovoltaik

Solarzellen wandeln solare Strahlung dagegen direkt in elektrische Energie um. Durch die Zusammenfassung der Zellen zu Modulen und Kombination dieser Module ist eine beinahe beliebige Skalierung der Anlagenleistung möglich. Über die vergangenen zehn Jahre stieg die weltweit installierte Anlagenkapazität um durchschnittlich 40% pro Jahr.[241] In Deutschland erreichte Strom aus Photovoltaik im Jahr 2009 erstmals einen Anteil von 1% an der Bruttostromerzeugung.[242] Mit einer installierten Kapazität von 5,3 GW zählt Deutschland vor Spanien, Japan und den USA zu den größten Photovoltaik-Märkten der Welt.[243] Neben umfangreichen staatlichen Förderprogrammen ist dies auf deutliche Kostenreduktionen zurückzuführen. Seit Mitte der 1990er Jahre fielen die Systemkosten um etwa 60%.[244] Im weltweiten Durchschnitt sanken die Kosten für So-

[238] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 370
[239] Vgl IEA(2010a), S. 127
[240] Vgl. IEA(2010a), S. 108
[241] Vgl. IEA(2010a), S. 129
[242] Vgl. AG-Energiebilanzen(2010)
[243] Vgl. IEA(2010b), S. 10
[244] Vgl. BMU(2009), S. 79

larmodule über die vergangenen Jahre um 15 - 20% pro Jahr.[245] Diese Entwicklung wurde durch Materialeinsparungen in der Herstellung, der Ausnutzung von Skaleneffekten, einer steigenden Effizienz in der Umwandlung der Sonnenergie und einer zunehmenden Lebensdauer der Module getrieben.[246]

Grundsätzlich werden vier verschiedene Solarzellkonzepte unterschieden: Waferbasierte Siliziumtechnologien, Dünnschichtsolarzellen, III-V-Halbleiter-Konzentrator-Zellen sowie Farbstoff- und organische Zellen.[247] Kristalline *Siliziumsolarzellen* besitzen derzeit einen Marktanteil von etwa 85%. Monokristalline Siliziumzellen sind teuer, erreichen aber einen relativ hohen Wirkungsgrad von 16 -18% in industrieller Fertigung, Siliziumzellen aus dem preisgünstigeren, polykristallinen Silizium dagegen nur einen Wirkungsgrad von 13 - 16%. Längerfristig – bis zum Jahr 2050 – soll der Wirkungsgrad kristalliner Siliziumzellen auf bis zu 26% und die Lebensdauer von derzeit 20 auf über 25 Jahre steigen. Durch Reduktion des Materialverbrauchs mit Hilfe ultradünnen Siliziums und Silizium-Recyclings sowie durch Optimierung der industriellen Fertigung sollen zudem die Kosten der Solarmodule weiter gesenkt werden können.

Dünnschichtsolarzellen weisen einen geringeren Wirkungsgrad als kristalline Zellen auf, der je nach Substrat und aufgedampften Materialien bei 6 - 13% liegt. Ihre Produktion ist jedoch bereits heute wesentlich kosteneffizienter. Die langfristigen Entwicklungsziele umfassen eine Anhebung des Wirkungsgrads auf über 15% und der Lebensdauer auf über 25 Jahre. Starke Kostensenkungen werden durch geringeren Materialverbrauch und durch eine zuverlässigere, kosteneffizientere industrielle Produktion erwartet. Aufgrund ihrer Kostenvorteile wird ihr Marktanteil, der derzeit in Deutschland bei ca. 10% liegt, in Zukunft wachsen.[248]

Durch Aufspaltung des einfallenden Sonnenlichts auf mehrere Solarzellen erreichen *Konzentratorzellen* (Tandemzellen) bereits heute im Labor einen Wirkungsgrad von 41,1%, der bis 2050 auf bis zu 45% gesteigert werden soll. Bislang werden die sogenannten III-V-Halbleiter Konzentratorzellen aber aufgrund der extrem hohen Kosten nur für Anwendungen im Weltall eingesetzt und entwickelt.

Schließlich wird an organischen *Polymerzellen* gearbeitet, die bislang aber nur einen Wirkungsgrad von 7% erzielen. Längerfristig soll dieser auf bis zu 17% und auch die Lebensdauer der Zellen auf 10 - 15 Jahre angehoben werden können. Diese neuartigen,

---

[245] Vgl. IEA(2010a), S. 129

[246] Vgl. etwa Janzing (2010), S. 8 ff.

[247] Vgl. für die Details zu den unterschiedlichen Solarzellkonzepten: Wietschel et al. (2010b), S. 384 f. oder IEA(2010b), S. 7 ff. und S. 22 ff.

[248] Vgl. etwa BMU(2009), S. 80

organischen Funktionsmaterialien kombinieren die Eigenschaften konventioneller Halbleiter mit mechanischer Flexibilität und Transluzenz. Damit ist eine relativ einfache und kostengünstige Verarbeitung zu flexiblen und leichten Solarmodulen möglich, die an fast jede Oberfläche angepasst werden können.

Noch immer stehen insbesondere die hohen Kosten von Strom aus Photovoltaik einer breiteren Markteinführung entgegen. Die F&E-Anstrengungen zielen daher im Wesentlichen auf einen weiteren Abbau dieses Hemmnisses. Die übergeordneten Forschungsziele über alle Solarzellkonzepte stellen die Erhöhung der Lebensdauer der Module und Leistungselektronik sowie die Verkleinerung der Wirkungsgraddifferenzen zwischen Labor- und Endfertigung dar. Zentral für nachhaltigen Solarstrom sind zudem die Vermeidung von umwelt- und gesundheitsbelastenden Stoffen in der Fertigung sowie Verwertung und Recycling alter Module.[249] Wietschel et al. (2010b) erwarten eine Reduktion der spezifischen Investitionskosten von heute 4.000 €/kW auf 1.300 €/kW im Jahr 2020 und 850 €/kW im Jahr 2050, so dass die Netzparität, bei der die Kosten für Strom aus Photovoltaik auf dem Niveau der Strombezugskosten für Haushaltskunden liegen, in Deutschland bis zum Jahr 2020 und in Südeuropa bereits früher erreicht werden könnte.[250]

Das technische Potential der Stromerzeugung aus Photovoltaik wird aufgrund des großen Flächennutzungspotentials als groß angesehen und liegt in Deutschland bei etwa 115 GW. Im Wesentlichen schränken die von der Industrie erreichbaren Wachstumsraten in der Herstellung das realisierbare Nutzungspotential ein. Doch auch auf Basis des realisierbaren Nutzungspotentials könnte die installierte Kapazität in Deutschland bis 2020 auf ca. 36 GW und bis 2050 auf bis zu 58 GW steigen.[251] Die IEA geht für das Jahr 2050 im Baseline-Szenario von einem Solaranteil im weltweiten Energiemix von 2% und im BLUE-Map-Szenario von einem Anteil von 12% aus.[252]

5.3.2.4 Biogas und feste Biomasse

Grundsätzlich stehen mit der Verbrennung, der thermochemischen Vergasung oder der anaeroben Vergärung von Biomasse verschiedene Wege zur Stromerzeugung aus Biomasse offen.[253] Dank deutlichen Wachstums seit der Jahrtausendwende wurden 2009 gut 5% der deutschen Bruttostromerzeugung durch Verstromung von Biomasse und

[249] Vgl. auch Wietschel et al. (2010b), S. 403 ff.
[250] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 389 f.
[251] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 396
[252] Vgl. IEA(2010a), S. 112
[253] Vgl. auch IEA(2010), S. 127 oder BMU(2009), S. 100 ff.

biogenen Mülls abgedeckt.[254] Ihr Anteil am weltweiten Energiemix steigerte sich nach Angaben der IEA im Jahr 2007 auf rund 1,3%.[255]

Bewährt ist die Verfeuerung von Biomasse. So kann etwa in Holzkraftwerken Dampf erzeugt werden, der Motoren oder Turbinen zur Stromgewinnung antreibt.[256] Diese Anlagen erreichen mit automatischer Brennstoffbeschickung und Feuerungsregelung Wirkungsgrade bis zu 40%. Weitere Effizienzgewinne lassen sich durch gekoppelten Kraft-Wärme-Betrieb realisieren. Mit Blick auf die bislang niedrigen Wirkungsgrade von ca. 25% in kleineren Anlagen versprechen die bereits verfügbare „Organic-Rankine-Cycle"- (ORC) Technologie, bei der statt Wasser ein organisches Lösungsmittel mit niedrigerem Siedepunkt zum Betrieb der Gasturbine verdampft wird, und die Einführung von extern befeuerten Stirling-Motoren Verbesserungen.[257]

Auch eine Zusatzbefeuerung konventioneller Kraftwerke durch Biomasse ist möglich. Da diese meist nur geringe Modifikationen der Anlagentechnik erfordert, stellt sie in vielen Regionen der Welt eine kostengünstige und zunehmend eingesetzte Möglichkeit zur Senkung von CO_2- und lokalen Emissionen aus konventionellen Kraftwerken dar.[258]

Die Nutzung des energetischen Gehalts von Biomasse über die anaerobe Vergärung zur Erzeugung von Biogas ist dagegen eine relativ junge Technologie. Da die eingesetzte Biomasse lediglich einen hohen Wassergehalt und leicht abbaubare Inhaltsstoffe aufweisen sollte, eignen sich neben biogenen Abfällen und Abwässer, Wirtschaftdünger (z.B. Gülle und Mist) auch pflanzenbauliche Reststoffe und Energiepflanzen.[259] Neben der Energieerzeugung lässt sich das Verfahren daher auch zu Entsorgung, Verwertung und Reinigung biogener Abfälle und Abwässer einsetzen. Das erzeugte Biogas kann direkt in Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmegewinnung genutzt werden oder nach Reinigung in das bestehende Erdgasversorgungsnetz eingespeist werden.

In Deutschland stellten Ende 2008 etwa 4.100 Biogasanlagen bis zu 10% der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bzw. rund 1,3% der gesamten Stromnachfrage bereit.[260] Nach dem starken Ausbau mit einer entsprechend zunehmenden Standardisierung und Professionalisierung der Anlagen gilt die Technologie als bereits weit entwickelt.[261] Das Ausschöpfen der Biogas-Potentiale könnte so auch zur Wahrung der Ver-

---

[254] Vgl. AG-Energiebilanzen (2010)
[255] Vgl. IEA(2010a), S. 103
[256] Vgl. etwa BMU(2009), S. 99
[257] Vgl. etwa IEA(2010a), S. 127 und BMU(2009), S. 100 f.
[258] Vgl. IEA(2010a), S. 128
[259] Vgl. Wietschel et al. (2010a), S. 71
[260] Vgl. BMU(2009), S. 104
[261] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 443

sorgungssicherheit im Gas- und Strommarkt dienen. Dazu ist eine Erweiterung der Rohstoffbasis hin zur Erschließung der Reststoffe aus Landwirtschaft und Landschaftspflege nötig, um die Biogasgewinnung unabhängiger von der Preisentwicklung für Agrarprodukte zu machen und die Konflikte zwischen Nahrungsmittelproduktion und Energiegewinnung zu minimieren.[262] Die Effizienzpotentiale der Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmegewinnung in Blockheizkraftwerken sind dagegen weitgehend erschöpft. Bei den verbauten (Otto-) Gasmotoren konnte der Wirkungsgrad von etwa 34% im Jahr 1994 auf über 40% angehoben werden. Eine ähnliche Entwicklung durchliefen die alternativ eingesetzten Zündstrahlmotoren, deren Wirkungsgrad bei bis zu 47% liegt und noch auf rund 50% verbessert werden soll.[263] Technologien wie Mikrogasturbinen, Brennstoffzellen oder Stirlingmotoren versprechen höhere Wirkungsgrade, werden derzeit aber noch entwickelt.[264] Weitere Potentiale ließen sich durch effizientere Vergärungsprozesse und neue Wege zur Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität erschließen.[265]

All dies ist Voraussetzung für eine weitere Kostensenkung und Marktverbreitung der Biogasnutzung. Bei einer Fortschreibung der Entwicklung gehen Schätzungen von einer Verdreifachung der installierten Anlagenleistung bis 2020 aus. Gelingt die Erweiterung der Rohstoffbasis, könnte sie sich sogar nochmals verdoppeln, so dass ohne Konflikte mit der Nahrungsmittelversorgung und ohne Biomasseimporte 20 - 30% des heutigen Erdgasverbrauchs durch Biogas gedeckt werden könnten.[266] Bereits heute könnte nur durch Einsatz landwirtschaftlicher Abfälle das Stromangebot aus Biogas verdoppelt werden.[267] Global sieht die IEA insbesondere in der dezentralen Versorgung ländlicher Regionen von Entwicklungsländern ein hohes Einsatzpotential der Technologie.[268]

Schließlich lässt sich der energetische Gehalt von Biomasse durch thermochemische Vergasung nutzen, bei der feste Biomasse in ein brennbares Rohgas umgewandelt wird. Derzeit wird dieses Rohgas vorwiegend zum Betrieb von Gasmotoren in Blockheizkraftwerken eingesetzt, da sich Brennstoffzellen, die einen höheren Wirkungsgrad versprechen, noch in der Entwicklung befinden.[269] Zur direkten Substitution fossiler Energieträger lassen sich aus dem Rohgas zudem synthetisches Erdgas und synthetische

[262] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 450
[263] Vgl. Janzing (2010), S. 12
[264] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 452
[265] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 448
[266] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 459
[267] Vgl. BMU(2009), S. 105
[268] Vgl. IEA(2010a), S. 128
[269] Vgl. BMU(2009), S. 101

Kraftstoffe gewinnen, für deren zuverlässige Herstellung jedoch noch ein ausgereiftes Verfahren fehlt.[270] Die Erfahrungen mit der thermochemischen Vergasung von Biomasse sind bislang noch gering. Die errichteten Pilot- und Demonstrationsanlagen konnten längerfristig kaum kontinuierlich betrieben werden und ließen noch keine vollständige Marktreife erkennen.[271] Wesentliche Entwicklungsziele bis zum Jahr 2020 umfassen eine Verbesserung der Zuverlässigkeit des Anlagenbetriebs, die Anpassung an verschiedene Brennstoffe sowie einfachere und effektivere Reinigungsverfahren für das Rohgas. Zudem müssen die Wirkungsgrade der Anlagen gesteigert sowie durch Standardisierung der Komponenten und Vergrößerung der Anlagen die im Vergleich zu Biogasanlagen noch hohen Kosten auf ein marktfähiges Niveau gesenkt werden.[272]

Ein allgemeines Problem von Biogasanlagen wie von Anlagen zur thermochemischen Vergasung ist die Versorgung mit Biomasse, da die eingesetzte Biomasse meist nur begrenzt wirtschaftliche Transportwege zulässt. Steigende Anlagenleistungen tragen zwar meist zu höheren Wirkungsgraden bei, ziehen aber einen erhöhten Biomassebedarf nach sich, so dass für den effizienten Ausbau und die weitere Verbreitung der Technologien die Verfahren zur Lagerung und Aufbereitung, aber auch die geeignete Infrastruktur für den Transport der Biomasse verbessert werden müssen.[273]

Die IEA rechnet für das Jahr 2050 insgesamt mit einem Anteil der Stromerzeugung aus Biomasse von 3% im Baseline- und 5% im BLUE-Map-Szenario. Bei Letzterem wird bis zum Jahr 2020 insbesondere in Biomasse- und Windkraft-Kapazitäten investiert.[274]

5.3.2.5 Geothermie

Technologien der tiefen Geothermie fördern die Erdwärme aus Dampflagerstätten, Heißwasserreservoiren oder auch trockenem Gestein und ermöglichen so eine kontinuierliche Wärmebereitstellung zur Strom- oder Wärmeerzeugung. Die Stromerzeugung aus Geothermie setzt im Vergleich zu ihrer direkten Nutzung als Wärmequelle höhere Temperaturen von ca. 100° C gegenüber etwa 40° C im Wärmelager voraus.[275] Entsprechende Lager sind meist erst in größerer Tiefe zu finden.

