

Unterrichtung durch die Bundesregierung

Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“

Inhaltsübersicht

	Seite
Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“	3
1. Einleitung	11
2. Die Energiewende und das energiepolitische Zieldreieck	14
3. Quantitative Ziele der Energiewende und Indikatoren	19
4. Entwicklung der Energieversorgung	24
5. Energieeffizienz	29
6. Erneuerbare Energien	34
7. Kraftwerke	47
8. Netzbestand und Netzausbau	56
9. Gebäude und Verkehr	70
10. Treibhausgasemissionen	81
11. Energiepreise und Energiekosten	87
12. Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende	104
Umsetzungsstand wichtiger energiepolitischer Maßnahmen	111
Glossar	122
Literatur- und Quellenverzeichnis	126
Stellungnahme der Expertenkommission	129
Zusammenfassung	131
Inhalt	141
0 Vorwort	147
1 Zieleinordnung	151
2 Monitoring-Prozess und Indikatorensysteme	157
3 Initiativen im Bereich der Energieeffizienz	167

	Seite
4	Entwicklung der erneuerbaren Energien 189
5	Umweltwirkungen des Energiesystems 209
6	Entwicklung der Versorgungssicherheit 220
7	Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung 238
8	Gesamtwirtschaftliche Effekte 252
9	Koordination der deutschen und europäischen Klima- und Energiepolitik 260
10	Quantitative Ziele des Energiekonzepts und Wechselwirkungen . . .
11	Literatur 268

Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	9
1. Einleitung	11
2. Die Energiewende und das energiepolitische Zieldreieck	14
2.1 Versorgungssicherheit	14
2.2 Wirtschaftlichkeit	15
2.3 Umweltverträglichkeit	17
3. Quantitative Ziele der Energiewende und Indikatoren	19
3.1 Quantitative Ziele der Energiewende	19
3.2 Indikatoren für das Monitoring der Energiewende	20
3.3 Maßnahmen zur Energiewende	21
4. Entwicklung der Energieversorgung	24
4.1 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	24
4.2 Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren	25
4.3 Entwicklung auf dem Strommarkt	27
5. Energieeffizienz	29
5.1 Energiepolitische Ziele bei der Energieeffizienz	29
5.2 Entwicklung der Energieeffizienz	30
5.3 Endenergieeffizienz in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	31
5.4 Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz	32
6. Erneuerbare Energien	34
6.1 Einleitung	34
6.2 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch	35
6.3 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	36
6.4 Entwicklung der Vergütungszahlen, der Differenzkosten und der EEG-Umlage	38
6.5 Merit-Order-Effekt durch erneuerbare Energien	43
6.6 Maßnahmen im Bereich erneuerbare Energien	44
7. Kraftwerke	47
7.1 Kraftwerksbestand	47
7.2 Kraftwerksplanung	51

	Seite
7.3 Stromspeicher	52
7.4 Marktanteile	54
8. Netzbestand und Netzausbau	56
8.1 Netzbestand	56
8.2 Netzinvestitionen	60
8.3 Netzstabilität	61
8.4 Netzqualität	64
8.5 Intelligente Netze und Zähler	66
8.6 Netzverbund	68
9. Gebäude und Verkehr	70
9.1 Gebäude	70
9.2 Verkehr	74
10. Treibhausgasemissionen	81
10.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen	81
10.2 Vermiedene Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien	84
10.3 Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele	85
11. Energiepreise und Energiekosten	87
11.1 Energiepreise	87
11.2 Europäischer Energiepreisvergleich	93
11.3 Energiekosten	97
11.4 Wettbewerbsfähige Energiepreise und kosten	102
12. Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende	104
12.1 Der Energiesektor in der Volkswirtschaft	104
12.2 Einordnung gesamtwirtschaftlicher Effekte	104
12.3 Kosten und Nutzen der Energiewende	105
12.4 Investitionen	107
12.5 Beschäftigungseffekte	108
12.6 Wachstumseffekte	110
Umsetzungsstand wichtiger energiepolitischer Maßnahmen	111
Glossar	122
Literatur- und Quellenverzeichnis	126

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern 24
Abbildung 2	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern 26
Abbildung 3	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren und Bruttoendenergieverbrauch 26
Abbildung 4	Entwicklung des Brutto- und Nettostromverbrauchs ... 27
Abbildung 5	Entwicklung der Bruttostromerzeugung 28
Abbildung 6	Gesamtwirtschaftliche Primär- und Endenergie- produktivität 30
Abbildung 7	Temperaturbereinigte Endenergieproduktivität in der Industrie 31
Abbildung 8	Temperaturbereinigte Endenergieproduktivität von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen 32
Abbildung 9	Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch 35
Abbildung 10	Ausbau der erneuerbaren Energien nach Sektoren 36
Abbildung 11	Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 37
Abbildung 12	Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung nach Technologien 38
Abbildung 13	EEG-Kontostandsverlauf für 2011 41
Abbildung 14	Leistung der an das deutsche Netz angeschlossenen Kernkraftwerke, fossilen Kraftwerke und der Kraftwerke mit erneuerbaren Energien 48
Abbildung 15	Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger, die nach dem EEG vergütungsfähig sind 49
Abbildung 16	Die Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf die Länder 50
Abbildung 17	Bau und Planung konventioneller Kraftwerke inkl. Pumpspeicherkraftwerken 52
Abbildung 18	Bestand, Bau und Planung von Pumpspeicherkraft- werken 53
Abbildung 19	Der Anteil der vier größten Stromerzeuger an der kon- ventionellen Kraftwerksleistung und an der konventio- nellen Stromerzeugung 55
Abbildung 20	Die Stromkreislänge der Höchst- und Hochspannungsnetze 57
Abbildung 21	Umsetzungsstand des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) im Oktober 2012 59
Abbildung 22	Investitionen in Neu- und Ausbau sowie Erhalt und Erneuerung von Stromnetzen 60
Abbildung 23	Kosten für Systemdienstleistungen 62
Abbildung 24	Verlauf des SAIDI 65
Abbildung 25	Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetrei- ber für Mess-, Steuer- und Kommunikationseinrich- tungen 67