Konventionelle geothermische Systeme erschließen noch vergleichsweise leicht zugängliche Dampf- und Heißwasserreservoire in einer relativ geringen Tiefe bis etwa

[270] Vgl. etwa Wietschel et al. (2010a), S. 73 f.
[271] Vgl. etwa Wietschel et al. (2010b), S. 476
[272] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 479
[273] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 452 und S. 490
[274] Vgl. IEA(2010a), S. 108 ff.
[275] Vgl. etwa BMU(2009), S. 119 und Lund (1997), S. 403

2.000 Meter. Aufgrund der Temperaturvoraussetzungen beschränkt sich ihr Einsatz zur Stromgewinnung jedoch auf Regionen, die vulkanische oder tektonische Aktivitäten aufweisen.[276] An der Oberfläche wird der geförderte Wärmeträger – Wasser oder Dampf – teilweise direkt in Turbinen eingesetzt, die die Wärmeenergie in Elektrizität umwandeln. In geschlossenen Systemen, die aus Gründen einer nachhaltigen Nutzung vorgezogen werden sollten, wird der Wärmeträger im Anschluss wieder in den Untergrund zurückgeführt. Lässt die Zusammensetzung des Wärmeträgers eine direkte Verwendung nicht zu, wird die Wärme an einen getrennten („binären") Kreislauf übertragen, in dem ein geeigneter Wärmeträger zum Betrieb der Turbinen zirkuliert.[277] Derartige Systeme stellen bereits seit mehreren Jahrzehnten Strom (und Wärme) bereit.[278] Für geeignete Standorte steht daher eine ausgereifte und wirtschaftliche Technologie zur Verfügung, deren Investitionskosten auch längerfristig bei etwa 1.200 - 1.800 €/kW liegen werden. Verbesserungspotentiale werden noch in der Anhebung des Wirkungsgrads von 15 - 20% auf etwa 20 - 25% bis 2050 und einer verlängerten Nutzungsdauer durch weiterentwickelte Materialen und Komponenten gesehen.[279]

Der weitaus größere Teil des globalen geothermischen Potentials fällt jedoch in Gebiete außerhalb geologisch bzw. tektonisch aktiver Zonen, die erst durch „unkonventionelle geothermische Systeme" (Enhanced Geothermal Systems, EGS) erschlossen werden können.[280] Diese nützen Heißwasserlagerstätten und Wärmelager in trockenen Gesteinsformationen in Tiefen von bis zu 5.000 Meter. Über Tiefenpumpen kann bei Heißwasserlagerstätten der Wärmeträger direkt transportiert werden. Zur Wärmeförderung aus Gesteinsschichten ist die vorherige Injektion eines Wärmeträgers erforderlich („Hot-Dry-Rock-Verfahren").[281] Durch chemische oder hydraulische Maßnahmen im Rahmen der „Stimulation des Reservoirs" kann zudem die für Tiefenpumpen notwendige Durchlässigkeit im Untergrund verbessert werden. Die geförderte Wärme wird in EGS-Anlagen meist an einen getrennten (binären) Stromerzeugungskreislauf übertragen. Vielversprechend sind etwa „Organic-Rankine-Cycle"- (OCR) Anlagen, die zur optimalen Nutzung der relativ geringen Temperaturen des Wärmeträgers statt Wasser organische Stoffe mit einem niedrigeren Siedepunkt für Dampferzeugung und Turbinenbetrieb einsetzen.[282] Bis 2008 waren in Deutschland vorwiegend als Demonstrationsobjekte

[276] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 426 f.
[277] Vgl. etwa Wietschel et al. (2010b), S. 428
[278] Vgl. etwa Dickson et al. (2004), S. 3 ff.
[279] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 429 und S. 433 f.
[280] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 427
[281] Vgl. etwa BMU(2009), S. 118 f.
[282] Vgl. BMU(2009), S. 118

Anlagen mit einer elektrischen Leistung von ca. 6 MW installiert.[283] Die weitergehende Nutzung scheiterte bislang insbesondere an der Wirtschaftlichkeit der EGS-Anlagen, der hohe Fündigkeitsrisiken bei hohen Kosten der Bohr-, Stimulations- und Fördertechnologien entgegenstehen.[284] So übertreffen die Investitionskosten von EGS-Anlagen die Kosten konventioneller System mit 10.000 - 20.000 €/kW deutlich und erreichen nur Wirkungsgrade von 10 - 15%. Der F&E-Bedarf bezieht sich auf alle Stufen der Stromerzeugung in EGS-Systemen. Notwendig sind eine Weiterentwicklung der Methoden zur Untersuchung des Untergrunds notwendig sowie neue Bohrtechnologien und –strategien. Auch muss die Effizienz der Energieumwandlung gerade bei niedrigen Temperaturen des Wärmeträgers weiter gesteigert werden. Bis 2020 wird mit einer Senkung der Investitionskosten auf 6.000 - 10.000 €/kW und einem Anstieg des Wirkungsgrads auf 11 - 17% gerechnet. Das Niveau heutiger konventioneller Systeme wird wohl erst 2050 zu erreichen sein.[285]

Nachdem die Erdwärme ohne Schwankungen zur Verfügung steht, ist sie im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energien, die wie Wind- oder Solarenergie nur variabel ins Stromnetz einspeisen, Grundlast-fähig. Geothermie könnte so einen zentralen Beitrag zur Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien leisten. Australien etwa plant bis zum Jahr 2030 6,8% (oder 5,5 GW) seines Grundlastbedarfs über Strom aus Geothermie (EGS-Anlagen) abzudecken, in der Schweiz wird sogar der Neubau von 50 EGS-Anlagen zur Bereitstellung von 33% des Elektrizitätsbedarfs diskutiert.[286] Für Deutschland wäre die Deckung der Grundlast zumindest technisch vorstellbar.[287] Die IEA rechnet für den Zeitraum bis 2050 mit einem Anstieg des Anteils der Geothermie an der weltweiten Stromproduktion auf 1% im Baseline- bzw. 5% im BLUE-Map-Szenario.[288] Obwohl Geothermie derzeit nicht einmal 1% zur deutschen Bruttostromproduktion besteuert, wird ihr für Deutschland über die nächsten 50 Jahre gerade wegen der Grundlastfähigkeit dennoch ein großes Potential zugesprochen.[289]

---

[283] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 429

[284] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 427 ff.

[285] Vgl. etwa IEA(2008), S. 394 f., IEA(2010c), S. 3 oder Wietschel et al. (2010b), S. 430 ff.

[286] Vgl. IEA(2008), S. 394

[287] Vgl. etwa BMU(2009), S. 118 oder Wietschel et al. (2010b), S. 439

[288] Vgl. IEA(2010a), S. 112

[289] Vgl. AG-Energiebilanzen (2010) und Wietschel et al. (2010b), S. 438

5.3.3 Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland

5.3.3.1 Einleitung

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien war in Deutschland über viele Jahrzehnte hin fast identisch mit Einsatz von Wasserkraft; daneben hatten noch organische Abfälle und Müll eine gewisse Bedeutung als Brennstoffe. Der Ausbau der Wasserkraft bildete in vielen Regionen, besonders in Süddeutschland, die Keimzelle für die Errichtung einer großräumigen Stromversorgung. Der große Vorzug der Wasserkraftwerke liegt, in Kombination mit entsprechenden Speichereinrichtungen, in dem über das Jahr hinweg relativ gleichmäßigen Angebots an elektrischer Energie. Auch wenn infolge des starken Wachstums des Strombedarfs in den vergangenen Jahrzehnten der Stellenwert der Wasserkraft für die Versorgung deutlich geringer geworden ist, leistet sie in Deutschland immer noch einen wichtigen Beitrag zur Bereitstellung von Grundlaststrom. Allerdings sind die Potenziale der Wasserkraft in Deutschland angesichts der geographischen Bedingungen und umweltpolitischer Restriktionen weitgehend ausgeschöpft.

Seit den siebziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts wurden aus verschiedenen Gründen die energiepolitischen Anstrengungen verstärkt, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszuweiten. Als wesentliche Motive für diesen Vorstoß wurden genannt, den Beitrag umweltfreundlich erzeugten Stroms deutlich zu steigern und damit die Abhängigkeit von importierten Energieträgern zu verringern. Einen Schwerpunkt bildete dabei die Nutzung der Windkraft, die in Deutschland nun schon seit mehreren Jahren unter den erneuerbaren Energien den quantitativ größten Beitrag zur Stromerzeugung leistet. Dabei konzentrieren sich die Windkraftwerke auf die windreichen Gebiete in der Mitte und im Norden Deutschlands. Daneben wurden in den vergangenen Jahrzehnten auch die Kapazitäten zur Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen und Biomasse stark ausgebaut. Im Jahr 2009 hatten die erneuerbaren Energien einen Anteil an der Bruttostromerzeugung in Deutschland von 15,9%, wozu die Windkraft 6,5%, die Biomasse 4,3% und die Wasserkraft 3,2% beitrugen; Solarstrom steuerte nur 1,1% zur gesamten Erzeugung bei. Noch 1991 belief sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung auf lediglich 3,2%, mit einem Beitrag der Wasserkraft von 2,9%.

Der starke Zubau von Stromerzeugungsanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien war nur möglich durch umfassende staatliche Hilfen. Ein Anfang wurde mit dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) aus dem Jahr 1991 gemacht, durch das die aufnehmenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet wurden, den aus erneuerbaren Ener-

gien erzeugten Strom abzunehmen und zu vergüten. Die Vergütungssätze betrugen für Wasser, Biomasse, Deponie- und Klärgas 75% und für Wind und Photovoltaik 90% des durchschnittlichen Strompreises für Endverbraucher. Durch dieses Gesetz wurde vor allem die Windenergieleistung stark ausgebaut; sie stieg von 55 MW (1990) auf gut 4.400 MW im Jahr 1999. An die Stelle dieses Gesetzes trat im Jahr 2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das die Netzbetreiber zur vorrangigen Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas verpflichtete. Das bedeutet, dass bei ausgelasteten Netzen die Einspeisung konventionell erzeugten Stroms verringert werden muss. Die Vergütungssätze orientierten sich nicht mehr am Strompreis, sondern wurden in ihrer Höhe für zumeist 20 Jahre gesetzlich festgeschrieben, verbunden mit einer fixen prozentualen Absenkung der Anfangsvergütung jeweils zu Jahresbeginn. Durch die langfristig kalkulierbar gewordenen Kapitalrückflüsse verringerte sich das Risiko für die Investoren entscheidend und es kam zu einem Boom beim Ausbau von Windkraft-, Biomasse- und Photovoltaikanlagen. In den darauffolgenden Jahren wurde das EEG mehrmals überarbeitet. 2003 kam es mit dem sogenannten Photovoltaik-Vorschaltgesetz zu einer erheblichen Erhöhung der Vergütungssätze für Strom aus solarer Strahlungsenergie, und 2004 stimulierte die Einführung zusätzlicher Boni im Bereich der Biomasse deren Ausbau kräftig. Mit den jüngsten Neufassungen des EEG wurden die Vergütungsregelungen in Hinblick auf die Entwicklung der Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren Energien in den einzelnen Sparten angepasst.[290] Im Jahr 2010 wurde die Vergütung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gekürzt: Ab dem 1. Juli 2010 und ab dem 1. Oktober 2010 kam es zu einer Einmal-Degression.[291] Damit soll eine Überförderung vermieden werden, die aus den eingetretenen Preissenkungen bei Photovoltaikanlagen resultiert.

Während die Erzeugungskosten für konventionellen Strom in einem Bereich von etwa 2 bis 7 Cent je kWh liegen, stellt sich die EEG-Vergütung in Cent/kWh für die einzelnen Technologien derzeit wie folgt dar:

Wind On-shore	9,20,
Wind Off-shore	15,00,
Photovoltaik	33,03,
Biomasse	14,70.

[290] Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Strom aus erneuerbaren Energien, EEG-Erfahrungsbericht 2007 und EEG 2009 im Überblick, Berlin 2009, S. 5.

[291] Vgl. 1. Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetz, – amtliche Fassung vom 11. August 2010.

Damit bestehen erhebliche Anreize, in derartige Anlagen zu investieren. Um eine Überförderung zu verhindern, müssten die Vergütungssätze weiter gekürzt werden.

5.3.3.2 Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung

Die umfangreichen finanziellen Hilfen, vor allem durch das EEG, haben dazu geführt, dass die Leistung der Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien in Deutschland in einem vergleichsweise kurzen Zeitraum beträchtlich gesteigert wurde. Von gut 5 GW im Jahr 1990 stieg die installierte Leistung bis 2009 auf 45,3 GW, erreichte somit rund das Neunfache des Ausgangsjahres.[292] Der weitaus größte Teil der zugebauten Leistung an erneuerbarer Erzeugung entfällt auf die Windenergie; von 1991 weniger als 0,1 GW stieg ihre Leistung auf 22,2 GW im Jahr 2007 und 2009 dürfte schon eine installierte Leistung von 25,8 GW erreicht worden sein. Aber auch die Anlagen zur Umwandlung von Biomasse in elektrische Energie und Photovoltaikanlagen wurden insbesondere in den Jahren ab 2003 massiv ausgebaut. Nach Angaben der AGEE-Stat lag die Biomasseleistung 2009 bei 4,4 GW und die Leistung der Photovoltaikanlagen erreichte sogar 8,9 GW.

Vom Bundeswirtschaftsministerium[293] liegen Zahlen zu den Stromerzeugungskapazitäten nur bis zum Jahr 2007 vor; danach belief sich die Leistung der erneuerbaren Anlagen auf zusammen 32,3 GW oder 23,5% der insgesamt in Deutschland vorhandenen Erzeugungsleistung. Nach AGEE-Stat-Angaben erreichte die gesamte Leistung dieser Anlagen 2009 bereits rund 45 GW. Dagegen sind die mit Brennstoffen befeuerten Stromerzeugungskapazitäten und die Kernkraftleistung in den vergangenen 20 Jahren nicht nur relativ, sondern auch absolut verringert worden. Die Leistung der mit Stein- und Braunkohlen, mit Erdgas und mit Heizöl betriebenen Kraftwerke ging von 92,2 GW im Jahr 1991 auf 78,5 GW im Jahr 2007 zurück. Die Leistung der Kernkraftwerke wurde vor allem wegen des Ausstiegsbeschlusses aus dem Jahr 2002 ab dem Jahr 2003, als es zu den ersten Abschaltungen kam, spürbar verringert. 2007 waren noch Kernkraftwerke mit einer Leistung von 21,3 GW am Netz, in den 1990er Jahren waren es noch rund 24 GW. Tabelle 5.7 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten (jeweils am Ende des Jahres) in Deutschland nach Energieträgern von 1991 bis 2007.

---

[292] Vgl. BMU-KI III1 nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand März 2010; Angaben vorläufig.

[293] Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Energiedaten, April 2010.

Tabelle 5.7:

Bruttostromerzeugungskapazitäten (Stand jeweils am Ende des Jahres) - in GW -

	Brennstoffe insgesamt	Kernenergie	Wasser	Wind 1)	Sonstige 2)	Erneuerbare insgesamt 5)	**Insgesamt 3)**	*nachrichtlich: Wind 4)*	*Wasser, reg.*
1991	92,2	23,7	8,7		1,3	5,7	**125,9**	*0,098*	*4,446*
1992	89,1	23,8	8,7		1,3	5,8	**122,9**	*0,167*	*4,489*
1993	87,5	23,9	8,9		1,3	5,8	**121,6**	*0,31*	*4,509*
1994	87,1	23,9	8,9		1,6	6,1	**121,5**	*0,605*	*4,529*
1995	87,9	24,0	8,9		1,8	6,3	**122,6**	*1,1*	*4,546*
1996	86,0	24,1	9,0		2,2	6,8	**121,3**	*1,5*	*4,563*
1997	85,0	23,5	8,9		2,4	7,0	**119,8**	*2,1*	*4,578*
1998	83,7	23,5	8,9	2,9	1,5	9,0	**120,5**		*4,6*
1999	82,6	23,5	8,9	4,4	2,1	11,1	**121,5**		*4,547*
2000	83,9	23,6	9,0	6,1	2,1	12,8	**124,7**		*4,6*
2001	83,2	23,6	8,9	8,8	2,7	16,0	**127,1**		*4,6*
2002	77,3	23,6	8,9	12,0	4,1	20,7	**125,9**		*4,62*
2003	77,3	22,1	9,0	14,6	4,3	23,5	**127,3**		*4,64*
2004	79,5	21,5	9,8	16,6	4,3	25,6	**131,7**		*4,66*
2005	77,4	21,4	10,2	18,4	5,0	28,1	**132,5**		*4,68*
2006	77,2	21,2	10,1	20,6	5,1	30,4	**134,3**		*4,7*
2007	78,5	21,3	10,1	22,2	5,3	32,3	**137,5**		*4,72*

1) ab 1998: Kapazität aus gesamten Windkraftanlagen gemäß AGEE-Stat

2) bis 1997 einschließlich Windkraftanlagen der öffentlichen Versorgungsunternehmen

3) bis 1997 einschließlich Windkraftanlagen öffentlicher Versorgungsunternehmen, ab 1998 einschließlich aller Windkraftanlagen

4) Kapazität aus gesamten Windkraftanlagen gemäß AGEE-Stat

5) Ohne Leistung der Pumpspeicherkraftwerke.

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Statistisches Bundesamt, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).

Wesentlich weniger stark als die installierte Leistung nahm in den vergangenen beiden Jahrzehnten die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu. Im Jahr 2009 war die Stromerzeugung der Anlagen erneuerbarer Energien mit 94,4 TWh rund 5,5-mal höher als 1991; ihr Anteil an der gesamten Bruttostromerzeugung erreichte 2009 nahezu 16%. Dass die Stromerzeugung weniger stark gestiegen ist als die Leistung der Anlagen liegt vor allem daran, dass verstärkt die Kapazitäten zur Nutzung von Windenergie und Sonnenenergie errichtet wurden, die unter den Bedingungen in Deutschland vergleichsweise geringe Vollbenutzungsstunden aufweisen. Während die Wasserkraftwerke 2009 rund 4.000 Stunden mit Nennleistung arbeiteten, erreichten die bislang fast ausschließlich auf dem Land (on-shore) stehenden Windkraftkraftwerke etwa 1.500 und die Photovoltaikanlagen nur knapp 900 Vollbenutzungsstunden. Da bei der Biomasse keine derartige Abhängigkeit vom natürlichen Energiedargebot besteht und die Brennstoffe auf Vorrat zu beschaffen sind, können die Vollbenutzungsstunden wie bei fossil befeuerten Kraftwerken oder Kernkraftwerken deutlich höher sein; 2009 waren die Biomassekraftwerke rund 5.800 Stunden bei Nennleistung in Betrieb.

Da regenerativ erzeugter Strom bevorzugt abgenommen werden muss, verdrängte die Erzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem den Strom aus Steinkohlekraftwerken, während die Elektrizitätserzeugung aus den in der Grundlast betriebenen Braunkohle-

und Kernkraftwerken vergleichsweise stabil war. Die Stromerzeugung aus Erdgas ist dagegen zwischen 1991 und 2009 mehr als verdoppelt worden, da Erdgaskraftwerke besonders geeignet sind, das schwankende Stromangebot aus den mit erneuerbaren Energien betriebenen Anlagen auszugleichen. Insgesamt ist dadurch die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen in dem betrachteten Zeitraum nur um rund 14 TWh oder 4% zurückgegangen. Den größten Beitrag zur Stromerzeugung unter den erneuerbaren Energien erbringt die Windkraft; Biomassekraftwerke liegen an zweiter Position und übertrafen zuletzt die Wasserkraft. Dagegen nimmt sich der Beitrag der Photovoltaikanlagen trotz ihrer relativ hohen installierten Leistung bescheiden aus. Tabelle 5.8 zeigt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern von 1991 bis 2009.

Grundsätzlich sind vor dem Hintergrund der bestehenden politischen Rahmenbedingungen in Deutschland die Perspektiven für den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung als außerordentlich günstig zu bezeichnen. Zwar werden die Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien im Zeitablauf nach unten geschleust, dennoch bleiben die Investitionen angesichts tendenziell sinkender spezifischer Ausgaben für die Anlagen langfristig kalkulierbar und versprechen komfortable Renditen. Zuletzt wurden die Vergütungssätze für photovoltaisch erzeugten Strom angesichts des Preisverfalls bei Solarzellen reduziert, die ökonomischen Anreize für die Errichtung von Photovoltaikanlagen dürften davon aber nicht stark beeinträchtigt werden.

Tabelle 5.8:

Bruttostromerzeugung nach Energieträgern - in TWh

	Brennstoffe insgesamt	Kernenergie	Windkraft	Wasserkraft	- davon regenerativ	Biomasse	Photovoltaik	Hausmüll	Erneuerbare insgesamt	übrige Energieträger	Insgesamt
1991	359,2	147,4	0,1	19,2	15,4			1,2	16,7	13,1	**540,2**
1992	342,6	158,8	0,3	21,9	18,1			1,3	19,7	13,3	**538,2**
1993	336,6	153,5	0,6	22,3	18,5			1,3	20,4	12,8	**527,1**
1994	336,9	151,2	0,9	23,5	19,5			1,3	21,7	14,7	**528,5**
1995	339,9	154,1	1,5	25,2	20,7			1,3	23,5	14,8	**536,8**
1996	350,7	161,6	2,0	22,7	18,3			1,3	21,6	14,3	**552,6**
1997	340,3	170,3	3,0	22,0	18,5			1,4	22,8	15,3	**552,3**
1998	350,3	161,6	4,5	22,5	18,5	1,1	0,0	1,6	25,7	15,7	**557,3**
1999	337,2	170,0	5,5	24,7	20,7	1,2	0,0	1,7	29,1	16,0	**556,3**
2000	346,5	169,6	9,5	29,4	24,9	1,6	0,0	1,8	37,8	18,0	**576,5**
2001	354,8	171,3	10,5	27,8	23,2	3,3	0,1	1,9	39,0	16,8	**586,4**
2002	357,6	164,8	15,8	28,4	23,7	4,5	0,2	1,9	46,0	13,5	**586,7**
2003	375,9	165,1	18,7	23,5	17,7	6,5	0,3	2,2	45,4	14,5	**606,7**
2004	370,5	167,1	25,5	26,9	19,9	8,4	0,6	2,1	56,5	14,2	**615,3**
2005	370,7	163,0	27,2	26,7	19,6	12,0	1,3	3,0	63,1	16,6	**620,6**
2006	372,8	167,4	30,7	26,8	20,0	14,5	2,2	3,9	71,4	18,6	**636,9**
2007	382,6	140,5	39,7	28,1	21,2	19,1	3,1	4,5	87,5	19,6	**637,2**
2008	371,2	148,8	40,6	26,5	20,4	22,3	4,4	4,9	92,7	18,6	**637,2**
2009	342,0	134,9	38,6	24,5	19,1	25,6	6,6	4,5	94,4	17,6	**594,3**

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

In der Neugestaltung des EEG aus dem Jahr 2009 wurde als Ziel genannt, bis 2020 mindestens 30% des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken, bis 2030

soll bereits ein Anteil von über 50% erreicht werden.[294] Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass diese Anteile nicht an dem gegenwärtigen Stromverbrauch bzw. der derzeitigen Stromerzeugung gemessen werden, sondern an einem in der Zukunft erwarteten geringeren Verbrauch. So wird in der Leitstudie des Bundesumweltministeriums von 2008 unterstellt, dass der Bruttostromverbrauch 2030 rund 9% niedriger sein wird als im Jahr 2007.[295] Der Rückgang des Stromverbrauchs soll vor allem durch eine starke Erhöhung der Stromproduktivität in allen Verbrauchssektoren erreicht werden; außerdem dürfte auch die im Trend rückläufige Bevölkerung in Deutschland zu einem weniger stark zunehmenden oder niedrigeren Stromverbrauch führen.

5.3.3.3 Emissionen von Kohlendioxid

Neben der Substitution von Brennstoffen zur Stromerzeugung ist ein Hauptmotiv der Förderung der erneuerbaren Energien die dadurch zu erzielende Senkung der klimaschädlichen Kohlendioxidemissionen. Das Bundesumweltministerium[296] nennt für das Jahr 2009 um 74,1 Mill. t geringere CO_2-Emissionen durch den aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom; davon entfallen auf die Wasserkraft 16,9, auf die Windkraft 30,2, auf Biomasse 23,1 und auf Photovoltaik 3,9 Mill. t eingesparte Emissionen. Auf die durch die Förderung stark zugebauten Anlagen zur Nutzung der Windkraft und der Photovoltaik entfallen somit zusammen rund 46% der insgesamt geringeren Emissionsmenge. Welche Erwartungen an die erneuerbaren Energien, insbesondere an Wind- und Solarkraftwerke, in Hinblick auf die Reduzierung des CO_2-Ausstoßes langfristig gesetzt werden, zeigen eindrucksvoll die Szenarien in Kapitel 5.

Diese Zahlen erscheinen zwar auf den ersten Blick durchaus eindrucksvoll, vor dem Hintergrund des bestehenden europaweit geltenden CO_2-Emissionshandels und von Kosten-Nutzen-Betrachtungen relativiert sich dieses Resultat deutlich. Denn durch den Emissionshandel ist eine feste Obergrenze für die CO_2-Emissionen vorgegeben, die auch durch das EEG nicht weiter gesenkt werden können. Die geringeren Emissionen infolge des EEG führen zu niedrigeren Zertifikatepreisen, so dass es für andere am Emissionshandel beteiligte Verbraucher günstiger ist, Zertifikate zu kaufen als Maßnahmen zur Emissionsminderung durchzuführen. Diese im Inland oder im EU-Ausland

---

[294] Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Strom aus …, S. 30.

[295] Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Leitstudie 2008, Zusammenfassung der Ergebnisse, Oktober 2008, S. 8.

[296] Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Entwicklung der erneuerbaren Energien …, a. a. O., S. 5 f.

ansässigen, am Emissionshandel beteiligten Verbraucher emittieren somit mehr Kohlendioxid und gleichen dadurch die vom EEG im deutschen Stromsektor ausgelösten Emissionsminderungen aus. Es kommt im Ergebnis vor allem zu einer Verlagerung der Emissionen.[297]

Neben der absehbaren Wirkungslosigkeit zur Senkung der CO_2-Emissionen kommt noch hinzu, dass die Emissionsminderung insbesondere durch Photovoltaik und Windenenergie außerordentlich teuer ist. Für die 2009 installierten Solarmodule ergeben sich CO_2-Vermeidungskosten in Höhe von 648 € je Tonne, und selbst bei Windstrom liegen die Vermeidungskosten 2009 bei 69 € je Tonne. [298] Dass die gegenwärtigen Preise für Emissionszertifikate deutlich darunter liegen und seit Beginn des europäischen Zertifikatehandels im Jahr 2005 den Wert von 30 € je Tonne nicht überschritten haben, unterstreicht die Unangemessenheit der Förderung von Wind- und Solarstrom zur Senkung der CO_2-Emissionen. Dadurch unterbleiben vergleichsweise kostengünstige Maßnahmen, die ansonsten im Rahmen des Emissionshandels oder auch durch energiepolitische Initiativen umgesetzt worden wären. Dabei kann unterschieden werden nach den Maßnahmen zur CO_2-Senkung im Bereich der Stromerzeugung und in den übrigen Bereichen der Energiewirtschaft. Innerhalb der Stromerzeugung weisen Kernkraftwerke, Erdgas-GuD-Kraftwerke und Wasserkraftwerke die geringsten CO_2-Vermeidungskosten auf. Im Bereich der Wärmebereitstellung kann vor allem mit der Nutzung von Solarthermie und der Wärmedämmung von Gebäuden der CO_2-Ausstoß zu vergleichsweise geringen Zusatzkosten gesenkt werden. Aus dem Verkehrssektor kann insbesondere die Effizienzverbesserung bei Diesel-Pkw zu einer kostengünstigen Reduzierung der CO2-Emissionen beitragen.[299]

Darüber hinaus ist zu erwarten, dass die Technologie zur Kohlendioxidabscheidung (CCS-Technologie) in Kraftwerken in absehbarer Zeit großtechnisch verfügbar ist und vor allem bei neuen Kohlekraftwerken verbreitet zum Einsatz kommen wird. Auch wenn gegenwärtig noch eine große Unsicherheit hinsichtlich der Realisierung und der Kosten von CCS bestehen, so hat diese Technologie grundsätzlich das Potenzial, einen wichtigen Beitrag zur Senkung der CO_2-Emissionen leisten zu können. Allerdings ist davon auszugehen, dass erst nach 2020 ein Entwicklungsstand erreicht ist, der ein end-

---

[297] Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Zur Förderung erneuerbarer Energien, Berlin 2004; Sinn, H.-W., Das grüne Paradoxon, Berlin 2008, S. 173 ff.

[298] Vgl. Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, Ch. M. und Vance, C., Die ökonomischen Wirkungen der Förderung erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland, in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, Jg. 59 (2010), Heft 2, S. 19 f.

[299] Vgl. Sinn, H.-W., Das grüne …, a. a. O., S. 164 ff.

gültiges Urteil über die CCS-Technologie erlaubt und auch eine Antwort auf die Frage, ob und inwieweit eine wirtschaftliche Abtrennung von Kohlendioxid im Vergleich zu den bestehenden Alternativen möglich ist.

5.4 Integration erneuerbarer Energien

Viele der erneuerbaren Technologien wie Wind- oder Solarenergie speisen nur variabel (etwa in Abhängigkeit von Tageszeit und Wetterlage) Strom in das Versorgungsnetz ein. Im Vergleich zur installierten Kapazität stellen sie so nur eine geringe gesicherte Leistung zur Verfügung und sind nicht Grundlast-fähig. Für Netzesstabilität und Versorgungssicherheit müssen daher im Moment konventionelle Kraftwerkskapazitäten zum kurzfristigen Ausgleich der Angebotsschwankungen vorgehalten werden, die in Spitzenzeiten bei geringer erneuerbarer Stromerzeugung zugeschaltet werden können.[300] Die reine Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten verursacht hohe (Kapital-)Kosten und entsprechend volkswirtschaftliche Ineffizienzen, die zu steigenden Kosten der Energieversorgung führen (vgl. Kapitel 4). Verschärfend wirkt, dass viele der derzeit installierten konventionellen Kraftwerkstypen technisch nicht für einen kurzfristigen Lastausgleich ausgelegt sind und die Fluktuationen in der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen nur mit Unsicherheit und sehr kurzfristig vorhergesagt werden können. Daher wird erwartet, dass mit dem geplanten Zubau erneuerbarer Energien die Herausforderungen für eine sichere und bezahlbare Versorgung durch das zeitliche Abweichen von Last und Angebot wachsen werden.[301] Nach den Beschlüssen des Energiekonzepts der Bundesregierung vom Herbst 2010 soll der Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 35% steigen.[302] Aber auch das europäische Ausland plant einen Zubau in ähnlichem Ausmaß.[303]

Die wesentliche Voraussetzung zur Integration derart hoher Anteile fluktuierende erneuerbarer Energien unter Wahrung von Versorgungssicherheit, Netzstabilität und Wirtschaftlichkeit der Versorgung ist eine Erhöhung der Flexibilität des Energiesystems,[304] falls das Klimaschutzpotential der installierten Kapazitäten an erneuerbaren Energien voll ausgeschöpft und der fluktuierenden Einspeisung gerade nicht über Abregelung der erzeugten Energie begegnet werden soll. Diese Flexibilisierung zielt auf eine stärkere (zeitliche) Entkopplung von Stromnachfrage und –angebot, für die das gesamte

[300] Vgl. IEA(2010a), S. 145 f.
[301] Vgl. dena(2010), S. 112 und IEA(2010a), S. 147 f.
[302] Vgl. BMWi(2010b), S. 5
[303] Vgl. dena(2010), S. 112
[304] Vgl. IEA(2010a), S. 149

System transformiert und mehrere Maßnahmen effizient kombiniert werden müssen.[305] Neben Energiespeichern können dies etwa die (geographische) Vergrößerung des Systems zur weiteren Streuung der variabel einspeisenden Anlagen, zusätzliche und schnell zuschaltbare Kraftwerkskapazitäten sowie gezieltes Lastmanagement über erweiterte Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Versorgungssystem und Nachfragern leisten.[306] Weiterhin sind genauere und schnellere Prognosen der Einspeisung und ihrer Schwankungen nötig für eine bessere Abstimmung der Bestandteile einer intelligenten und flexiblen Versorgungsstruktur.

5.4.1 Zentrale Energiespeicher

Energiespeicher bieten die Möglichkeit, Stromnachfrage und -produktion direkt zu entkoppeln. Bei entsprechenden Speicherkapazitäten können die benötigten, vorgehaltenen Kapazitäten an konventionellen Kraftwerken gesenkt und Lastunterschiede ausgeglichen werden. Zugleich wird durch die Speicherung erneuerbarer Energie erst das volle Ausschöpfen des CO_2-Vermeidungspotentials der installierten Kapazitäten an erneuerbaren Energien möglich.[307] In Deutschland werden nach Einschätzung der dena bei einem Ausbau des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf etwa 26% (der unter den von der Bundesregierung angestrebten 35% liegt[308]) und einer angenommen konstanten Stromnachfrage bereits spätestens im Jahr 2020 kritische Situationen erreicht, in denen die Exportkapazitäten nicht ausreichen werden, um die eingespeiste Energie im Netz aufzunehmen. Zur Wahrung der Netzstabilität müsste die eingespeiste Leistung daher im Rahmen des Erzeugungsmanagements herabgeregelt werden. Um das volle Potential der Anlagen nutzen zu können, wären bis zum Jahr 2020 etwa 14 GW *zusätzliche* Speicherkapazitäten – bei einer gegenwärtig installierten Pumpspeicherkapazität von rund 5,2 GW – oder ein entsprechender Ausbau der Grenzkuppelstellen zum europäischen Ausland notwendig.[309] Letzteres wird vor dem Hintergrund der europäischen Ausbauziele für erneuerbare Energien jedoch wohl nur beschränkt dem Ausgleich fluktuierender Einspeisung in Deutschland dienen können.

Bislang werden weltweit vorwiegend *Pumpspeicherkraftwerke* als großtechnische Energiespeicher eingesetzt. Diese speichern Strom in Form potentieller Energie, indem Wasser von einem Unterbecken auf niedrigem Niveau in ein Oberbecken auf höherem

[305] Vgl. dena(2010), S. 87

[306] Vgl. IEA(2010a), S. 149 ff.

[307] Vgl. zur Bedeutung von Energiespeichern: Wietschel et al. (2010b), S. 519 ff.

[308] Vgl. dena(2010), S.112

[309] Vgl. dena(2008), S. 51 ff.

Niveau gepumpt wird. Die Rückumwandlung erfolgt über gezieltes Ablassen des Wassers aus dem Oberbecken, durch das Turbinen zur Stromerzeugung angetrieben werden.[310] Pumpspeicherkraftwerke bieten schnelle Anfahrtszeiten und Wirkungsgrade bis etwa 80% bei relativ niedrigen Investitionskosten. Technisch eignen sie sich für nahezu alle Einsatzmöglichkeiten im Versorgungsnetz. Ihr Ausbaupotential ist allerdings in vielen Ländern wie auch in Deutschland geographisch beschränkt und weitgehend ausgeschöpft. Insbesondere durch Repowering bestehender Anlagen wird noch eine gewisse Steigerung der in Deutschland installierten Kapazität erwartet.[311] Unstrittig scheint aber, dass die Ausbaumöglichkeiten den Bedarf zur vollen Ausschöpfung des Potentials der installierten Leistung erneuerbarer Energien nicht werden decken können. Nicht in der Energieerzeugung müssen damit alternative Technologien entwickelt werden, über die ein knapper Überblick gegeben werden soll.