	Seite	
Abbildung 26	Die physikalischen Stromflüsse in den Grenzkapazitäten	69
Abbildung 27	Anteil des Endenergieverbrauchs Wärme/Kälte im Gebäudebereich am gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2011	70
Abbildung 28	Entwicklung des Energieverbrauchs für Wärme je m ² Wohnfläche in privaten Haushalten	71
Abbildung 29	Endenergieverbrauch Verkehr	74
Abbildung 30	Bestand an mehrspurigen Elektrofahrzeugen mit der Antriebsart Elektro (Strom)	75
Abbildung 31	Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit Brennstoffzellen	76
Abbildung 32	Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch neu zugelassener Pkw und Kombi	76
Abbildung 33	Entwicklung der Verkehrsleistungen im Personenverkehr	78
Abbildung 34	Entwicklung der Verkehrsleistung im binnenländischen Güterverkehr	78
Abbildung 35	Treibhausgas-Emissionen 1990–2011 und Ziele	81
Abbildung 36	Entwicklung der Treibhausgase nach Quellgruppen in Deutschland	83
Abbildung 37	Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien vermiedene Treibhausgasemissionen	84
Abbildung 38	Weltmarkt- und Einfuhrpreise von Energierohstoffen	87
Abbildung 39	Entwicklung der Preise für Mineralölprodukte seit 1991	89
Abbildung 40	Strompreise auf dem EEX-Terminmarkt (EEX 2012); ermittelt als Monatsmittelwerte	90
Abbildung 41	Strompreis für Haushaltskunden	90
Abbildung 42	Strompreise für Gewerbe- und Industriekunden, Abnahmefall für Mittelspannungsseitige Versorgung	91
Abbildung 43	Strompreis für stromintensive Industriekunden 2000 – 2011	92
Abbildung 44	Europäische Erdgaspreise für private Haushalte	93
Abbildung 45	Europäischer Energiepreisvergleich Erdgas Industrie	93
Abbildung 46	Europäische Strompreise für private Haushalte	94
Abbildung 47	Entwicklung der Strompreise für mittelgroße Industrie- und Gewerbekunden	95
Abbildung 48	Jährliche Energiekosten und Energiekostenanteile am Nettoeinkommen	98
Abbildung 49	Jährliche Energiekosten und Energiekostenanteile am Nettoeinkommen bei einem einkommensschwachen Ein-Personen-Musterhaushalt	99
Abbildung 50	Jährliche Energiekosten und Energiekostenanteile am Nettoeinkommen bei einem einkommensschwachen Vier-Personen-Musterhaushalt	99
Abbildung 51	Entwicklung der Energiekosten in der Industrie	100
Abbildung 52	Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert im Verarbeitenden Gewerbe	101

	Seite	
Abbildung 53	Entwicklung der Kosten für die Primär- und Endenergiebereitstellung in Deutschland	102
Abbildung 54	Ausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm	107
Abbildung 55	Investitionen in erneuerbare Energien	108
Abbildung 56	Beschäftigte im konventionellen Energiesektor	109
Abbildung 57	Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien	109
Tabellenverzeichnis		
Tabelle 1	Status Quo und quantitative Ziele der Energiewende	19
Tabelle 2	Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung	40
Tabelle 3	Wesentliche Annahmen der EEG-Umlageprognose sowie der nachträglich berechneten jahresscharfen EEG-Umlage	42
Tabelle 4	Quantifizierung des Merit-Order-Effekts in Deutschland	43
Tabelle 5	Wohnflächenentwicklung und spezifische Endenergieverbräuche (Heizung und Warmwasser) der Haushalte	72
Tabelle 6	Bauvolumen nach Baubereichen	72
Tabelle 7	Erdgaspreis für Haushaltskunden in ct/kWh	88
Tabelle 8	Erdgaspreis für Gewerbe- und Industriekunden in ct/kWh (ohne MWSt.), jeweils 2. Halbjahr	88
Tabelle 9	Mindereinnahmen durch Entlastungen bei der Energie- und Stromsteuer	96
Tabelle 10	Entlastungsregelungen der Wirtschaft bei EEG, KWKG, Netzentgelten und Regelung zur Konzessionsabgabe	96
Tabelle 11	Entlastungsregelung aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung nach § 40 ff EEG	97
Tabelle 12	Energiekostenbelastung ausgewählter Wirtschaftszweige	101

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for Cooperation for European Regulators	MWh	Megawattstunde
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen	NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
AGEE-Stat	Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare-Energien-Statistik	NEP	Netzentwicklungsplan
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle	NKI	Nationale Klimaschutzinitiative
bbl	Barrel	NRVP	Nationaler Radverkehrsplan 2020
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.	SAIDI	System Average Interruption Duration Index
BeSAR	Besondere Ausgleichsregelung	t SKE	Tonne Steinkohleneinheiten (ca. 29,308 x 10 ⁹ Joule)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	TSO	Transmission System Operator = Übertragungsnetzbetreiber
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	TWh	Terawatt-Stunde
CO₂e	CO ₂ -Äquivalent	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	VNB	Verteilernetzbetreiber
EEX	European Energy Exchange AG		
EG	Europäische Gemeinschaft		
EKF	Energie- und Klimafonds		
EnEV	Energieeinsparverordnung		
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz		
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz		
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber		
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz		
EPEX SPOT	European Power Exchange		
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln		
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen		
GW	Gigawatt		
GWh	Gigawattstunde		
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung		
Hz	Hertz		
km	Kilometer		
kV	Kilovolt		
kW	Kilowatt		
kWh	Kilowattstunde		
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung		
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz		
LNG	Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas		
MAP	Marktanreizprogramm		
Mio.	Million		
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie		
Mrd.	Milliarde		
MW	Megawatt		

1. Einleitung

Mit dem Energiekonzept vom September 2010 und den energiepolitischen Beschlüssen vom Juni 2011 hat die Bundesregierung den Umbau der Energieversorgung hin zu einem hocheffizienten und erneuerbaren Energiesystem eingeleitet. Als erste große Industriena­tion hat Deutschland damit die Wende zu einem neuen energiepolitischen Zeitalter vollzogen, ein langfristiges energiepolitisches Koordinatensystem festgelegt und die Grundlagen für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung gelegt. Die bis in das Jahr 2050 reichende Gesamtstrategie gibt Orientierung, wahrt aber zugleich die notwendige Flexibilität, die für den grundlegenden Umbau der Energieversorgung erforderlich ist.