Grundsätzlich werden mechanische Speicher, die elektrische Energie in kinetischer oder potenzieller Form speichern, elektrochemische Speicher, die elektrochemische Bindungsenergie ausnutzen, und rein elektrische Speicher auf Basis elektromagnetischer oder statischer Felder unterschieden.[312] Die Anforderungen der Einsatzbereiche innerhalb eines Versorgungsnetzes, wie etwa die Bereitstellung von Regelenergie oder der Ausgleich von Lastunterschieden, bestimmen die Einsatzmöglichkeiten der Technologien. Maßgeblich sind dabei etwa die Reaktionsgeschwindigkeit, die Gesamtkapazität, die Lebensdauer (Anzahl möglicher Ladezyklen) sowie die Energiedichte, von der der Platzbedarf des Speichers abhängt. Neben diesen Aspekten fließen in die Beurteilung der künftigen Bedeutung einzelner Technologien die Ausbaupotentiale und die Kosten je gespeicherter Energieeinheit ein, die sich aus den Investitionskosten, den Betriebskosten, dem Wirkungsgrad sowie der Anzahl möglicher Ladezyklen und damit der (technischen) Lebensdauer ableiten.[313]

Superkondensatoren oder elektrochemische Doppelschichtkondensatoren lassen als rein elektrische Speicher fast unbegrenzte Ladezyklen zu und erreichen hohe Wirkungsgrade, bieten aber (bislang) nur geringe Gesamtkapazitäten. Für den großtechnischen Einsatz befindet sich die Technologie daher noch in der Entwicklungsphase, wobei auch mittelfristig eine Größenordnung von mehreren MW nicht erwartet wird. Zudem sind Kondensatoren empfindlich gegenüber hohen Temperaturen und längerer Speicherdauer, da diese die Selbstentladung des Speichers ansteigen lassen. Die Technologie eignet

[310] Vgl. dena (2008), S. 19 ff.

[311] Vgl. auch BMU (2009), S. 76, dena (2010), S. 72 f., ewi/EEFA (2008), S. 118 f.

[312] Vgl. dena (2010), S. 62 ff.

[313] Vgl. Inage (2009), S. 19 ff. oder Wietschel et al. (2010b), S. 521 f.

sich so eher zur kurzfristigen Sicherung der Netzstabilität als zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung.[314]

Batteriespeicher zählen zu den elektrochemischen Speichern und kommen vor allem als Batterien mit externem Speicher auch für den großtechnischen Einsatz in Frage. In den USA und Japan werden derartige Anlagen bereits eingesetzt bzw. sind vermehrt in Planung.[315] Ihre Vorteile liegen in extrem niedrigen Reaktionszeiten und sehr hohen Wirkungsgraden von über 95%. Angedacht ist daher ihr Einsatz zur Bereitstellung von Regelenergieleistung. Eine relativ geringe Zahl möglicher Ladezyklen, die entsprechend geringe Lebensdauer von 3 - 12 Jahren und extrem hohe Investitionskosten stehen der weiteren Verbreitung zumindest derzeit aber noch im Weg.[316]

Wasserstoffspeicher befinden sich für den großtechnischen Einsatz ebenfalls noch in der Erforschungs- und Entwicklungsphase. Grundsätzlich soll über Energieeinsatz – etwa mit Hilfe der Elektrolyse – Wasserstoff erzeugt werden, der gelagert und anschließend in Brennstoffzellen verstromt wird. Der Wirkungsgrad des Verfahrens ist bislang mit etwa 29% sehr gering, eine Anhebung auf 30 % - 40% wird langfristig zumindest erhofft.[317] Dennoch wird Wasserstoffspeichern aufgrund ihrer hohen Energiedichte und dem entsprechend geringen Platzbedarf für die Speicherung großer Energiemengen großes Potential für längerfristige (d.h. saisonale oder Wochen-) Speicher zugeschrieben. Pumpspeicherkraftwerke weisen zwar auch für diesen Einsatzzweck die geringsten Speicherkosten auf, ihre übrigen Einsatzfelder erscheinen aber deutlich rentabler. Zudem ist ihr Ausbaupotential gemessen an den für einen Wochenausgleich erforderlichen Kapazitäten viel zu gering. Obwohl in der chemischen Industrie in den USA reine Wasserstoffspeicher bereits betrieben werden, ist der Entwicklungsaufwand für großtechnische Wasserstoffspeicher erheblich. Denn die hohen Investitionskosten bei niedrigem Wirkungsgrad stehen dem wirtschaftlichen Einsatz noch entgegen.[318]

Wie Pumpspeicherwerke zählen *Druckluftspeicher* zu den mechanischen Speichern. Elektrische Energie wird bei diesen Anlagen zur Kompression von Luft genutzt, die in unterirdischen Hohlräumen (z.B. Salzkavernen) unter Druck gespeichert wird. Die Dekompression der Luft erlaubt den Antrieb einer Turbine, über die Strom zurück gewonnen wird. Diabate Druckluftspeicher (CAES) erwärmen die während der Kompression abgekühlte Luft über eine zusätzliche Gasbefeuerung. In adiabaten Druckluftspeichern

[314] Vgl. dena (2010), S. 69 f. oder Wietschel et al. (2010b), S. 538 ff.

[315] Vgl. dena (2010), S. 79

[316] Vgl. etwa Wietschel et al. (2010b), S. 531 ff. oder dena (2010), S. 67 ff.

[317] Vgl. UBA(2007), S. 11 oder Wietschel et al. (2010b), S. 526

[318] Vgl. dena (2010), S. 70 ff. oder auch Wietschel et al. (2010a), S. 79

geschieht dies dagegen über die zuvor gespeicherte Kompressionswärme. Beide Anlagentypen zeichnen sich durch relativ niedrige Reaktionszeiten aus. Aufgrund der zusätzlichen Gasbefeuerung sinkt der Wirkungsgrad diabater Druckluftspeicher jedoch auf ca. 50%. Obwohl technisch erprobt, befinden sich derzeit weltweit erst zwei Anlagen im kommerziellen Einsatz – hauptsächlich wegen mangelhafter Wirtschaftlichkeit durch den niedrigen Wirkungsgrad. Adiabate Druckluftspeicher sollen einen Wirkungsgrad von etwa 70% erreichen, weisen aber noch Entwicklungsbedarf auf, etwa bei der thermischen Speicherung der Kompressionswärme.[319] In Deutschland ist zur Weiterentwicklung die Errichtung einer Demonstrationsanlage bis frühestens 2016 geplant (ADELE-Projekt unter Führung von RWE). Einen diabaten Druckluftspeicher betreibt E.ON (bzw. zuvor die PreussenElektra AG) dagegen bereits seit 1978.[320] Aus geologischer Sicht würden sich mehrere Standorte für 200-MW-Kraftwerke eignen, bei denen jedoch zu Anwendungen wie der CO_2- oder Wasserstoffspeicherung eine Nutzungsrivalität bestehen kann.[321]

Verfügbarkeit, Kosten und Breite der Einsatzmöglichkeiten sprechen für Pumpspeicherkraftwerke. Zusammen mit den Druckluftspeichern weisen sie auch längerfristig, d.h. unter Einbezug erwarteter Entwicklungen, die niedrigsten Kosten je gespeicherter Energieeinheit für großtechnische Energiespeicher auf. Druckluftspeicher sind mit erheblich geringeren Eingriffen in die Natur verbunden, allerdings aufgrund ihrer höheren Reaktionszeiten nicht für die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelenergie, sondern bei technischer Weiterentwicklung lediglich zur Tertiär- und Blindleistungsregelung geeignet.[322] Da Regelenergie im Energiespeicher zunächst nur vorgehalten werden muss, kommen in diesem Bereich auch Schwungräder oder Kondensatoren nicht in Frage, bei denen mit der Speicherdauer die Verluste ansteigen. Für die umfassende Bereitstellung von Regelenergieleistung bieten sich letztlich als Ersatz allein Batteriespeicher an, die durch ihre schnellen Reaktionszeiten auch Primärregelenergie bereitstellen können. Im direkten Vergleich sind sie aber aufgrund der hohen Investitionskosten je gespeicherter Energieeinheit (noch) teurer als Pumpspeicherkraftwerke. Auch für den Lastausgleich (oder die Stromveredelung) stellen Pumpspeicherkraftwerke derzeit und längerfristig die günstigste Technologie dar. Vergleichbar oder je nach Standort mit leichten Nachteilen werden Druckluftspeicher bewertet. Wasserstoffspeicher werfen die drei- bis fünffachen Kosten auf, Batterien trotz großer Entwicklungspotentiale mindestens die doppelten Kosten. Zumindest bei Letzteren wird wegen der beschränkten Aus-

[319] Vgl. Wietschel et al. (2010b), S. 526

[320] Vgl. UBA(2007), S. 9 f.

[321] Vgl. dena (2010), S. 63 ff. und Wietschel et al. (2010b), S. 527 ff.

[322] Vgl. dena (2010), S. 89 f.

baupotentiale für Pump- und Druckluftspeicher in Deutschland dennoch ein Einsatz im Lastmanagement erwartet.[323]

5.4.2 Alternativen zu großtechnischen Stromspeichern: dezentrale Energiespeicher, Erzeugungs- und Lastmanagement, „Smart Grids“

Dezentrale Energiespeicher

Alternativen zu den großtechnischen Energiespeichern bieten dezentrale Energiespeicher, die die dena in Anlehnung an das Energiewirtschaftsgesetz als „einsatznah an das Verteilnetz angeschlossene oder zur Eigenversorgung bestimmte Speicher“ definiert.[324] „Einsatznah“ kann sich sowohl auf die Nähe zum Endkunden als auch auf die Nähe zu einspeisenden Anlagen beziehen. Technisch bieten sich etwa Wärmespeicher, die in Verbindung mit Anwendungen wie Elektroheizungen oder Wärmepumpen Last- und Erzeugungs-glättende Effekte haben können, oder Druckluftspeicher auf der Nachfrageseite des Versorgungssystems, aber vor allem elektrochemische Batteriespeicher an. Relativ zu den übrigen Technologieoptionen sind Letztere die kostengünstigsten, dezentralen Speicher. Allerdings weist auch unter Berücksichtigung der technologischen Entwicklung die großtechnische Speicherung in Pump- oder Druckluftspeicher geringere Kosten auf.[325] Im Zusammenhang mit dezentralen Energiespeichern wird auch dem Ausbau der *Elektromobilität* und dabei insbesondere dem „Vehicle to Grid“ (V2G)-Konzept zur bidirektionalen Einbindung der Fahrzeuge in das Versorgungsnetz große Bedeutung zugeschrieben (vgl. Kapitel 5.5).

Erzeugungs-/Kraftwerksmanagement

Der Ausbau erneuerbarer Energien und deren vorrangige Einspeisung führen in Zukunft zu einer Mischung aus zentraler und dezentraler Erzeugungsstruktur.[326] Auf Seiten der konventionellen Kraftwerkskapazitäten gewinnen schneller regelbare Anlagen, wie etwa Gaskraftwerke, durch die zunehmende, fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien an Bedeutung. Gaskraftwerke erscheinen sowohl von technischer als auch von wirtschaftlicher Seite her geeignet, die Schwankungen der erneuerbaren Energien bedarfsgerecht auszugleichen, da sie aufgrund niedriger Investitionskosten bei vergleichsweise teuren Brennstoffkosten als Mittel- oder Spitzenlastkraftwerke gelten. Auf

---

[323] Vgl. zu diesem Vergleich der Speichertechnologien im Überblick: dena (2010), S. 73 f. oder auch Wietschel et al. (2010b), S. 557 f.

[324] Vgl. dena (2010), S. 77

[325] Vgl. dena (2010), S. 78 f.

[326] Vgl. etwa dena (2010), S. 47

Seiten der erneuerbaren Energien können die verschiedenen Technologien und Verfahren zur Stromerzeugung bereits (eingeschränkt) selbst einen Ausgleich bei Lastschwankungen leisten. So erlaubt etwa der Einsatz von Biomasse eine bedarfsgerechte Stromerzeugung. Biogas als Energieträger und -speicher ist hinsichtlich seiner Flexibilität mit Erdgas vergleichbar. Insgesamt wird erwartet, dass sich der Kraftwerkspark in Zukunft aus einer vielfältigen Mischung von gas- und kohlebefeuerten Großkraftwerken, kleineren Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sowie verschiedenen erneuerbaren Erzeugungsanlagen wie Windkraft-, Biomasse- und Photovoltaik-Anlagen zusammensetzen wird.[327]

Neben dem Ausbau derartiger Anlagen kommt daher der effizienten Vernetzung der zentralen und dezentralen Energieerzeugungseinheiten sowie ihrem Management große Bedeutung zu. Moderne Kommunikationstechnologien sollen es ermöglichen, die verschiedenen fossilen und erneuerbaren Erzeugungseinheiten in eine weitgehend einheitliche Kraftwerkseinsatzplanung zu integrieren, um auch auf der Produktionsseite auf die fluktuierende Einspeisungen effizient reagieren zu können. Mit der Entwicklung leistungsfähiger Kommunikations- und Managementsysteme können verschiedene Energieerzeugungseinheiten etwa zu „virtuellen Kraftwerken“ zusammengefasst werden, die Lastverläufe der Verbraucher, schwankende Einspeisung aus erneuerbaren Energien und neue Marktbedingungen im Stromhandel zusammen und zeitnah berücksichtigen sollen.[328] Insgesamt sollen virtuelle Kraftwerke wesentlich den energiewirtschaftlichen Nutzen dezentraler und regenerativer Erzeugungseinheiten erhöhen und so zu deren effizienten Integration in die Energieversorgung beitragen.[329]

Lastmanagement und „Smart Metering“

Statt auf die direkte zeitliche Entkopplung von Stromnachfrage und -angebot wie bei zentralen oder dezentralen Energiespeichern setzt das *Lastmanagement* auf die Beeinflussung der Stromnachfrage, um diese gezielt aus Zeiten der Spitzenlasten zu verlagern und so den Lastverlauf zu glätten.

Schon seit längeren bestehen Verträge zwischen Energieversorgern und energieintensiven Industrien, die gegen Entgelte zu Spitzlast-Zeiten Anwendungen abschalten und so indirekt Leistung zur Verfügung stellen.[330] Dieses Konzept der „regelbaren Lasten“ soll in Zukunft ausgeweitet und in ein allgemeines Lastmanagement integriert werden.

[327] vgl. etwa dena(2010), S. 37 ff.
[328] vgl. Jülich (2007), S. 30
[329] vgl. BMU (2009), S. 58
[330] Vgl. UBA(2009), S. 38

Grundvoraussetzung für aktives Lastmanagement ist die Erhöhung der Preiselastizität der Stromnachfrage.[331] Während dies bei energieintensiven Industrien über einzelwirtschaftliche Verträge wie beschrieben bereits gelingt, sind im Blick auf die privaten Endverbraucher mit niedriger individueller Nachfrage der Aufbau einer Kommunikationsinfrastruktur zwischen Endverbraucher, Netzmanagement und Kraftwerksbetreiber sowie variable (lastabhängige) Stromtarife nötig.

Einen ersten Schritt in diese Richtung stellen sogenannte *intelligente Stromzähler* („Smart Meter“) dar. Diese sind in der Lage, selbstständig und bidirektional mit dem Energieverteilnetz zu kommunizieren und so kontinuierlich Energieverbrauch und Verbrauchszeitpunkt aufzuzeichnen. Über geeignete Software können diese Verbrauchsdaten ausgewertet und den Verbrauchern zeitnah über das Internet zur Überprüfung von Energieverbrauch und -kosten zur Verfügung gestellt werden. Dieses Informationsangebot soll mit Hilfe von (Last- oder Tageszeit-) variablen Tarifen einen Anreiz schaffen, den eigenen Energieverbrauch zu kontrollieren und in Zeiten schwacher Netzauslastung zu verlagern. Eine weitere Entwicklungsstufe stellen Zähler dar, die zusätzlich eine entsprechende Kommunikation zu energieverbrauchenden Haushaltsgeräten ermöglichen und es damit erlauben, gezielt mögliche Einsparpotenziale und „verborgene Energiefresser“ im Haushalt aufzudecken.[332]

Nach dem Energiewirtschaftsgesetz sind Messstellenbetreiber in Deutschland seit dem 01. Januar 2010 verpflichtet, in Neubauten und in Gebäuden, die umfangreich saniert wurden, intelligente Strom- und Gaszähler kostenneutral einzubauen, soweit dies technisch umsetzbar und wirtschaftlich zumutbar ist. Bestandskunden sollen zudem auf intelligente Zähler umsteigen können.[333] Die gesetzlichen Regelungen fordern nur die Grundfunktionen intelligenter Zähler – die kontinuierliche Aufzeichnung des tatsächlichen Energieverbrauchs und der Nutzungszeit, nicht jedoch weitergehende Funktionen, wie sie bereits erprobt werden. Ab Ende 2010 werden Energieversorger zudem – erneut unter Voraussetzung technischer Umsetzbarkeit und wirtschaftlicher Zumutbarkeit – dazu verpflichtet, last- oder tageszeitvariable Stromtarife anzubieten.[334]

Die Energieversorger testen seit 2007/2008 in Pilotprojekten den „Smart Meter“. Nach diesen Erfahrungen schätzt etwa EnBW, dass allein durch die Verhaltensanpassung der

[331] Vgl. UBA(2009), S. 37
[332] Vgl. etwa dena(2009)
[333] Vgl. § 21 EnWG
[334] Vgl. § 40 Abs. 3 EnWG

Kunden und durch das kontinuierliche Informationsangebot über Stromverbrauch- und kosten der jährliche Stromverbrauch eines Haushalts um ca. 6% sinken würde.[335]

In einem weiteren Schritt sollen intelligente Zähler mit intelligenten Anwendungen, etwa Haushaltsgeräten, („Smart Appliances“) gekoppelt werden, so dass intelligente Systemplattformen auf Ebene des Endverbrauchers entstehen, die nicht nur eine gezielte Kontrolle des Energieverbrauchs und der Energiekosten zulassen, sondern den Energieverbrauch selbstständig durch Steuerung der Anwendungen an die Last- und Preisschwankungen anpassen.[336] Bislang werden diese Systeme aber lediglich in einzelnen Pilotprojekten getestet.[337] Neben technischen Aspekten ist für die Umsetzung des Konzepts auch die Akzeptanz der Endverbraucher entscheidend. Studien kommen hier zu gemischten Ergebnissen. Eine internationale Studie der Unternehmensberatung „Accenture“ zur Einstellung der privaten Verbraucher gegenüber Energieeffizienzmaßnahmen zeigt allgemein noch deutliche Informationsmängel, aber auch eine deutliche Zurückhaltung gegenüber einer Fernsteuerung des Energieverbrauchs, selbst wenn diese lastabhängige Steuerung Einsparpotentiale verspricht.[338] Wesentlich positivere Schlüsse zieht eine auf Europa bezogene Studie unter Führung des „Öko Instituts“ mit einer durchschnittlichen Zustimmung der Verbraucher von über 80%. Die Akzeptanz der intelligent gesteuerten Betriebsführung unterscheidet sich aber auch hier stark zwischen den jeweiligen Anwendungen und dem Ausmaß der Beeinträchtigung alltäglicher Gewohnheiten.[339]

Entsprechende Systeme stellen zugleich eine wichtige Voraussetzung für den Ausbau der Elektromobilität dar. Denn während der gesamte Elektrizitätsbedarf von elektrischen Fahrzeugflotten relativ gering und damit beherrschbar scheint, könnten sich bei ungesteuerter Aufladung kritische Leistungsnachfrage-Situationen ergeben (vgl. Kapitel 5.5). Schon die Einbindung der zusätzlichen Energienachfrage in intelligente Systemplattformen kann andererseits zur Nachfrageglättung beitragen, so dass der Elektromobilität in Zukunft nicht nur mit dem aufwendigeren V2G-Konzepts Bedeutung für die Integration erneuerbarer Energien zukommen könnte.[340]

---

[335] Vgl. EnBW (2008), S. 27

[336] Vgl. auch Timpe(2009), S. 24 ff.

[337] Vgl. die Projekte des Fraunhofer-inHaus-Zentrums der Fraunhofer-Gesellschaft in Duisburg (http://www.inhaus-zentrum.de/site_de/)

[338] Vgl. Accenture(2010), S. 16 ff.

[339] Vgl. Timpe (2009), S. 21 ff.

[340] Vgl. auch UBA(2009), S. 39 f.

„Smart Grids“

„Intelligente Netze“ („Smart Grids“) sollen in Zukunft schließlich nicht mehr allein für die Übertragung der Energie sorgen, sondern letztlich die verschiedenen Ansätze zur Flexibilisierung der Versorgung zusammenführen. Die IEA sieht als charakteristisches Merkmal für „Smart Grids“ den Einsatz digitaler Kommunikationstechnologien, die den Stromtransport von verschiedensten Erzeugungsquellen überwachen und aktiv managen, um optimal auf die variierende Nachfrage reagieren zu können.[341] Das Übertragungsnetz wird so durch Aufbau einer umfassenden Kommunikations-Infrastruktur zu einer intelligenten Schnittstelle zwischen Energieverbrauch sowie Energieerzeugung und -speicherung ausgebaut, die es erlaubt, auch Erzeugungs- und Lastmanagement optimal aufeinander abzustimmen und damit deren Potentiale für die Stabilität, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Versorgung erst vollständig umzusetzen.[342] Die „Smart Grid“-Technologie umfasst sämtliche Stellen des bestehenden Versorgungssystems, von den verschiedenen Kraftwerken, über Energiespeicher und -übertragungswege bis hin zu den energieverbrauchenden Anwendungen und ergänzt diese um Sensoren und digitale Steuersysteme. Über die Effizienzgewinne in der Abstimmung von Energieangebot und -nachfrage werden zudem direkte Beiträge zum Klimaschutz erwartet. Gleichzeitig schaffen Smart Grids etwa für die umfassende Einführung der Elektromobilität und den langfristig weitergehenden Ausbau der erneuerbaren Energien erst die notwendigen strukturellen Voraussetzungen, so dass sie auch einen indirekten Beitrag zum den Klimaschutz in der zukünftigen Energieversorgung leisten.[343]

5.5 Neue Strom-basierte Anwendungen: Beispiel Elektromobilität

In der Automobil- und Energiewirtschaft wie auch auf politischer Ebene werden derzeit vor dem Hintergrund eines umfassenden Klimaschutzes große Hoffnungen in die Elektrifizierung des Individualverkehrs gesetzt. Der elektrische Antrieb bietet gegenüber dem konventionellen Verbrennungsmotor vielfältige Vorteile. So verursachen Elektrofahrzeuge lokal keine Luftschadstoffe und erheblich niedrigere Lärmemissionen.[344] Zugleich erreicht der Batterie-Elektroantrieb schon heute wesentlich höhere Wirkungsgrade von etwa 70 - 80% in der Umwandlung der gespeicherten Energie in Bewegungsenergie gegenüber 20 - 28% beim Verbrennungsmotor. Er bietet damit grundsätzlich großes Potential, die Energieeffizienz und die Klimabilanz des Verkehrssektors zu

[341] Vgl. IEA(2010a), S. 151

[342] Vgl. auch BMU(2009), S. 53

[343] Vgl. IEA(2010a), S. 153 f. und DPG(2010), S. 130

[344] Vgl. auch Pehnt und Höpfner (2007), S. 5

verbessern. Gegenwärtig lassen sich in der EU wie in Deutschland rund 20% der gesamten Treibhausgasemissionen auf den Verkehrssektor zurückführen, von denen wiederum über 90% durch den Straßenverkehr verursacht werden.[345] Daneben erlaubt der elektrische Antrieb auch die Nutzung einer breiteren energetischen Ressourcenbasis und eröffnet so Möglichkeiten, die heute noch sehr hohe Abhängigkeit von fossilen Kraftstoffen im Verkehrssektor – EU-weit sind 71% des Gesamtverkehrs und 97% des Straßenverkehrs von Mineralöl abhängig – zu vermindern.[346] Die möglichen Vorteile der Elektromobilität umfassen daher ökologische, ökonomische und politische Aspekte, angesichts derer weitgehende Einigkeit besteht, dass batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen und „Plug-in-Hybridfahrzeugen" die Zukunft gehören wird.[347] Diesen Konsens hat die Bundesregierung im Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität aus dem Jahr 2009 aufgegriffen und ambitionierte Zielsetzungen für die Markteinführung von Elektrofahrzeugen aufgestellt. Bis zum Jahr 2020 sollen eine Million, bis zum Jahr 2030 fünf Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland betrieben werden und bis 2050 fossile Kraftstoffe im Stadtverkehr weitgehend verdrängt werden.

Trotz der zahlreichen positiven Aspekte sind auf dem Weg zur breiten Marktdurchdringung durch Elektrofahrzeuge noch erhebliche Barrieren zu überwinden. Geringe Energiedichten der bisher verfügbaren Stromspeicher erlauben selbst bei großen und entsprechend schweren Batterien nur relativ geringe Reichweiten. Probleme bereiten auch ihre Langlebigkeit, Temperaturempfindlichkeit, Sicherheit und Recyclingfähigkeit.[348] Zwar zeigen verschiedene Studien zum heutigen Fahrverhalten, dass die durchschnittlich im Alltag zurückzulegenden Entfernungen selbst mit der verfügbaren Batterietechnik zu bewältigen wären, denn an ca. 80% der Tage eines Jahres wird etwa nur eine Wegstrecke von unter 40 km zurücklegt.[349] Zusammen mit den bisher notwendigen, langen Ladevorgängen begrenzen die eingeschränkten Reichweiten jedoch die Flexibilität der Fahrzeugnutzung, die den Individualverkehr auf Basis fossiler Kraftstoffe bislang auszeichnet. Aus sozio-ökonomischer Perspektive erscheint daher die breite Akzeptanz batteriegetriebener Elektrofahrzeuge problematisch, insbesondere wenn man der verringerten Flexibilität die bislang wesentlich höheren Anschaffungskosten für Elektrofahrzeuge gegenüberstellt. Eine flexible Nutzbarkeit von Elektrofahrzeugen erfordert nicht nur Fortschritte in der Batterietechnik, sondern auch den Aufbau einer umfassenden Ladeinfrastruktur, wobei hier die Frage, ob dabei vorwiegend auf Schnellla-

[345] Vgl. DPG(2010), S. 35 oder auch Brunnert et al. (2010), S. 1

[346] Vgl. Schill(2010), S. 3 und DPG(2010), S. 35

[347] Vgl. DPG(2010), S. 36

[348] Vgl. auch DPG(2010), S. 41 ff.

[349] Vgl. Pehnt und Höpfner (2007), S. 4 oder Schill(2010), S. 4

de-Stationen oder Batterie-Wechselstationen gesetzt werden sollte, nicht abschließend geklärt scheint.[350] Als wichtige Voraussetzung für Investitionen in die Ladeinfrastruktur fehlt zudem eine internationale Standardisierung der Lade-, Verbindungs- und Abrechnungstechnik.[351]

Eines der zentralen Argumente für die Elektrifizierung des Individualverkehrs ist die Verbesserung der Effizienz- und Klimabilanz des Verkehrssektors. Bis die Potentiale der Elektromobilität tatsächlich voll ausgeschöpft werden können, besteht allerdings noch großer Handlungsbedarf. Zwar versprechen elektrische Antriebe deutliche Effizienzvorteile gegenüber Verbrennungsmotoren und in jedem Fall lokal (Lärm- und Schadstoff-)Emissionseinsparungen. Die Gesamtbilanz an Treibhausgasemissionen sowie die Energieeffizienz von Elektrofahrzeugen hängt aber vom Kraftwerkspark, der den eingesetzten Strom bereitstellt, und dem Endenergieverbrauch der Fahrzeuge ab. Letzterer wird durch zahlreiche Faktoren bestimmt, wie etwa der eingesetzten Batterietechnik und deren Eigenverbrauch, des Wirkungsgrads des Ladegeräts, der Fahrzeuggröße, dem Nutzungsmuster oder dem Wirkungsgrad des Antriebs.[352] Abschätzungen der Klima- und Energiebilanz von batteriegetriebenen Elektrofahrzeugen im Vergleich zu Fahrzeugen mit konventionellen Diesel- oder Benzinmotoren liefern auf Basis des heutigen Energiemix in Deutschland nur leichte Vorteile für Elektrofahrzeuge.[353]

Tabelle 5.9
Energieeffizienz eines Diesel- und Elektrofahrzeugs der Kleinwagenklasse im Vergleich

	Dieselfahrzeug		**Elektrofahrzeug**	
Nutzenergiebedarf	11 kWh/100km		11 kWh/100km	
Antriebsnutzungsgrad		*23%*		*75%*
Spezif. Endenergieverbrauch	49 kWh/100km		15 kWh/100km	
Bereitstellungsnutzungsgrad der Endenergie*		*88%*		*35%*
Spezif. Primärenergieverbrauch	55 kWh/100km		43 kWh/100km	
*Kumulierter Energieaufwand für Herstellung***		*100 GJ*		*180 GJ*
bezogen auf 120.000 km Lebensfahrleistung	24 kWh/100km		42 kWh/100km	
Spezif. Gesamtenergieaufwand	79 kWh/100km		85 kWh/100km	

*Bereitstellungsnutzungsgrad der Endenergie berücksichtigt für das Dieselfahrzeug Verluste in Raffinerien und Tankstellennetz, für das Elektrofahrzeug Verluste in Kraftwerkspark und Übertragungsnetz
**Die kumulierter Energieaufwand für Herstellung des Elektrofahrzeugs geht von einem Batterieaustausch bei 120.000 km Gesamtfahrleistung aus

Quelle: DPG(2010), S. 39

[350] Vgl. etwa Gohla-Neudecker et al. (2010), S. 1

[351] Vgl. Schill(2010), S. 4

[352] Vgl. etwa Pehnt und Höpfner (2007), S. 5 f.

[353] Vgl. etwa Schill(2010), S. 3, Pehnt und Höpfner (2007), S. 6 oder DPG(2010), S. 38 f.

Dies verdeutlicht eine Beispielrechnung auf Basis des spezifischen Endenergieverbrauchs eines Elektrofahrzeugs der Golf- bzw. Mittelklasse von ca. 20 kWh/100km. Aus der Multiplikation mit den spezifischen CO_2-Emissionen des gegenwärtigen Kraftwerkparks in Deutschland von rund 600 gCO_2/kWh errechnen sich spezifische CO_2-Emissionen des Elektrofahrzeugs in Höhe von etwa 120 gCO_2/100km – ein Wert, der unterhalb dem der heutigen Fahrzeugflotten der Automobilindustrie liegt, jedoch auch mit konventionellen Antrieben erreicht werden kann.[354] Allerdings kommen bei einer Elektrifizierung des Verkehrs sämtliche Verbesserungen der Energieeffizienz und Emissionsbilanz des Kraftwerksparks unmittelbar der Bilanz der *gesamten* Elektrofahrzeug-Flotte zugute, so dass längerfristig mit geeigneter Wahl der Primärenergiequellen (und/oder der Technologien) in der Stromerzeugung die Emissionsbilanz des Verkehrssektors deutlich verbessert werden kann.

Für die Energiewirtschaft ergeben sich mit einer Elektrifizierung des Individualverkehrs Chancen und Herausforderungen zugleich. So eröffnet etwa die Errichtung einer geeigneten Ladeinfrastruktur für die Energiewirtschaft ein neues Geschäftsfeld, das jedoch zunächst umfangreiche Investitionen voraussetzt.[355] Verschiedene Pilotprojekte, oft auf Basis von Kooperationen zwischen der Automobilindustrie und den Energieversorgern, sollen die Potentiale von Elektrofahrzeugen als dezentrale Energiespeicher in Deutschland ausloten.[356]

Die Abdeckung des zusätzlichen Stromverbrauchs stellt dabei eine vergleichsweise geringe Herausforderung dar. Legt man etwa für Elektrofahrzeuge der Mittelklasse mit einem spezifischen Endenergieverbrauch von ca. 20 kWh/100km eine durchschnittliche Jahreskilometerleistung von 12.500 km zugrunde, würde ein zusätzlicher Jahres-Stromverbrauch von rund 2,5 TWh pro 1 Mio. Elektrofahrzeuge anfallen, der lediglich etwa 0,4% des Jahresstromverbrauchs in Deutschland entspricht.[357] Der zusätzliche Energiebedarf dürfte damit das Energiesystem auch bei Umsetzung der ambitionierten Ziele der Bundesregierung längerfristig nicht überfordern. Bei ungesteuerter Aufladung würde dieser Zusatzbedarf der Fahrzeuge aber vorwiegend morgens sowie am frühen Abend und so gerade in Zeiten hoher Kapazitäts-Auslastung im Kraftwerkparks anfal-

---

[354] Vgl. zu dieser Abschätzung: Pehnt und Höpfner (2007), S. 6 und DPG(2010), S. 39

[355] Vgl. auch Oesterwind und Geier (2009)

[356] Vgl. etwa Pilotprojekte von RWE und der Daimler in Berlin (http://www.rwe-mobility.com/web/cms/de/236760/rwemobility/pilotprojekte/), von Vattenfall und BMW in Berlin (MINI E Berlin, http://www.vattenfall.de/de/mini-e-berlin.htm) oder von E.ON und Volkswagen (http://www.eon-energie.com/pages/eea_de/Innovation/Innovation/E-Mobilitaet/VW-Flottenversuch/index.htm) bzw. BMW (MINI E München, http://www.eon-energie.com/pages/eea_de/Innovation/Innovation/E-Mobilitaet/MINI_E_Projekt/index.htm)

[357] Vgl. etwa DPG(2010), S. 40

len. Bereits kleine Elektrofahrzeugflotten könnten deshalb wegen ihrer relativ hohen Anschlussleistung zu kritischen Lastspitzen im Versorgungsnetz führen. Eine gezielte Steuerung der Aufladung ist daher aus Gründen der Netzstabilität unerlässlich und verspricht über eine gleichmäßigere Auslastung der (konventionellen) Kraftwerkskapazitäten zugleich ökonomische Vorteile. Bereits der heutige (konventionelle) Kraftwerkspark wäre so bei gesteuerter Aufladung wohl in der Lage, den Energiebedarf selbst großer Fahrzeugflotten zu decken.[358] Im Hinblick auf die Verbesserung der Emissionsbilanz des Verkehrssektors kann allein die bessere Auslastung vorwiegend konventioneller Kraftwerke jedoch nicht zielführend sein. Da zudem der Verbrauch erneuerbaren Stroms im Verkehrssektor lediglich erneuerbare Energien in anderen Anwendungsbereichen ersetzt, scheint trotz des überschaubaren zusätzlichen Energiebedarfs mit dem Ausbau der Elektromobilität daneben ein zusätzlicher Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich.[359]

Die gesteuerte Aufladung setzt eine Einbindung der Elektrofahrzeuge in das gesamte Energieversorgungssystem voraus, die besondere Anforderungen an die zu errichtende Lade- und Netzinfrastruktur stellt, um trotzdem noch eine weitgehend flexible Nutzbarkeit der Fahrzeuge zu gewährleisten (vgl. auch Kapitel 5.4). Dies gilt verschärft für das V2G-Konzept, bei dem Elektrofahrzeuge nicht nur gesteuert geladen, sondern auch als dezentrale Speicher und zur Regelung fluktuierender Einspeisung eingesetzt werden sollen. In diesem Zusammenhang wird der Elektromobilität auch für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Ausgleich des zunehmenden Anteils fluktuierender Energieeinspeisung große Bedeutung zugesprochen. Dem Konzept liegt zugrunde, dass derzeit ca. 88% aller Fahrzeuge gleichzeitig parken und damit zumindest theoretisch als Speicher zur Verfügung stehen würden.[360] Allerdings beschränkt sich bereits die rechnerische Speicherkapazität selbst von einer Million Elektrofahrzeugen bei zunächst realistischen Batteriekapazitäten auf nur rund 10 GWh. Sie erreicht damit im besten Falle die Größenordnung des größten Pumpspeicherkraftwerks in Deutschland und würde gerade zur Zwischenspeicherung der heute installierten Windenergieleistung für 20 Minuten genügen.[361] Aufgrund der relativ hohen Anschlussleistung der Elektrofahrzeuge dürfte das Konzept besser für leistungsintensive, zeitkritische Anwendungen wie der Regelenergiebereitstellung geeignet zu sein.[362] Eine Million Fahrzeuge könnten bei einer Anschlussleistung von (nur) 3 kW eine Regelenergieleistung von 3 GW und so

[358] Vgl. Schill(2010), S. 6 f.