Die Energiewende ist ambitioniert in ihren Zielsetzungen und politisch breit angelegt. Da in vielen Bereichen Neuland betreten wird, ist es wichtig, die Energiewende und die Energiemarktentwicklung kontinuierlich und detailliert zu beobachten. Zu diesem Zweck hat die Bundesregierung im Herbst 2011 den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ ins Leben gerufen. In diesem Prozess werden die Umsetzung der Maßnahmen des Energiekonzeptes und die Fortschritte bei der Zielerreichung mit Blick auf eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung regelmäßig überprüft. Der Prozess ist dabei auf Dauer angelegt. Ein jährlicher Monitoring-Bericht stellt die Fakten und den Umsetzungsstand der Maßnahmen dar. Alle drei Jahre, erstmals im Jahr 2014, wird ein umfangreicher Fortschrittsbericht erstellt. Der Fortschrittsbericht beruht auf einer mehrjährigen Datenbasis und bietet Gelegenheit für tiefer gehende Analysen, für die ggf. statistische Sonderaufbereitungen notwendig sind. Die genannten Monitoring-Berichte werden gemeinsam vom Bundeswirtschaftsminister und dem Bundesumweltminister erstellt und vom Bundeskabinett beschlossen. Sie werden nach Beschlussfassung im Bundeskabinett dem Deutschen Bundestag und dem Bundesrat zugeleitet.

Der Monitoring-Prozess wird wissenschaftlich begleitet. Eine unabhängige Kommission aus vier renommierten Energieexperten steht den Behörden beratend zur Seite und nimmt auf wissenschaftlicher Basis zu den Berichten der Ministerien Stellung. Die Kommission besteht aus Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender), Prof. Dr. Georg Erdmann, Prof. Dr. Frithjof Staiß und Dr. Hans-Joachim Ziesing.

Für den Monitoring-Prozess wurde zudem eine Geschäftsstelle bei der Bundesnetzagentur eingerichtet, die BMWi und BMU bei der Erstellung der Berichte unterstützt.

Mit diesem Prozess können die Entwicklungen und Fortschritte umfassend und sachgemäß analysiert und für die Öffentlichkeit transparent und nachvollziehbar dargestellt werden. Das eröffnet zudem die Möglichkeit, auf der Basis gesicherter Fakten bei Bedarf nachsteuern zu können.

Der vorliegende erste Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ ist der Beginn dieses Prozesses. Er kann daher nur einen ersten Einblick in den Umbau der Energieversorgung geben, denn er stellt vorwiegend Daten für 2011 dar – das Jahr, in dem wichtige energiepolitische Beschlüsse erst gefallen sind. Er bildet aber eine wichtige Grundlage für die laufende faktenbasierte Begleitung der Energiewende.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie erfüllt mit der Berichtserstellung seine Pflicht nach § 63 Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit kommt mit der Berichtserstellung seiner Pflicht gemäß § 65a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) nach.

Transparenz und Akzeptanz

Der Monitoring-Prozess ist öffentlich. Sowohl die Verfahren als auch die Ergebnisse sind der Öffentlichkeit zugänglich. Der Monitoring-Prozess trägt damit zur Transparenz der Energiewende bei und verdeutlicht, in welchen Bereichen Handlungsbedarf zu erkennen ist.

Die Vorüberlegungen von BMWi und BMU zur Gestaltung der Berichte wurden Vertretern der anderen Bundesministerien, der Länder und einer breiten Auswahl an Verbänden im Juni 2012 in mehreren Veranstaltungen vorgestellt. Daran anschließend wurde die Öffentlichkeit eingeladen, an einem Diskussionsverfahren über die vorgeschlagene Liste an Indikatoren für den ersten Bericht teilzunehmen. Auf der Website der Geschäftsstelle Monitoring „Energie der Zukunft“ bei der Bundesnetzagentur wurde die Diskussion mit einem Arbeitsdokument gestartet; seit Abschluss sind

dort auch die eingesandten Beiträge veröffentlicht. 67 Verbände, Institutionen und Bürger haben die Chance genutzt, die Qualität und Aussagekraft der Monitoring-Berichte durch ihre Beiträge zu verbessern. Eine ausführliche Darstellung und Auswertung dieser Beiträge wird auf der Website der Geschäftstelle veröffentlicht. In einem Anhang zum vorliegenden Bericht können dort sämtliche Daten der Abbildungen eingesehen werden (www.bundesnetzagentur.de/MonitoringEnergiederZukunft/).

Die Beiträge im Rahmen der öffentlichen Diskussion haben in vielfältiger Weise die vorgeschlagene Liste der Indikatoren bestätigt und Ergänzungen vorgeschlagen, von denen zahlreiche aufgenommen werden konnten:

- Für den Wärmebereich wurde eine insgesamt stärkere Berücksichtigung angeregt. Unter anderem wurde als Indikator der spezifische Wärmebedarf pro m² sowie eine differenzierte Darstellung des Anteils erneuerbarer Energien und der Fernwärmeversorgung am Wärmemarkt vorgeschlagen. Darüber hinaus wurde vorgeschlagen, die „Sanierungsrate“ zu betrachten.
- Auch für den Verkehrsbereich wurde vielfach eine deutliche Ausweitung der Darstellung angeregt. Konkret wurden Angaben zur Effizienz im Verkehrsbereich vorgeschlagen, die zum Beispiel über den Durchschnittsverbrauch von Neufahrzeugen gemessen werden soll.
- Zahlreiche Anregungen betrafen die Stromerzeugung. Es wurde vorgeschlagen, die Kraft-Wärme-Kopplung und ihre Wirkungen bei der Darstellung der Stromerzeugung zu berücksichtigen. In den Beiträgen wurde die Bedeutung der regionalen Verteilung der Stromerzeugung aus erneuerbaren und nicht erneuerbaren Quellen hervorgehoben, was bei der Darstellung der Stromerzeugung aufgegriffen wird.
- Anregungen zum Netzbereich betrafen unter anderem die Frage der Verteilung des Netzausbaubedarfs auf Deutschland. Dies wird mit Blick auf den Berichtszeitraum des ersten Monitoring-Berichtes dadurch aufgegriffen, dass der Umsetzungsstand der Vorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) dargestellt wird. Mehrere Anmerkungen