[359] Vgl. etwa Pehnt und Höpfner (2007), S. 6

[360] Vgl. etwa BMU(2009), S. 62 f. oder Schill (2010), S. 8

[361] Vgl. DPG(2010), S. 40

[362] Vgl. Schill(2010), S. 8

knapp die Hälfte der heute in Pumpspeicherkraftwerken installierten Leistung bereitstellen.[363] Insgesamt erscheinen aber die infrastrukturellen und technischen Hürden erheblich, da möglichst viele Parkplätze mit den aufwendigen Netzanschlüssen ausgestattet und auch die Fahrzeugbatterien erst für das zusätzliche, ohnehin kritische Be- und Entladen ausgelegt werden müssten.[364]

Die Elektrifizierung des Individualverkehrs verspricht unbestreitbar große Potentiale für die Verbesserung der Effizienz- und Klimabilanz des Verkehrssektors. Angesichts der zum Teil noch hohen technischen und infrastrukturellen Hürden sollten jedoch mittelfristig nicht zu weitreichende Hoffnungen mit ihr verbunden werden. Auch die Automobilindustrie scheint noch mit einem Entwicklungszeitraum von rund 20 Jahren zu rechnen, bis batteriebetriebene Elektrofahrzeuge und „Plug-in"-Hybridfahrzeuge eine dominante Marktposition einnehmen werden.[365] Selbst bei schneller technologischer Entwicklung und hohen Anteilen der Elektrofahrzeugen an den Neuzulassungen stützt die nur langsame Erneuerung des Fahrzeugbestands in Deutschland durch jährlich etwa drei bis vier Mio. neuzugelassener Fahrzeuge bei einer Flotte von etwa 41 Mio. diese Einschätzung.[366] Zudem sollte nicht vernachlässigt werden, dass technische Fortschritte etwa in der Batterietechnik und die Errichtung einer geeigneten Ladeinfrastruktur allein nicht für das Ausschöpfen der Klimaschutzpotentiale genügen werden, sondern sich letztlich durch diesen zusätzlichen Strom-Anwendungsbereich der Druck verschärfen wird, die spezifischen CO_2-Emissionen im Kraftwerkspark deutlich zu senken.

5.6 Fazit

Vor dem Hintergrund zunehmender Klimaschutzanstrengungen wird in den Bereichen Energieerzeugung und -verteilung an einer Reihe verschiedener Technologien gearbeitet. Die Schwerpunkte der Forschungs- und Entwicklungsarbeit liegen in der Weiterentwicklung bereits eingesetzter, konventioneller Technologien und ihrer Anpassung an die Anforderungen eines effektiven Klimaschutzes insbesondere durch weitere Steigerungen der Wirkungsgrade, aber auch durch die großtechnische Umsetzung von CCS. Ebenso zentral ist die Erschließung neuer, klimaverträglicher Energiequellen. Vielfach kommt der Senkung der Kosten bei Wahrung des hohen Niveaus der Versorgungssicherheit eine tragende Rolle zu. Neben den noch zu bewältigenden technologischen und ökonomischen Hürden wirft dabei auch die meist fluktuierende Energiebereitstellung

[363] Vgl. DPG(2010), S. 41
[364] Vgl. Pehnt und Höpfner (2007), S. 12 f.
[365] Vgl. etwa DPG(2010), S. 36
[366] Vgl. Schill(2010), S. 4

der erneuerbaren Energiequellen Probleme auf. Vielversprechend für ihre effiziente Integration in das bestehende Versorgungsnetz erscheinen die stärkere Vernetzung der einzelnen Stellen des Versorgungssystems über moderne Kommunikationstechnologien (Smart Grids) sowie die Weiterentwicklung neuer, großtechnischer Ansätze zur Speicherung der Energie.

Die erneuerbaren Energien leisten gegenwärtig schon einen wichtigen Beitrag zur Deckung des Strombedarfs in Deutschland. Die Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den vergangenen zwei Jahrzehnten war nur möglich durch umfangreiche, staatlich initiierte Fördermaßnahmen, worunter die Vergütungsregelung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von besonderer Bedeutung ist. Das hat aber auch erhebliche finanzielle Belastungen für die Verbraucher, die im Zeitverlauf noch weiter zunehmen werden, zur Folge.

Diesen Aspekten der (Energie-) Stromerzeugung und -verteilung steht eine sehr wahrscheinlich noch wachsende Zahl strombasierter Anwendungen gegenüber – ein Trend, der teilweise, wie auch das Beispiel der Elektromobilität verdeutlicht, ebenso durch die gesamtwirtschaftlichen Klimaschutzanstrengungen angestoßen wird, der zugleich aber die Bedeutung weiterer Entwicklungserfolge im Bereich der Energieerzeugung und -verteilung weiter unterstreicht.

Die Energiewirtschaft steht im Zentrum dieser Herausforderungen. Sie begegnet diesen insbesondere im Rahmen enger Kooperationen mit anderen Industriezweigen wie etwa dem Maschinen- und Anlagenbau, durch die neue technologische Entwicklungen an die großtechnische Einsatzreife und die Standards des Energiesystems herangeführt werden. Eigenständige Forschung und Entwicklung steht dagegen auch im Vergleich zu vielen anderen Branchen eher zurück. Die weiter zunehmende Zahl strombasierter Anwendungen eröffnet der Energiewirtschaft aber auch Chancen, wie im Fall der Elektromobilität neue Geschäftsbereiche zu erschließen.

Letztlich versprechen Innovationen bzw. technischem Fortschritt die einzige Lösung, die Eckpunkte des Zieldreiecks einer zukunftsfähigen Energieversorgung – Klimaschutz unter Wahrung eines hohen Maßes an Versorgungssicherheit bei einer zugleich kostengünstigen Versorgung – miteinander zu vereinen. Auf längere Sicht stoßen die drängenden Anforderungen eines effektiven Klimaschutzes dabei aber eine Entwicklung an, die aufgrund der begrenzten Mengen fossiler Energieträger ohnehin unausweichlich wäre. Sie verschärfen die Problematik der langfristigen Anpassung allerdings insofern, als die Transformation des Energiesystems und der wirtschaftlichen Strukturen schneller als allein durch die Erschöpfbarkeit der Ressourcen gefordert vollzogen werden sollte.

6. Gesamtfazit

Die Bedeutung der Energiewirtschaft für die Volkswirtschaft hat zahlreiche Dimensionen. Wie der Vergleich verschiedener Länder Europas zeigt, ist der Energieverbrauch von dem Entwicklungsniveau, der jeweiligen Wirtschaftsstruktur und den sonstigen Ausgangsbedingungen abhängig. Die Struktur des Primärenergieverbrauchs wird vielfach stark von den im eigenen Land verfügbaren Energieressourcen und den Bedingungen für Energieimporte beeinflusst. Aber auch der technische Stand der Energienutzung, der sich in der Entwicklung der Energieproduktivität konkretisiert, ist von wesentlichem Einfluss. Die Struktur des Endenergieverbrauchs wird überwiegend von der Wirtschaftsstruktur, den klimatischen Bedingungen, den räumlichen Verhältnissen und den energiepolitischen Rahmenbedingungen bestimmt. Aus dem Vergleich der verschiedenen europäischen Länder kann insbesondere festgehalten werden:

- Der gesamte Primärenergieverbrauch in den EU-27-Ländern nimmt derzeit noch zu, wobei es in den einzelnen Ländern gegensätzliche Tendenzen gibt; Deutschland hat den mit Abstand größten Anteil am Primärenergieverbrauch in der EU-27.
- Beim Primärenergieverbrauch nach Energieträgern dominieren in der EU-27 die fossilen Brennstoffe, mit Erdöl und Erdgas an der Spitze.
- Die Energieintensität ist in allen Ländern rückläufig; in der gesamtem EU-27 ging der Primärenergieverbrauch bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt zwischen 1997 und 2007 um fast 1,9% im Jahresdurchschnitt zurück.
- Der Endenergieverbrauch in der EU steigt noch leicht an; der höhere Energiebedarf im Verkehrssektor und bei Dienstleistungen übertrifft den Rückgang in der Industrie und bei den Haushalten.
- Gegen den generellen Trend eines abnehmenden Energieverbrauchs nimmt der Stromverbrauch in der europäischen Industrie weiter zu.
- Die deutsche Industrie hat eine herausragende Stellung in Europa, sowohl was ihre absolute Bruttowertschöpfung betrifft, als auch ihren Beitrag zur gesamten Wirtschaftsleistung in Deutschland; das spiegelt sich auch darin wieder, dass auf die deutsche Industrie 2007 rund 18% des industriellen Energieverbrauchs der EU-27 entfiel.
- Von der Bevölkerungsentwicklung in Deutschland dürften langfristig dämpfende Wirkungen auf den Energieverbrauch ausgehen; beim Stromverbrauch pro Kopf ist allerdings noch auf absehbare Zeit mit einem Zuwachs zu rechnen.
- Die Abhängigkeit Europas von Energieimporten nimmt derzeit noch zu und dürfte weiter hoch bleiben; 2007 wurde in den EU-27-Ländern rund 53% des Primärenergieverbrauchs durch Importe gedeckt.

Die Energiewirtschaft ist einer der führenden Wirtschaftszweige in Deutschland. Dabei wurden die Strom-, Gas- und Fernwärmeversorgung, die Gewinnung von Kohle, Erdgas und Erdöl sowie die Verarbeitung von Mineralöl und Kohle in der Analyse erfasst. Die deutsche Energiewirtschaft wird von der Energieversorgung, also der Versorgung mit Strom, Gas und Fernwärme, dominiert. In allen wichtigen wirtschaftlichen Größen, wie Beschäftigtenzahl, Produktion, Wertschöpfung und Anlagevermögen, hat die Energieversorgung einen Anteil an der gesamten Energiewirtschaft zwischen 75 und 90%.

Im Vergleich der gesamten Energiewirtschaft mit den beiden großen Industriebranchen Chemie und Automobilbau nahm sie 2008 beim Produktionswert, der Bruttowertschöpfung und den Investitionen den zweiten Rang ein, bei der Anzahl der Beschäftigten den dritten Platz. Ein Kennzeichen der Energiewirtschaft ist ihr hoher Kapitaleinsatz. Produktion und Wertschöpfung werden in der Energieversorgung mit wesentlich weniger Beschäftigten, aber mehr Kapital erwirtschaftet als in den beiden Industriebranchen. Daraus resultiert für die Energieversorgung eine weit überdurchschnittlich hohe Arbeitsproduktivität. Auch stellt die Energiewirtschaft einen der großen Investoren in Deutschland dar. Zwar lagen ihre absoluten Investitionen 2008 leicht unter denen der Automobilindustrie, bei der Investitionsquote, also den Investitionen bezogen auf den Produktionswert, übertrifft die Energiewirtschaft die beiden Industriebranchen aber deutlich. Zudem ist der Modernitätsgrad des Anlagevermögens höher als in den zum Vergleich herangezogenen Industriebranchen.

Eine Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Investitionen der Energieversorger erbrachte, dass unter günstigen Bedingungen – keine Knappheit der Produktionsfaktoren zu gegebenen Preisen vorausgesetzt – durch 1 Milliarde Euro zusätzliche Investitionsausgaben eine gesamte Produktion von 2,86 Milliarden Euro angestoßen werden könnte. Durch diese Investitionen in der Energieversorgung wäre mit einer Beschäftigung von insgesamt rund 18.000 Personenjahren zu rechnen.

Eine sichere und kostengünstige Stromversorgung ist eine unverzichtbare Basis für jede moderne Industriegesellschaft. Deutschland nimmt bei der Versorgungssicherheit einen weltweiten Spitzenplatz ein. Diesem kommt auch deshalb eine hohe Bedeutung in der Volkswirtschaft zu, da viele wachstums- und beschäftigungsrelevanten Prozesse von der zuverlässigen Verfügbarkeit kostengünstiger Energie abhängig sind.

Der Wert einer sicheren Versorgung übersteigt den Marktpreis von Elektrizität bei Weitem. Es ist anzunehmen, dass das Aufwands-Ertrags-Verhältnis bei zunehmendem Sicherheitsniveau immer ungünstiger wird. Daher muss jede Maßnahme zur weiteren Er-

höhung des Niveaus der Versorgungssicherheit einer entsprechenden Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen werden.

Die Wertschätzung von Versorgungssicherheit ist zwischen den Verbrauchergruppen unterschiedlich stark ausgeprägt. Die hierzu durchgeführte Auswertung einer Reihe von Studien kommt zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit wesentlich höher bewertet wird als im Strompreis zum Ausdruck kommt. Das gilt für private Haushalte, aber noch stärker für die Industrie. Vier der analysierten Studien haben den Wert für den Industriesektor in der Bandbreite von 8 bis 14 € pro Kilowattstunde berechnet. Der mittlere Wert dieser Spanne entspricht etwa dem Hundertfachen des Preises, den die Industrie im Durchschnitt für Strom bezahlt. Bei der Wahl des Versorgungsniveaus sollte eine Gewichtung der unterschiedlichen Interessen stattfinden, um den für die Volkswirtschaft optimalen Wert zu erreichen.

Die Anforderungen an Konzepte der Versorgungssicherheit sind ständigen Veränderungen unterworfen. Diese bestimmen sich sowohl aus den vorhandenen politischen Rahmenbedingungen als auch aus den technologischen Gegebenheiten und Möglichkeiten im Energiesektor. Als eine besondere Herausforderung muss in diesem Zusammenhang auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und den langfristigen Atomausstieg hingewiesen werden. Nur durch kontinuierliche Überprüfung der verschiedenen Risikoebenen und gegebenenfalls durch Anpassen der Sicherheitsstrategie kann eine dauerhafte Annäherung an das optimale Niveau der Versorgungssicherheit sichergestellt werden.

Um ein hohes Maß an Versorgungssicherheit in Deutschland weiterhin sichern zu können, müssen grundlegende Rahmenbedingungen festgelegt werden. Mit Blick auf den momentan stattfindenden Strukturwandel im Energiemarkt betrifft dies im Wesentlichen eine geeignete Wahl des Energiemix und die Gewährung von Planungssicherheit für die Energiewirtschaft zur Realisierung der notwendigen Investitionen. Diese sind der Schlüssel zur Aufrechterhaltung des hohen Maßes an Versorgungssicherheit. Dementsprechend sind die Versorgungsunternehmen gefordert, die durch die Politik geschaffenen Handlungsspielräume optimal auszufüllen.

Die Anteile der Energiekosten am Bruttoproduktionswert für ausgewählte Branchen des verarbeitenden Gewerbes unterscheiden sich deutlich. Als augenfällig kann in diesem Zusammenhang bezeichnet werden, dass zu dieser Heterogenität noch der Aspekt hinzutritt, dass in einigen Branchen diese Anteile im Zeitverlauf starken Veränderungen unterworfen waren.

Der internationale Vergleich der Entwicklung der Strompreise für die Industrie und die Haushalte hat belegt, dass sich die Preise in Deutschland im Vergleich stets über dem Durchschnitt der befunden haben und dass in Deutschland in der jüngeren Vergangenheit ausgesprochen starke Strompreisanstiege zu verzeichnen waren. Dazu haben in beträchtlichem Umfang Belastungen beigetragen; die aus energiepolitischen Maßnahmen, wie z. B. der Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung, resultieren.

Vor allem der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat erhebliche finanzielle Belastungen für die Verbraucher, die im Zeitverlauf noch weiter zunehmen werden, zur Folge. Zu einem beträchtlichen Teil ist das auf den Ausbau der solaren Stromerzeugung zurückzuführen, in die derzeit gut die Hälfte der gesamten Investitionsausgaben für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien investiert wird. Der daraus resultierende Beitrag zur Stromversorgung ist jedoch vergleichsweise gering.