betrafen den Stromaustausch mit den Nachbarländern, für den nun beim Indikator „Netzverbund“ Aussagen getroffen werden können. Im gleichen Zusammenhang konnten auch die Anregungen hinsichtlich der physischen Verbindung mit dem Ausland und zum sogenannten „market coupling“ aufgenommen werden. Mehrere Stellungnahmen gingen auf die Tatsache ein, dass aus netztechnischen Gründen Windkraftanlagen aberegelt worden seien und regten eine Darstellung der entsprechenden Zusammenhänge an.

- Viele Stellungnahmen beschäftigten sich mit der Entwicklung der Strompreise im Zusammenhang mit den Preisen der anderen Energieträger und mit der Darstellung der Kosten der Energieversorgung. Auch die Preisentwicklung der CO₂-Zertifikate wurde von einigen Stellungnahmen als wichtige Kenngröße der Energiemärkte hervorgehoben.
- Mit Blick auf die Zukunft wurde angeregt, Aussagen zu Forschung und Entwicklung stärker aufzunehmen.

Die meisten Stellungnahmen haben sich mit der Energiewende als Ganzem beschäftigt. Auch wenn die Bürgerinnen und Bürger, Verbände und Institutionen die Energiewende aus ihrer jeweiligen Perspektive betrachteten, verloren die meisten nicht aus dem Blick, dass das Gesamtprojekt Energiewende viele Aspekte hat. Im Übrigen zeigten praktisch alle Stellungnahmen eine grundsätzliche Unterstützung der neuen energiepolitischen Weichenstellungen. Aus wissenschaftlicher Sicht wurde hervorgehoben, stärker als bisher technologische, ökonomische und gesellschaftliche Fragestellungen in einem Gesamtsystem zu analysieren.

Die öffentliche Beteiligung am Monitoring-Prozess ist mit dem ersten Bericht nicht abgeschlossen. Alle Akteure können sich weiterhin im Rahmen der fortlaufenden öffentlichen Diskussion bei der Bundesnetzagentur in den Prozess einbringen. Entsprechende Anregungen, die im Lichte dieses ersten Monitoring-Berichts an die Bundesnetzagentur übersandt werden, können bei der Vorbereitung des zweiten jährlichen Monitoring-Berichts berücksichtigt werden, der im Dezember 2013 veröffentlicht werden soll.

Datenquellen

Der Bericht ist faktenbasiert. Dazu wird primär auf energiestatistische Daten zurückgegriffen, die von verschiedenen Institutionen zur Verfügung gestellt werden.

Die Daten zum Energieangebot und -verbrauch stammen dabei aus den Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland. Diese werden seit vielen Jahren von der AG Energiebilanzen (AGEB) zusammengeführt.

Die amtliche Statistik ist zentrale Datenquelle auch für die Energiestatistik. Das Statistische Bundesamt in Wiesbaden (mit den Statistischen Ämtern in den Bundesländern) erhebt auf der Basis des 2003 geschaffenen Energiestatistikgesetzes (EnStatG) Daten für die Bereiche Elektrizität, Gas, Kraft-Wärme-Kopplung, Kohlenimporte, erneuerbare Energien sowie für die Energieverwendung im Bereich der Gewerblichen Wirtschaft. Diese Daten bilden den Kern der deutschen Energiestatistik. Für den Mineralölbereich werden Daten vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) in Eschborn auf der Grundlage des Mineralöldatengesetzes (MinölDatenG) erhoben.

Die Angaben zu den Emissionen werden vom Umweltbundesamt (UBA) bereitgestellt. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) stellt die Datengrundlage zu Kraftwerken und netzbezogenen Informationen dar. Daten zum Gebäudesektor und zum Verkehr inkl. Elektromobilität liefert das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) im Zusammenwirken mit dem Kraftfahrt-Bundesamt.

Für die inländische Kohlenwirtschaft stellt die Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. Daten bereit. Zusätzliche Statistiken liefern Wirtschaftsverbände wie der Bundesverband der deutschen Energiewirtschaft (BDEW), der Mineralölwirtschaftsverband (MWW), der Verein der Deutschen Kohlenimporteure und die AG Fernwärme (AGFW). Spotmarkt-Daten stammen von der European Energy Exchange (Leipzig). Die Daten zu erneuerbaren Energien werden von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AG EE-Stat) bereitgestellt.

Die Arbeiten am Monitoring-Bericht haben deutlich gemacht, dass die energiestatistische Datenlage dringend verbessert werden muss. In einigen Fällen liegen nur unzureichende Daten vor, die Schätzungen erforderlich oder die gewünschte Aufnahme eines Indikators nicht möglich machten. Probleme bestehen vor allem im Bereich der Energiepreisstatistiken und des Energieverbrauchs im Haushalts-, Verkehrs- und Gewerbesektor. In anderen Bereichen liegen die Probleme bei der zeitlichen Verfügbarkeit der Daten oder bei Inkonsistenzen, die bei der Zusammenführung unterschiedlicher Quellen entstehen. Eine Anpassung und Erweiterung der gesetzlichen Grundlagen für die Energiestatistik durch eine Novellierung des Energiestatistikgesetzes (EnStatG) von 2003 ist deshalb eine notwendige Voraussetzung dafür, dass die Berichtspflichten im Rahmen des Energie-Monitorings in angemessener Weise erfüllt werden.