Auch die gesamtwirtschaftlichen Effekte des Ausbaus und des Betriebs der Stromerzeugungsanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien dürften eher negativ ausfallen. Denn die durchaus positiven Effekte, die vor allem aus der Errichtung der Anlagen resultieren, dürften von den negativen Wirkungen während der Nutzungsdauer übertroffen werden. Von besonderer Bedeutung sind dabei die wegen der durch die erneuerbaren Energien höheren Strompreise bei den Verbrauchern fehlenden Mittel für Konsum und Investitionen.

Ein zentrales Problem der Stromerzeugung mit Windkraft- und Solaranlagen betrifft die zufällige Verfügbarkeit dieser Anlagen. Das kann zu starken Beeinträchtigungen der Versorgungssicherheit führen und erfordert die Vorhaltung entsprechender Reserve- oder Speicherkapazitäten – mit den damit verbundenen zusätzlichen Kosten. Dazu kommen hohe Investitionen zur Einbindung des Stroms aus Windkraftwerken.

Vor dem Hintergrund zunehmender Klimaschutzanstrengungen wird in den Bereichen Energieerzeugung und -verteilung an einer Reihe verschiedener Technologien gearbeitet. Die Schwerpunkte der Forschungs- und Entwicklungsarbeit liegen in der Weiterentwicklung bereits eingesetzter, konventioneller Technologien und ihrer Anpassung an die Anforderungen eines effektiven Klimaschutzes insbesondere durch weitere Steigerungen der Wirkungsgrade, aber auch durch die großtechnische Umsetzung von CCS. Ebenso zentral ist die Erschließung neuer, klimaverträglicher Energiequellen. Vielfach kommt der Senkung der Kosten bei Wahrung des hohen Niveaus der Versorgungssicherheit eine tragende Rolle zu. Neben den noch zu bewältigenden technologischen und ökonomischen Hürden wirft dabei auch die meist fluktuierende Energiebereitstellung der erneuerbaren Energiequellen Probleme auf. Vielversprechend für ihre effiziente

Integration in das bestehende Versorgungsnetz erscheinen die stärkere Vernetzung der einzelnen Stellen des Versorgungssystems über moderne Kommunikationstechnologien (Smart Grids) sowie die Weiterentwicklung neuer, großtechnischer Ansätze zur Speicherung der Energie.

Die erneuerbaren Energien leisten gegenwärtig schon einen wichtigen Beitrag zur Deckung des Strombedarfs in Deutschland. Die Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den vergangenen zwei Jahrzehnten war nur möglich durch umfangreiche, staatlich initiierte Fördermaßnahmen, worunter die Vergütungsregelung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von besonderer Bedeutung ist. Das hat aber auch erhebliche finanzielle Belastungen für die Verbraucher, die im Zeitverlauf noch weiter zunehmen werden, zur Folge.

Diesen Aspekten der (Energie-) Stromerzeugung und -verteilung steht eine sehr wahrscheinlich noch wachsende Zahl strombasierter Anwendungen gegenüber – ein Trend, der teilweise, wie auch das Beispiel der Elektromobilität verdeutlicht, ebenso durch die gesamtwirtschaftlichen Klimaschutzanstrengungen angestoßen wird, der zugleich aber die Bedeutung weiterer Entwicklungserfolge im Bereich der Energieerzeugung und -verteilung weiter unterstreicht.

Die Energiewirtschaft steht im Zentrum dieser Herausforderungen. Sie begegnet diesen insbesondere im Rahmen enger Kooperationen mit anderen Industriezweigen wie etwa dem Maschinen- und Anlagenbau, durch die neue technologische Entwicklungen an die großtechnische Einsatzreife und die Standards des Energiesystems herangeführt werden. Eigenständige Forschung und Entwicklung steht dagegen auch im Vergleich zu vielen anderen Branchen eher zurück. Die weiter zunehmende Zahl strombasierter Anwendungen eröffnet der Energiewirtschaft aber auch Chancen, wie im Fall der Elektromobilität neue Geschäftsbereiche zu erschließen.

Letztlich versprechen Innovationen bzw. technischem Fortschritt die einzige Lösung, die Eckpunkte des Zieldreiecks einer zukunftsfähigen Energieversorgung – Klimaschutz unter Wahrung eines hohen Maßes an Versorgungssicherheit bei einer zugleich kostengünstigen Versorgung – miteinander zu vereinen. Auf längere Sicht stoßen die drängenden Anforderungen eines effektiven Klimaschutzes dabei aber eine Entwicklung an, die aufgrund der begrenzten Mengen fossiler Energieträger ohnehin unausweichlich wäre. Sie verschärfen die Problematik der langfristigen Anpassung allerdings insofern, als die Transformation des Energiesystems und der wirtschaftlichen Strukturen schneller als allein durch die Erschöpfbarkeit der Ressourcen gefordert vollzogen werden sollte.

Anhang zu Kapitel 2:

Methodischer Ansatz zur Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Investitionen

Der methodische Ansatz ist aus dem folgenden Artikel entnommen: Jörg Peter Weiß, Produktions- und Beschäftigungseffekte des Baus von Kraftwerken, in: Hauff (Hrsg.), Energie-Wachstums-Arbeitsplätze, Reihe: Argumente in der Energiediskussion, Neckar Verlag 4/5, Villingen, 1978, S. 588 ff.

Für die Bilanzgleichung jedes Wirtschaftsbereiches gilt im offenen statischen Leontief Modell das folgende lineare Gleichungssystem:

$$\sum_{j=1}^{n} x_{ij} + y_i = x_i \tag{A.1}$$

mit i, j = 1, 2, …, n und

$$y_i = C_i + G_i + I_i + Ex_i \tag{A.2}$$

Dabei ergibt sich der Bruttoproduktionswert x_i des Wirtschaftsbereiches i als Summe der Vorleistungen x_{ij}, die dieser an andere Wirtschaftbereiche liefert und der Endnachfrage y_i, die sich aus dem privaten Konsum C_i , dem staatlichen Verbrauch G_i , den Investitionen I_i und den Exporten Ex_i zusammensetzt. Die Input Koeffizienten a_{ij} ergeben sich als:

$$a_{ij} = \frac{x_{ij}}{x_i} \tag{A.3}$$

Diese Koeffizienten entsprechen den Parametern der Leontief-Produktionsfunktion, so dass:

$$x_{ij} = a_{ij} x_j \tag{A.4}$$

Aus (A.1) und (A.4) folgt:

$$\sum_{j=1}^{n} a_{ij} x_j + y_i = x_i \tag{A.5}$$

Dies kann in Matrixschreibweise wie folgt ausgedrückt werden:

$$Ax + y = x \tag{A.6}$$

Die Lösung dieses Gleichungssystems lautet:

$$x = \left(E - A\right)^{-1} y = B\, y \tag{A.7}$$

E bezeichnet die Einheitsmatrix und $(E\text{-}A)^{-1} = B$ die Matrix der inversen Leontief-Koeffizienten. Im Fall der beliebigen Verfügbarkeit der primären Produktionsfaktoren zu den gegebenen Preisen kann die benötigte Menge an primären Produktionsfaktoren bestimmt werden, die notwendig ist, um x zu erzeugen:

$$D = A_P (E - A)^{-1} y = A_P B y \tag{A.8}$$

Darin ist D die Matrix der primären Produktionsfaktoren, deren Einsatz direkt oder indirekt durch die Investitionsnachfrage y induziert wird. Unter Berücksichtigung der durch die zusätzliche Produktion induzierten Einkommen und der daraus folgenden Konsumnachfrage kann das offene statische Leontief-Modell um den Einkommensmultiplikator erweitert werden. Dazu wird das Modell aus Gleichung (A.7) erweitert:

$$x^* = (E - A)^{-1} (E - R)^{-1} y \tag{A.9}$$

Dabei bezeichnet x^* die gesamten Produktionseffekte unter Berücksichtigung der Multiplikatoreffekte. Die Matrix $(E\text{-}R)^{-1}$ ist die Matrix der Verbrauchsmultiplikatoren, deren Koeffizienten angeben, welche Konsumausgaben für die Erzeugnisse des Wirtschaftsbereiches i durch die Nachfrage an Produkten des Wirtschaftsbereiches j und die daraus resultierenden Folgewirkungen induziert werden. Die Matrix R in Gleichung (A.9) ergibt sich aus:

$$R = w_1 w_2 A_P (E - A)^{-1} \tag{A.10}$$

Die Matrix A_p gibt den Einsatz primärer Produktionsfaktoren für jede Einheit der Produktion an. Der Vektor w_2 enthält die Anteile der primären Produktionsfaktoren, die wiederum für die private Endnachfrage verausgabt werden und w_1 bestimmt den Vektor der Verwendung der ermittelten privaten Verbrauchsausgaben auf die unterschiedlichen Wirtschaftsbereiche.

Tabelle 1:

Korrelation der Änderung der Investitionen mit den Änderungen des Bruttoinlandsprodukts zwischen 1992 und 2008

Wirtschaftsbereich	Korrelation	
Papiergewerbe	-0,27	
Luftfahrt	-0,26	
Fischerei und Fischzucht	-0,25	
Versicherungsgewerbe	-0,23	
H.v. Büromaschinen, DV- Geräten u. -Einrichtungen	-0,14	↑
Hilfs- u. Nebentätigk. f.d. Verkehr, Verkehrsverm.	-0,08	
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	-0,07	**antizyklisch**
Textilgewerbe	-0,03	
Kfz-Handel, Instandh. u. Rep. v. Kfz, Tankstellen	-0,02	
Kredit- und Versicherungshilfsgewerbe	0,02	
Datenverarbeitung und Datenbanken	0,02	
Ledergewerbe	0,09	**prozyklisch**
Recycling	0,09	
Vermiet. bewegl. Sachen ohne Bedienungspersonal	0,11	↓
Bekleidungsgewerbe	0,11	
Schifffahrt	0,13	
H.v. Geräten d. Elektriz.erzeug., -verteilung u.Ä.	0,16	
Kultur, Sport und Unterhaltung	0,16	
Sonstiger Fahrzeugbau	0,18	
Erbrg. v. wirtschaftlichen Dienstleistungen a.n.g.	0,18	
Rundfunk- und Nachrichtentechnik	0,18	
Verlags-, Druckgewerbe, Vervielfältigung	0,18	
Medizin-, Mess-, Steuertechnik, Optik, H.v. Uhren	0,19	
Herstellung von chemischen Erzeugnissen	0,20	
Einzelh.(oh.Handel m.Kfz u.Tankst.),Rep.v.G-gütern	0,20	
Kohlenbergbau, Torfgewinnung	0,24	
Ernährungsgewerbe	0,26	
Maschinenbau	0,26	
Erbringung von sonstigen Dienstleistungen	0,26	
Nachrichtenübermittlung	0,26	
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	0,28	
Landwirtschaft und Jagd	0,31	
Kohlenbergbau, Torfgew., Gew. v. Erdöl u.-gas usw.	0,32	
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	0,32	
Forschung und Entwicklung	0,32	
H.v. Möbeln, Schmuck, Musikinstr., Sportger. usw.	0,33	
Gew. v. Erdöl u. Erdgas, Erbrg. verb. Dienstleist.	0,37	
Gastgewerbe	0,38	
Tabakverarbeitung	0,38	
Herstellung von Metallerzeugnissen	0,40	
Metallerzeugung und -bearbeitung	0,41	
Wasserversorgung	0,41	
Energieversorgung	**0,43**	
Kokerei, Mineralölverarbeitung, H.v. Brutstoffen	0,48	
Forstwirtschaft	0,48	
Abwasser-, Abfallbeseitigung u. sonst. Entsorgung	0,49	
Landverkehr, Transport in Rohrfernleitungen	0,50	
Handelsvermittlung u. Großhandel (ohne Kfz)	0,52	
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	0,57	
Interessenvertr., kirchl. u. sonst. Vereinigungen	0,60	
Glasgew., H.v. Keramik, Verarb. v.Steinen u.Erden	0,61	
Baugewerbe	0,62	
Kreditgewerbe	0,64	
Öff. Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung	0,70	
Erzbergbau, Gew. v.Steinen u.Erden, sonst. Bergbau	0,71	
Erziehung und Unterricht	0,73	
Grundstücks- und Wohnungswesen	0,75	

Quelle: Statistisches Bundesamt; ifo Institut.

Literaturverzeichnis

Literatur zur Einleitung:

Brüderles Masterplan, in: Handelsblatt vom 4. November 2010, S. 14f.

Chiou-Wei, S.Z., C.F. Chen und Z.Zhu, (2008), „Economic growth and energy consumption revisited – Evidence from linear and nonlinear Granger causality“, Energy Economics, 30, 3063-3076

Costantini, V. und C. Martini (2010), „The causality between energy consumption and economic growth: A multi-sectoral analysis using non-stationary cointegrated panel data“, Energy Economics, 32, 591-603

Der leise Abschied der Industrie, in: Handelsblatt vom 3.November 2010, S. 1

Granger, C.W.J. (1969), “Investigate causal relations by econometric models and cross spectral methods”, Econometrica, 37, 424-438

Konzerne sagen Deutschland Ade, in: Handelsblatt vom 3. November 2010, S. 18f.

Kraft, J. und A. Kraft (1978), „On the relationship between energy and GNP“, Journal of Energy and Development, 3, 401-403

Kruse, Julius, Energiewirtschaft, Struktur und Wachstum, Reihe Industrie Heft 16, Berlin-München 1972

Lee, C.C. und J.D. Lee (2010), „A panel data anaylsis of the demand for total energy and electricity in OECD countries“, Energy Journal, 31, 1-23

Mahadevan, R. und J. Asafu-Adjaye (2007), „Energy consumption, economic growth and prices: A reassessment using panel VECM for developed and developing countries“, Energy Policy, 35, 2481-2490

Narayan, P.K. und R. Smyth (2008), „Energy consumption and real GDP in G7 countries: New evidence from panel cointegration with structural breaks“, Energy Economics, 30, 2331-2341

Toman, M.A. und B. Jemelkova (2003), „Energy and Economic Development: An Assessment of the State of Knowledge“, The Energy Journal, 24, 93-112
Wessels, Theodor, Die volkswirtschaftliche Bedeutung der Energiekosten, München 1956.

Zachariadis, T. (2007), “Exploring the relationship between energy use and economic growth with bivariate models: New evidence from G-7 countries”, Energy Economics, 29, 1233-1253

Literatur zu Kapitel 1:

AG Energiebilanzen, BWK Bd. 61 (2009) Nr. 6, verfügbar unter: http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=118, Zugriff 1.12.2010

AG Energiebilanzen, verfügbar unter:
http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65

BDEW (2010), Energiemarkt Deutschland, Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und
European Energy Regulators’ 2008 Annual Report, verfügbar unter: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_Annual-Report-2008.pdf

Eurostat 2010, verfügbar unter:
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/themes

Eurostat, Statistischen Jahrbuch 2010, verfügbar unter:
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/. Zugriff am 1.9.2010

Fernwärmeversorgung, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., verfügbar unter: www.bdew.de, Zugriff am 19.11.2010

http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2009:0115:FIN:EN:PDF

http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF

Schiffer, H.-W., (2010): Energiemarkt Deutschland. 11. Auflage, Köln (2010)

Statistisches Bundesamt 2010,
verfügbar unter: http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/, Zugriff am 19.11.2010

Literatur zu Kapitel 2:

Musil, Ludwig, Allgemeine Energiewirtschaftslehre, Wien-New York 1972

Statistisches Bundesamt, Produzierendes Gewerbe 2008, Fachserie 4, Reihe 6.1, Wiesbaden 2010

Statistisches Bundesamt, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Input-Output-Rechnung 2006, Wiesbaden 2010

Weiß, Jörg Peter, Produktions- und Beschäftigungseffekte des Baus von Kraftwerken, in: Hauff (Hrsg.), Energie-Wachstums-Arbeitsplätze, Reihe: Argumente in der Energiediskussion, Neckar Verlag 4/5, Villingen, 1978

Literatur zu Kapitel 3:

Ajodhia, V., M. van Gemert and R. Hakvoort, Electricity outage costs valuation: a survey, Discussion paper, DTe, Den Haag, 2002.

Balducci et al., Electrical Power Interruption Cost, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, 2002.

BDEW, Energiemarkt Deutschland: Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung, Berlin, 2010.

Beenstock et al., The Cost of Power Outages in the Business and Public Sectors in Israel: Revealed Preference vs. Subjective Valuation, Energy Journal, Vol. 18/2, S. 39-61, 1997.

Billinton, R. et al., Assessment of electric service reliability worth, Electrical Power & Energy Systems, Vol. 15/2, S. 95–100, 1993.

Bliem, Eine makroökonomische Bewertung zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz, IHSK discussion paper 02/05, 2005.

Bohi, D.R. und M.A. Toman, The Economics of Energy Security, Norwell, MA, 1996.

Böske, Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft, Münster, 2007.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Energierohstoffe 2009, Hannover, 2009.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Berlin, 2008.
Verfügbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoring-versorgungssicherheit-elektrizitaetsversorgung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf

Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, Bonn, 2010.
Verfügbar unter:
http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/191676/publicationFile/9294/Monitoringbericht2010Energiepdf.pdf

Caves, DouglasW. Et al., The cost of electric power interruptions in the industrial sector: estimates derived from interruptible service programs, Land Economics, Vol. 68/1, S. 49–61, 1992.

Corwin, J. L. und Miles W. T., Impact Assessment of the1977 New York City Black-out, US Department of Energy, Washington DC, 1987.

Council of European Energy Regulators (CEER), 4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, Brussels, 2008.
Verfügbar unter: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Electricity/2009/C08-EQS-24-04_4th%20Benchmarking%20Report%20EQS_10-Dec-2008_re.pdf

De Nooij, M., C.Koopmans und C.Bijvoet, The value of supply security: The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investment in networks, Energy Economics, Vol. 29, S. 277-295, 2007.