2. Die Energiewende und das energiepolitische Zieldreieck

Die Sicherstellung einer zuverlässigen, bezahlbaren und umweltverträglichen Energieversorgung ist eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Dabei geht es um die Umsetzung eines zentralen politischen Ziels für unser Energiesystem der Zukunft: Deutschland soll in Zukunft bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen und hohem Wohlstandsniveau eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt werden. Dabei soll der Energiebedarf jederzeit, ausreichend und zu bezahlbaren Preisen gedeckt werden können. Das energiepolitische Zieldreieck ist dabei weiterhin Richtschnur der Energiepolitik, damit Deutschland auch langfristig ein wettbewerbsfähiger Industriestandort bleibt. Damit sichern wir nachhaltige wirtschaftliche Prosperität, zukunftsfeste Arbeitsplätze, Innovationen und die Modernisierung unseres Landes.

2.1 Versorgungssicherheit

Die Sicherheit der Energieversorgung ist eine grundlegende Zielsetzung der Energiepolitik. Der jederzeit ausreichende, sichere und verlässliche Zugang zu Energiequellen ist für das Funktionieren einer modernen Industriegesellschaft eine unverzichtbare Voraussetzung.

Die Struktur der deutschen Primärenergieversorgung ist weiterhin breit diversifiziert. Es gibt keinen einzelnen Energieträger, der den Primärenergieverbrauch oder die Stromerzeugung in Deutschland dominiert.

Die Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung ist weiterhin hoch, seit 2008 ist sie jedoch leicht rückläufig. Einem sinkenden Beitrag von Importenergien (Kernenergie, Mineralöl, teilweise Gas) standen 2011 höhere Versorgungsanteile heimischer Energieträger gegenüber (erneuerbare Energien, Braunkohle).

Die Versorgung Deutschlands mit energetischen Rohstoffen war im Jahr 2011 wie in den Vorjahren nicht gefährdet. Die internationalen Rohstoffmärkte zeigten bei Öl und Kohle zwar leichte Verknappungstendenzen, die zu deutlichen Preissteigerungen führten. Bei Erdgas hingegen kam es – bedingt durch die Ausweitung der Produktion nichtkonventioneller Erdgas-

ressourcen in den USA – auf den internationalen Märkten zu einem deutlichen Angebotszuwachs.

Nennenswerte Störungen auf den Transport- und Lieferwegen für fossile Energieträger nach Deutschland sind 2011 nicht aufgetreten. Der Ausfall von Gaslieferungen aus dem Ausland im Februar 2012 stellte die Erdgasversorgungsunternehmen zwar vor besondere Herausforderungen. Die Unternehmen waren jedoch in der Lage, die erforderlichen Gasmengen zu beschaffen und Lieferengpässe weitgehend zu vermeiden (vgl. Monitoring-Bericht nach § 51 des EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, BMWi, Juli 2012).

Ebenso war beim Strom 2011 die Versorgungssicherheit gewährleistet, auch wenn sich nach dem Reaktorunfall in Fukushima im März 2011 der Kraftwerkspark erheblich veränderte. Die Abschaltung von acht Kernkraftwerken reduzierte ab März 2011 auf der Erzeugungsseite die verfügbare Leistung der inländischen Kraftwerkskapazität um rund 8,4 GW. Dennoch stieg die Gesamtleistung der an das Netz angeschlossenen Kraftwerke bis Ende des Jahres 2011 gegenüber dem Vorjahr von netto 160 GW auf 164 GW an, wobei der Zuwachs fast ausschließlich auf die erneuerbaren Energien zurückgeht, die nur in geringem Umfang zur gesicherten Leistung beitragen.

Deutschlandweit steht aktuell eine ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zur Deckung der Jahreshöchstlast zur Verfügung. Darüber hinaus gehende Reserven oder Überkapazitäten bestehen in Deutschland selbst allerdings nicht mehr. Deutschland ist aber Teil des europäischen Stromverbundes, so dass im Bedarfsfall auch auf Reserven in den Nachbarländern – sofern verfügbar – zurückgegriffen werden könnte.

Aufgrund des langsamen Netzausbaus sind zur Sicherstellung der Versorgung in Süddeutschland zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Die Situation in Süddeutschland wird voraussichtlich angespannt bleiben. Der geplante Netzausbau kann diese Situation strukturell verbessern und sollte daher zügig umgesetzt werden. Hierzu sind die erforderlichen Leitungen bereits im Energieleitungsausbaugesetz von 2009 enthalten, und die Genehmigungsverfahren bei den Landesbehörden laufen.

Die Netzstabilität konnte im Winter 2011/2012 stets gewährleistet werden. Allerdings sind die Sicherheitsreserven gesunken und die Übertragungsnetzbetreiber mussten vermehrt eingreifen, um die Systemsicherheit aufrechtzuerhalten.

Die Versorgungsqualität der Letztverbraucher von Strom war weiterhin sehr gut. Gemessen an internationalen Standards war die Stromversorgung in Deutschland in sehr hohem Maße gesichert. Mit einer durchschnittlichen Unterbrechungsdauer von 15,3 Minuten im Jahr 2011 („SAIDI-Index“) steht Deutschland hinsichtlich der Versorgungssicherheit im internationalen Vergleich mit an erster Stelle.

Auch die Sicherheit der Versorgung mit Erdgas war 2011 gewährleistet. Hierzu trugen die bewährten Sicherungsinstrumente der Versorger bei (Speicher, abschaltbare Verträge; vgl. Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, BMWi, Juli 2012). Darüber hinaus führte die milde Witterung in den Wintermonaten – abgesehen von der kurzen Periode im Februar mit extremer Kälte – zu einem vergleichsweise niedrigen Verbrauch.

Nennenswerte Lieferausfälle und Engpässe bei anderen Versorgungssystemen (Mineralölprodukte, Fernwärme, Festbrennstoffe) sind 2011 nicht aufgetreten. Trotz der guten Konjunktur und der hohen Auslastung der Industrie (Bruttoinlandsprodukt: + 3 Prozent; Eisen- und Stahlproduktion: + 10 Prozent jeweils gegenüber dem Vorjahr) war die Versorgung der Haushalte und der Industrie im vergangenen Jahr jederzeit gesichert.

2.2 Wirtschaftlichkeit

Deutschland ist eines der leistungsfähigsten und wirtschaftlich erfolgreichsten Länder der Welt. Eine wirtschaftlich effiziente Versorgung von Bürgern und Unternehmen mit Energie, basierend auf einem wettbewerblichen Energiesystem mit marktwirtschaftlicher Ordnung, ist dafür Voraussetzung.

Die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung ist ein zentrales Ziel der Energiepolitik der Bundesregierung. Eine kosteneffiziente Energieversorgung trägt dazu bei, dass Energie für Haushalte bezahlbar bleibt und Unternehmen im internationalen Vergleich wettbewerbsfähig sind. Energie hat jedoch auch ihren Preis. Gerade angesichts der Umweltauswirkungen der Energieerzeugung setzen angemessene Energiepreise Anreize zur effizienten Energienutzung und zum Energiesparen.

Preise und Kosten

Im Jahr 2011 sind – wie bereits in den Vorjahren – die Endverbraucherpreise für Energie und damit die Energiekosten für Haushalte und Unternehmen zum Teil erheblich angestiegen (vgl. im Detail Kapitel 11). Der Trend zu steigenden Energiepreisen und -kosten ist jedoch nicht nur in Deutschland, sondern weltweit zu beobachten. Der wichtigste Grund hierfür sind die steigenden Preise von Energierohstoffen an den internationalen Märkten, insbesondere die für den weltweit sowie in Deutschland mengenmäßig wichtigsten Energieträger Erdöl. Der Anstieg der Preise für fossile Rohstoffe ist dabei unter anderem auf eine gestiegene weltweite Nachfrage zurückzuführen. Auf dem nationalen Markt führte dies zu zum Teil kräftigen Preisanstiegen für Kraftstoffe, Heizöl und Gas.

Auch die Strompreise zogen 2011 gegenüber dem Vorjahr deutlich an. Deutschland hat traditionell Strompreise, die höher als in einigen seiner Nachbarländer sind sowie größtenteils über dem europäischen Mittel liegen. Dies hat strukturelle Gründe, insbesondere das hohe Niveau an Versorgungssicherheit sowie hohe Umwelt- und Klimaschutzstandards. Im Jahr 2011 hat die EEG-Umlage erheblich zu Preiserhöhungen bei

denjenigen Endverbrauchern beigetragen, die nicht begünstigt sind.

Ein unmittelbar preistreibender Effekt der Energiewendebeschlüsse vom Juni 2011 war zunächst nicht erkennbar.

Mit den Preisanhebungen für Kraftstoffe, Brennstoffe und Strom ist 2011 die Energiekostenbelastung der Volkswirtschaft und der privaten oder gewerblichen Verbraucher insgesamt deutlich gestiegen (vgl. Kapitel 11). Die Energiekosten der Industrie haben ebenfalls beträchtlich zugenommen und die Gesamtkosten für die Energiebereitstellung in Deutschland lag 2011 um über 10 Prozent höher als 2010. Besonders betroffen sind einkommensschwache Haushalte, bei denen Energiekosten einen vergleichsweise hohen Anteil am Nettoeinkommen ausmachen.

Angesichts des allgemeinen Trends steigender Energiepreise und -kosten achtet die Bundesregierung bei der Umsetzung der Energiewende mit Nachdruck darauf, dass die Kosten der Energieversorgung für gewerbliche und private Verbraucher nicht unangemessen steigen. Energie muss bezahlbar bleiben. Die vielfältigen und komplexen Zusammenhänge machen jedoch die Größe der Herausforderungen deutlich, die das Ziel der Wirtschaftlichkeit an die Energiepolitik stellt.

Energiewende und Marktwirtschaft

Der Umbau der Energieversorgung hin zu einem weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhenden System – wie er von der Bundesregierung angestrebt und von einer breiten Mehrheit der Bevölkerung unterstützt wird – erfordert hohe Investitionen und kommt daher nicht ohne finanzielle Belastungen aus. Die Energiewende reduziert die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen. Langfristig werden erneuerbare Energien tendenziell durch technischen Fortschritt billiger, während die Preise fossiler Brennstoffe absehbar im Preis weiter steigen könnten. Wirtschaftlichkeit bedeutet, die sich dabei bietenden technologischen und ökonomischen Chancen für die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands als Wirtschaftsstandort und Exportnation zu nutzen – durch neue Technologien und Produkte, neue Exportmöglichkeiten und damit Beschäftigung und Wachstum. Damit dies gelingt, müssen jedoch auch die

Kosten des Umbaus so gering wie möglich gehalten werden: Die Energiewende muss so kosteneffizient wie möglich umgesetzt werden.

Hierfür gilt: Marktwirtschaftliche Strukturen und ein funktionierender Wettbewerb sind die besten Voraussetzungen für eine bezahlbare Energiebereitstellung und -nutzung. Eine weitergehende Förderung des Wettbewerbs auf den Energiemärkten ist daher notwendig. Entsprechend haben der Deutsche Bundestag und der Bundesrat ein Gesetz zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas sowie eine Markttransparenzstelle für Kraftstoffe beschlossen. Und nicht zuletzt trägt die zunehmende Integration der deutschen Energienetz-Infrastruktur in den europäischen Verbund dazu bei, den Wettbewerb in Deutschland und Europa zu fördern.

Durch verschiedene Novellierungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurde das Fördersystem für erneuerbare Energien weiterentwickelt. Die fortlaufend sinkenden Vergütungssätze tragen zu einem kosteneffizienteren Ausbau bei, ebenso die kürzlich verabschiedete Kürzung der Managementprämie im Rahmen der Direktvermarktung. Zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit von stromintensiven Unternehmen wurden umfassende Regelungen zum Ausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen vorgesehen. Zudem wurden die bestehenden Entlastungsregelungen bei der EEG-Umlage, den Netzentgelten sowie den Energiesteuern für Großverbraucher, die im internationalen Wettbewerb stehen, weiterentwickelt.