Electricité de France (EDF), Activity and Sustainable Development Report 2009, Paris, 2009.
Verfügbar unter: http://www.edf.com/html/RA2009/uk/pdf/EDF_RA09_full_va.pdf

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi) et al., Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung: Abschlussbericht 30.05.2008, Aachen, 2008.
Verfügbar unter: http://www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/analyse-und-bewertung-der-versorgungssicherheit-in-der-elektrizitaetsversorgung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi), Monetäre Bewertung der Netzzuverlässigkeit für eine effiziente Qualitätsanreizregulierung, EWI Working Paper Nr. 08.01, 2008.
Verfügbar unter: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user/WPs/ewiwp0801.pdf

Energiewirtschaftsgesetz - EnWG vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 4. November 2010 (BGBl. I S. 1483) geändert worden ist.

Erdmann, Georg, Indirekte Kosten der EEG-Förderung, Kurz-Studie im Auftrag der WirtschaftsVereinigungMetalle (WVM), August 2008, Berlin, 2008.
Verfügbar unter: http://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/Publications/2008_Erdmann_indirekte-EEG-Kosten.pdf

Frontier economics, Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen, Köln, 2009. Verfügbar unter: http://www.frontier-economics.com/_library/pdfs/PRS-Frontier-RWE_VOLL%20Study_18082008-stc.pdf

Frontier Economics und ewi, Energiekosten in Deutschland – Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich, Projekt 43/09, Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Köln, August 2010.

Verfügbar unter:
http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/energiekosten-deutschland-entwicklung-ursachen-internationaler-vergleich-langfassung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf

Gilmore, E.A. and Lave, L.B., Increasing backup generation capacity and system reliability by selling electricity during periods of peak demand. Conference Proceedings, 27th Association of Energy Economics North American Conference, Houston, TX, September 16 – 19, 2007.

Gronwald, M. und J.Lippelt, Kurz zum Klima: Regenerative Energie und Nettostromimporte, ifo Schnelldienst, Vol. 63/02, S. 34-35, 2010.

Grubb, M., L. Nutler und P. Twomey, Diversity and security in UK electricity generation: the influence of low-carbon objectives, Energy Policy, Vol. 34, S. 4050-4062, 2006.

IHK, Energiepreise und Unternehmensentwicklung in Baden-Württemberg: Auswertung einer Umfrage der Industrie- und Handelskammern Heilbronn-Franken, Hochrhein-Bodensee, Karlsruhe und Ostwürttemberg, Herbst 2008.
Verfügbar unter:
http://www.karlsruhe.ihk.de/produktmarken/innovation/Verborgene_Dateien_Innovation_und_Umwelt/Anlagen_Innovation_und_Umwelt/Umwelt/Energiepreise_und_Unternehmensentwicklung_in_Baden-Wuerttemberg.pdf

IEA, OECD - Electricity exports by destination, IEA Electricity Information Statistics (database), Paris, 2010 (Abgerufen am 17.11.2010).
Verfügbar unter: http://www.oecd-ilibrary.org/energy/data/iea-electricity-information-statistics/oecd-electricity-exports-by-destination_data-00458-en?isPartOf=/content/datacollection/elect-data-en

IEA, OECD - Electricity imports by origin, IEA Electricity Information Statistics (database), Paris, 2010 (Abgerufen am 17.11.2010).
Verfügbar unter:
http://www.oecd-ilibrary.org/energy/data/iea-electricity-information-statistics/oecd-electricity-imports-by-origin_data-00459-en?isPartOf=/content/datacollection/elect-data-en

IEA, Energy Security and Climate Policy – Assessing Interactions, Paris, 2007

Kariuki, K. K. und Allan R. N., Evaluation of Reliability Worth and Value of Lost Load, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 143, S. 71-180, 1996.

Löschel, A., U. Moslener und D.T.G. Rübbelke, Energy Security – Concepts and Indicators, Energy Policy, Vol. 38, S. 1607-1608, 2010.

Löschel, A., U. Moslener und D.T.G. Rübbelke, Indicators of Energy Security in Industrialised Countries, Energy Policy, Vol. 38, S. 1665-1671, 2010b.

Pfeiffer, Johannes, Luise Röpke und Jana Lippelt, Kurz zum Klima: Pumpspeicherwerke – bewährte Technologie für eine grüne Zukunft?, ifo Schnelldienst, Vol. 63/16, S. 44-46, 2010.

Réseau de Transport d'Electricité (RTE), Rapport d'Activité, La Défense, 2010. Verfügbar unter: http://www.rte-france.com/fr/nous-connaitre/qui-sommes-nous/nos-missions

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Ökonomische Wirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien, Essen, 2010.
Verfügbar unter: http://www.hk24.de/linkableblob/356940/data/rwi_studie_ee-data.pdf

Rutherford, J.P. et al., Linking consumer energy efficiency with security of supply, Energy Policy, Vol. 35, S. 3025-3035, 2007.

Samdal, K., Kjolle, G.H., Singh, B., Kvitastein, O., Interruption Costs and Consumer Valuation of Reliability of Service in a Liberalised Power Market, in: Proceedings of the 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, KTH, Stockholm, 2006.

Serra, P., Fierro, G., Outage costs in Chilean industry, Energy Economics, Vol. 19/4, S. 417-434, 2007.

Statistisches Bundesamt, Bedeutung der Industrie in den vergangenen 15 Jahren fast unverändert, Pressemitteilung Nr.146, 15.04.2009.

Verfügbar unter:
http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Presse/pm/2009/04/PD09__146__81,templateId=renderPrint.psml

Statistisches Bundesamt, Zahlen und Fakten: Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung, Wiesbaden, 2010.

Tishler, A., Optimal production with uncertain interruptions in the supply of electricity, European Economic Review, Vol. 37, S. 1259-1274, 1993.

Tol, R. S. J., The Value of Lost Load, ESRI Working Paper No. 214, 2007.
UCTE, Operations Handbook, Brussels, 2004.
Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/index.php?id=57

United Nations Development Programme (UNDP), World assessment energy overview: 2004 update, New York, 2004.
Verfügbar unter: http://www.undp.org/energy/weaover2004.htm

Vaves et al., The cost of electricity Power Interruptions in the Industrial Sector: Estimates Derived from interruptible Service Programs, Land Economics, Vol. 68/1, S. 49-61, 1992.

Verband der Netzbetreiber (VDN), TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, 2007.
Verfügbar unter:
https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/download/public/transmissioncode2007.pdf

Wacker, G. und R. Billinton, Customer cost of electric service interruptions, Proc. IEEE, Vol. 77/6, S. 919-939, 1989.

Literatur zu Kapitel 4:

Bank Sarasin & Cie. AG, Nachhaltigkeitsstudie: Solarenergie 2007, Der Höhenflug der Solarindustrie hält an, November 2007, Basel.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Zahlen und Fakten: Energiedaten, nationale und internationale Entwicklung, September 2010.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009, März 2010.

Erdmann, Georg, Indirekte Kosten der EEG-Förderung, Kurz-Studie im Auftrag der WirtschaftsVereinigungMetalle (WVM), August 2008, Berlin, 2008.
Verfügbar unter: http://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/Publications/2008_Erdmann_indirekte-EEG-Kosten.pdf

Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, Ch. M. und Vance, C., Die ökonomischen Wirkungen der Förderung erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland, in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, Jg. 59 (2010), Heft 2.

Gronwald, M. und J.Lippelt, Kurz zum Klima: Regenerative Energie und Nettostrom-importe, ifo Schnelldienst, Vol. 63/02, S. 34-35, 2010.

izes, Fraunhofer (ISI), DIW, gws, Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Januar 2010.

Energiepreise und Unternehmensentwicklung in Baden-Württemberg: Auswertung einer Umfrage der Industrie- und Handelskammern Heilbronn-Franken, Hochrhein-Bodensee, Karlsruhe und Ostwürttemberg, Herbst 2008.
Verfügbar unter:
http://www.karlsruhe.ihk.de/produktmarken/innovation/Verborgene_Dateien_Innovation_und_Umwelt/Anlagen_Innovation_und_Umwelt/Umwelt/Energiepreise_und_Unternehmensentwicklung_in_Baden-Wuerttemberg.pdf

Kartellamt fordert ein Umsteuern in der Ökostromförderung, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 17. September 2010.

Kosten für Ökostrom erreichen neue Höchststände, in: Handelsblatt vom 14. Oktober 2010.

Pressemitteilung der Übertragungsnetzbetreiber vom 15. Oktober 2010 über die EEG-Umlage für 2011.

Rendite des Sonnenstroms bleibt trotz Kürzung zweistellig, in: Handelsblatt vom 7. Juli 2010.

VDMA Power Systems, Bundesverband Windenergie e. V. (Hrsg.), Die Windindustrie in Deutschland, Wirtschaftsreport 2009.

Literatur zu Kapitel 5:

1. Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetz, – amtliche Fassung vom 11. August 2010.

Accenture, Understanding Consumer Preferences in Energy Efficiency – Accenture end-consumer observatory on electricity management 2010, verfügbar unter: http://www.accenture.com/NR/rdonlyres/AA01F184-9FFC-4B63-89BD-7BFA45397F13/0/Accenture_Utilities_Study_What_About_Consumers_Final.pdf

Barrett, S., The Coming Global Climate-Technology Revolution, Journal of Economic Perspectives, Vol. 23/2, S. 53-75, 2009

Beer, M., Corradini, R., Gobmaier, T., Köll, L., Podhajsky, R., Vogler, G., Zotz, M., CO_2-Verminderung in Deutschland – Teil II – Umwandlung und Industrie, Endbericht der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 3. überarbeitete Auflage, 2009

Birnbaum, U., Bongartz, R., Linssen, J., Markewitz, P., Vögele, S., Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung fossil basierte Kraftwerkstechnologien, Wärmetransport, Brennstoffzellen, Institut für Energieforschung, Systemforschung und Technologische Entwickluung IEF-STE, STE Research Report 01/2010, Jülich, 2010

Brunnert, S., Hoberg, P., Steyer, M.-A., Leimeister, S., Krcmar, H., Der Markt für Elektrofahrzeuge, et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Ausgabe 11-2010, 2010, verfügbar unter:
http://www.et-energie-online.de/index.php?option=com_content&view=article&id=331:der-markt-fuer-elektrofahrzeuge&catid=23:e-mobility&Itemid=27

Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Zur Förderung erneuerbarer Energien, Berlin 2004.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi(2010a), Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung, Stand 07.09.2010; verfügbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi(2010b), Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 28. September 2010, verfügbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=360808.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Energiedaten, April 2010.

Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Leitstudie 2008, Zusammenfassung der Ergebnisse, Oktober 2008.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Strom aus erneuerbaren Energien, EEG-Erfahrungsbericht 2007 und EEG 2009 im Überblick, Berlin 2009.

BMU-KI III1 nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand März 2010; Angaben vorläufig.

Deutsche Energie Agentur (dena), Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherkraftwerken und anderer Stromspeicher zur Integration der erneuerbaren Energien – Abschlussbericht, Berlin, 2010

Deutsche Energie Agentur (dena), Smart Meter – Informationen zu Hintergründen und Rahmenbedingungen, Berlin, 2009

Deutsche Energie Agentur (dena), Elektrizitätswirtschaftliche und energiepolitische Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelte für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken – Abschlussbericht, Berlin, 2008

Deutsche Physikalische Gesellschaft (DPG), Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem, Bad Honnef, 2010

Energiesysteme der Zukunft – Herausforderungen an die Grundlagenforschung für erneuerbare Energien und rationelle Energieanwendung, Projektträger Forschungszentrum Jülich, 2007

Energie- und Klimakompass – Innovationsbericht 2008, EnBW

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi), Energy Environmental Forecast Analysis GmbH (EEFA), Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, Berlin, 2008

Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland – Gemeinsamer Bericht des BMWi, BMU und BMBF für die Bundesregierung, 2007

EON(2009), CO_2-Abtrennung und -Speicherung – CCS für den Weg in eine nachhaltige Energiezukunft, E.ON, 2009

Erdmann, G., Dittmar, L., Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland, Berlin, 2010

Erneuerbare Energien – Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU(2009)), 7. akt. Auflage, 2009

Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, Ch. M. und Vance, C., Die ökonomischen Wirkungen der Förderung erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland, in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, Jg. 59 (2010), Heft 2.

Gallagher, K. S., Holdren, J. P., Sagar, A. D., Energy-Technology Innovation, Annual Review of Environmental Economics, Vol. 31, S. 193-237, 2006

Gohla-Neudecker, B., Roth, H., Wagner, U., Nachhaltige Mobilität: Anwendungsscharfe Bereitstellung von erneuerbarer Energie für Elektroautos, et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Ausgabe 4-2010, 2010, online verfügbar unter: http://www.et-energie-online.de/index.php?option=com_content&view=article&id=232:nachhaltige-mobilitaet-anwendungsscharfe-bereitstellung-von-erneuerbarer-energie-fuer-elektroautos&catid=23:e-mobility&Itemid=27

Herold, J., v. Hirschhausen, C., Hohe Unsicherheiten bei der CO_2-Abscheidung: Eine Energiebrücke ins Nichts?, Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 36, 2010

Lund, J. W., Direct Heat Utilization of Geothermal Resources, Renewable Energy, Vol. 10, No. 2/3, 1997

Inage, S.-I., Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids, IEA Working Paper, Paris, 2009

International Energy Agency (IEA), Energy Technology Perspectives 2008, Paris, 2008

International Energy Agency (IEA(2009a)), Technology Roadmap – Carbon Capture Storage, Paris, 2009

International Energy Agency (IEA(2009b)), Technology Roadmap – Wind Energy, Paris, 2009

International Energy Agency (IEA(2009c)), World Energy Outlook 2009, Paris, 2009

International Energy Agency (IEA(2010a)), Energy Technology Perspectives 2010 – Scenarios & Strategies to 2050, Paris, 2010

International Energy Agency (IEA(2010b)) Energy Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy, Paris, 2010

International Energy Agency (IEA(2010c)), Renewable Energy Essentials: Geothermal, Paris, 2010

Janzing, B., Innovationsentwicklung der Erneuerbaren Energien, Renews Spezial, Ausgabe 37 / Juli 2010, Berlin, 2010

Löschel, A., Die Zukunft der Kohle in der Stromerzeugung in Deutschland – Eine umweltökonomische Betrachtung der öffentlichen Diskussion, Energiepolitik_1/2009, Friedrich-Ebert-Stiftung, 2009

Oesterwind, D., Geier, M., Mit Strom zurück in die Zukunft – Neue Geschäftsfelder für Energieunternehmen, et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Ausgabe 7-2010, 2010, online verfügbar unter:

http://www.et-energie-online.de/index.php?option=com_content&view=article&id=268:mit-strom-zurueck-in-die-zukunft-neue-geschaeftsfelder-fuer-energieunternehmen&catid=15:energiepolitik&Itemid=27

Pehnt, M., Höpfner, U., Merten, F., Elektromobilität und erneuerbare Energien, Arbeitspapier Nr. 5 im Rahmen des Projekts „Energiebalance – Optimale Systemlösungen für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz“, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung, Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie, Heidelberg, Wuppertal, 2007

Rammer, C., Aschhoff, B., Doherr, T., Köhler, C., Peters, B., Schubert, T., Schwiebacher, F., Innovationsverhalten der deutschen Wirtschaft – Indikatorenbericht zur Innovationserhebung 2009, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW(2010a), Mannheim, 2010

RWE(2008), RWE Power: Perspektiven 2008 – CCS, RWE, 2008

RWE(2009), Standort Niederaussem – Das Innovationszentrum Kohle, RWE, 2009

Sinn, Hans-Werner, Das grüne Paradoxon – Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik, Econ-Verlag, Berlin, 2008

Schill, W.-P., Elektromobilität: Kurfristigen Aktionismus vermeiden, langfristige Chancen nutzen, DIW Wochenbericht Nr. 27-28, Berlin, 2010

„Teurer Kaffee“, Wirtschaftswoche Nr. 3/2010, S. 69 f.

Timpe, C., Smart Domestic Appliances Supporting the System Integration of Renewable Energy, Summary Report of the European project “Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A)”, 2009

Umweltbundesamt (UBA(2007)), Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung, Dessau-Roßlau, 2007

Umweltbundesamt (UBA(2009)), Klimaschutz und Versorgungssicherheit – Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung, Umweltbundesamt, 2009

Wietschel, M., Arens, M., Dötsch, C., Herkel, S., Krewitt, W., Markewitz, P., Möst, D., Scheufen, M. (Wietschel et al. (2010a)), Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung – Politikbericht, ISI-Schriftenreihe „Innovationspotentiale“, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Stuttgart, 2010

Wietschel, M., Arens, M., Dötsch, C., Herkel, S., Krewitt, W., Markewitz, P., Möst, D., Scheufen, M. (Wietschel et al. (2010b)), Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung – Technologiebericht, ISI-Schriftenreihe „Innovationspotentiale“, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Stuttgart, 2010

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW(2010b)), Innovationen – Branchenreport Energieversorgung, Bergbau, Mineralölverarbeitung, Mannheim, 2010

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW(2010c)), Innovationen – Branchenreport Maschinen- und Anlagenbau, Mannheim, 2010

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW(2010d)), Innovationen – Branchenreport Chemie- und Pharmaindustrie, Mannheim, 2010