Diese Entlastungen tragen dazu bei, den Wirtschaftsstandort Deutschland in Zukunft zu sichern und schaffen für in Deutschland produzierende Unternehmen faire Bedingungen im Sinne eines „level playing field“ im europäischen und auch globalen Wettbewerb.

2.3 Umweltverträglichkeit

Klima- und Umweltschutz sind Grundbedingungen einer zukunftsfähigen Energieversorgung. Der Aufbruch in das Zeitalter der erneuerbaren Energien, verbunden mit hoher Effizienz bei Energieerzeugung und -nutzung, schont die natürlichen Lebensgrundlagen und schafft die Voraussetzungen für die wirtschaftliche und soziale Entwicklung Deutschlands.

Derzeit beruht die deutsche Energieversorgung zu hohen Anteilen auf endlichen konventionellen Energiequellen wie Kohle, Erdöl, Uran und Erdgas. Mit der Förderung, Umwandlung und Nutzung dieser Energiequellen sind Klima- und Umweltbelastungen sowie Importabhängigkeiten für die deutsche Volkswirtschaft verbunden.

Ausgehend von diesem Befund hat die Bundesregierung mit dem Energiekonzept die Wende zu einer nachhaltigen Energieversorgung eingeleitet. Hierbei orientiert sie sich am Ziel der Industriestaaten, ihren Treibhausgasausstoß bis 2050 um 80 bis 95 Prozent zu mindern. Um dies zu erreichen, setzt die Bundesregierung im Wesentlichen auf zwei Strategien: zum einen auf die Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 und zum anderen auf den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien zum Hauptpfeiler unserer Energieversorgung (Anteil am Bruttoendenergieverbrauch: 18 Prozent bis 2020, 60 Prozent bis 2050). In beiden Bereichen liegt Deutschland auf dem Zielpfad, denn zwischen 2008 und 2011 konnte der Primärenergieverbrauch um 6 Prozent gesenkt, die Energieproduktivität um durchschnittlich 2 Prozent pro Jahr gesteigert werden und der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch hat sich zwischen 2000 und 2011 mehr als verdreifacht.

Der Übergang zu einer modernen, CO₂-armen und sicheren Energieversorgung lässt sich nur gemeinsam im europäischen und internationalen Kontext lösen. Es müssen internationale Klimaschutzvereinbarungen erreicht werden, damit der globale Klimaschutz wirksam wird und Wettbewerbsverzerrungen vermieden werden. Die Bundesregierung wird weiter für ein weltweit geltendes, verbindliches Klimaschutzabkommen eintreten, das auf der Basis einer fairen Lastenteilung

nachprüfbare Verpflichtungen für alle großen CO₂-Emittenten vorsieht und Produktionsverlagerungen in Länder ohne Klimaschutz verhindert. Sie hat dabei auch die wirtschaftlichen, sicherheitspolitischen und entwicklungspolitischen Auswirkungen des Klimawandels im Blick.

Klimawandel

Mehr als 80 Prozent der deutschen Treibhausgasemissionen sind energiebedingt und stammen im Wesentlichen aus den Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude und Verkehr. Alleine die Stromerzeugung ist für mehr als 40 Prozent dieser energiebedingten Treibhausgasemissionen verantwortlich. Im Jahr 2011 wurde bereits eine Gesamtreduktion um 26,4 Prozent gegenüber 1990 erreicht. Im Energiesektor haben vor allem die Umstellung auf emissionsärmere Energieträger und eine gesteigerte Effizienz zu dieser Minderung beigetragen.

Der zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) hat zuletzt 2007 in seinem 4. Sachstandsbericht den Stand der weltweiten Klimaforschung zusammengefasst. Die wissenschaftlichen Erkenntnisse sind eindeutig: Schwerwiegende Folgen des Klimawandels lassen sich nur vermeiden, wenn die Oberflächentemperatur der Erde – im Vergleich zur vorindustriellen Zeit – um nicht mehr als 2 Grad Celsius ansteigt.

Risiken für Umwelt und Gesundheit

Neben den Treibhausgasen Kohlendioxid und Methan werden bei der energetischen Nutzung fossiler und biogener Energieträger auch eine Reihe weiterer Schadstoffe freigesetzt. Alleine die Verbrennung fossiler und biogener Energieträger war im Jahr 2010 für ca. 85 Prozent der Stickoxidemissionen, ca. 71 Prozent der Feinstaubemissionen und für ca. 80 Prozent der Quecksilberemissionen verantwortlich. Die freigesetzten Schadstoffe fügen nicht nur der natürlichen Umwelt, sondern auch der menschlichen Gesundheit Schaden zu.

Bei der Gestaltung einer umweltgerechten Energieversorgung sind neben den Emissionen aus den Energie-wandlungsprozessen auch die potenziellen Umwelt- und Gesundheitsgefahren durch Störfälle in Betracht zu ziehen. Schwerwiegende Unfälle im Bereich der Kernenergienutzung treten zwar selten auf, können aber verheerende Folgen haben, wie zuletzt im japanischen Fukushima im März 2011.

tor verringern die Treibhausgas- und Luftschadstoff-emissionen substantiell. Durch den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 wird auch das entsprechende Restrisiko der Kernkraft in Deutschland erheblich reduziert.

Inanspruchnahme erschöpfbarer Ressourcen

Endliche Ressourcen sollten schonend genutzt werden, um Handlungsoptionen für kommende Generationen zu erhalten. Mit einer effizienten Ressourcennutzung sind auch eine geringere Belastung der Umwelt und ökonomische Vorteile verbunden. Unter dem Blickwinkel der Ressourcenschonung ist im Energiebereich vor allem die Schonung begrenzter Rohstoffe, aber auch eine nachhaltige Biomassenutzung zu beachten.

Ziel einer umweltgerechten Energieversorgung muss es daher sein, die Flächeninanspruchnahme für die Gewinnung, die Verarbeitung und den Transport von Energieträgern zu minimieren und die dauerhafte Degradation von Böden und den Verlust landwirtschaftlicher Nutzfläche zu vermeiden.

Maßnahmen zur Verbesserung der Umweltverträglichkeit

Alle mit der Energienutzung vorstehend genannten Umweltauswirkungen lassen sich grundsätzlich durch eine höhere Effizienz bei der Erzeugung und der Nutzung von Energie verringern. Das Energiekonzept der Bundesregierung enthält daher weit reichende quantitative Ziele wie auch Maßnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs im Gebäude- und Verkehrssektor sowie für mehr Effizienz bei der Stromerzeugung und -nutzung.

Mit dem kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien setzt das Energiekonzept zudem auf regenerative Energieträger, die weitgehend emissionsfrei sind. Insbesondere der Ersatz fossiler Energieträger durch Wind- und Sonnenenergie in der Stromerzeugung sowie der zunehmende Einsatz erneuerbarer Energien (Wärme, Kälte, Strom) im Gebäude- und Verkehrssek-

3. Quantitative Ziele der Energiewende und Indikatoren

3.1 Quantitative Ziele der Energiewende

Die Bundesregierung hat sich im Rahmen des Energiekonzepts und der Energiewende eine Reihe von anspruchsvollen Zielen gesetzt (vgl. Tabelle 1):

Tabelle 1: Status Quo und quantitative Ziele der Energiewende

	2011	2020	2050		
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-26,4 %	-40 %	2030 -55 %	2040 -70 %	2050 -80 % bis -95 %
Effizienz					
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-6,0 %	-20 %	-50 %		
Energieproduktivität (Endenergieverbrauch)	2,0 % pro Jahr (2008–2011)		2,1 % pro Jahr (2008–2050)		
Brutto-Stromverbrauch (gegenüber 2008)	-2,1 %	-10 %	-25 %		
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	15,4 % (2010)	25 %	-		
Gebäudebestand					
Wärmebedarf	k. A.	-20 %	-		
Primärenergiebedarf	k. A.	-	in der Größenordnung von -80 %		
Sanierungsrate	rund 1 % pro Jahr		Verdopplung auf 2 % pro Jahr		
Verkehrsbereich					
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	rund -0,5 %	-10 %	-40 %		
Anzahl Elektrofahrzeuge	ca. 6.600	1 Mio.	2030 6 Mio.	-	
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,3 %	mind. 35 %	2030 mind. 50 %	2040 mind. 65 %	2050 mind. 80 %
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	12,1 %	18 %	2030 30 %	2040 45 %	2050 60 %

3.2 Indikatoren für das Monitoring der Energiewende

Das Monitoring der Energiewende stützt sich auf öffentlich zugängliche und überprüfbare Fakten. Anhand von 49 Indikatoren wird ein Überblick über den Stand der Energiewende und deren zeitliche Entwicklung gegeben. Die mit einem Stern* gekennzeichneten Indikatoren korrespondieren mit einem im Energiekonzept genannten quantitativen Ziel (vgl. Tabelle 1). Die übrigen Indikatoren geben zusätzliche Informationen zur Entwicklung in den verschiedenen Bereichen.

Energieversorgung

1. Primärenergieverbrauch nach Energieträgern*
2. Endenergieverbrauch nach Energieträgern*
3. Endenergieverbrauch nach Sektoren
4. Bruttoendenergieverbrauch
5. Bruttostromerzeugung nach Energieträgern
6. Stromverbrauch nach Sektoren*

Energieeffizienz

7. Energieeffizienz der Gesamtwirtschaft*
8. Energieeffizienz im Sektor Industrie
9. Energieeffizienz im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Erneuerbare Energien

10. Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch*
11. Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch*
12. Vergütungszahlungen und Differenzkosten
13. EEG-Umlage und privilegierte Strommenge
14. Merit-Order-Effekt

Kraftwerke

15. Kraftwerksbestand nach Bundesländern
16. Kraft-Wärme-Kopplung*
17. Kraftwerksplanung
18. Stromspeicher
19. Marktanteile

Netze

20. Netz-Bestand und Netzausbau nach Bundesländern
21. Netz-Investitionen
22. Netz-Stabilität
23. Netz-Qualität
24. Intelligente Netze und Zähler
25. Netz-Verbund

Gebäude

26. Primärenergiebedarf*
27. Endenergieverbrauch Wärme*
28. Sanierungsrate*
29. Endenergieverbrauch Gebäude
30. Flächenentwicklung von Gebäuden
31. Investitionen in den Gebäudesektor

Verkehr

32. Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr*
33. Bestand an Elektrofahrzeugen*
34. Kraftstoffverbrauch neu zugelassener Pkw
35. Verkehrsleistung

Treibhausgasemissionen

36. CO₂- und Treibhausgasemissionen*
37. Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen
38. Treibhausgasemissionen nach Sektoren und Anwendungen
39. Vermiedene Emissionen durch erneuerbare Energien

Energiepreise und Kosten

40. Preisentwicklung energetischer Rohstoffe und Emissionszertifikate
41. Gaspreise nach Abnahmefall
42. Mineralölpreise
43. Strompreise nach Abnahmefall
44. Entlastungsregelungen für die Wirtschaft
45. Energiekosten nach Zielgruppen und Einkommensanteil
46. Internationale Preisvergleiche

Gesamtwirtschaftliche Effekte

47. Kosten und Nutzen
48. Investitionen
49. Beschäftigung

3.3 Maßnahmen zur Energiewende

Die Bundesregierung hat zahlreiche Maßnahmen in den zentralen Energiewende-Bereichen umgesetzt: zum Ausbau der erneuerbaren Energien, zum Netzausbau, zur Sicherung von Kraftwerkskapazitäten, zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Energieforschung.

Die Grundausrichtung hin zum Umstieg auf erneuerbare Energien und zu mehr Energieeffizienz war bereits im Energiekonzept angelegt, das die Bundesregierung im September 2010 beschlossen hatte. Mit dem im Frühsommer 2011 verabschiedeten umfangreichen Gesetzespaket („Energiepaket“) sind erste wichtige Schritte zum langfristigen Umbau der Energieversorgung eingeleitet worden. Es umfasst folgende Gesetze und eine Verordnung: Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG), Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG-Novelle), Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG-Novelle) inkl. EEG-Erfahrungsbericht, Novelle des Atomgesetzes, Änderung des Energie- und Klimafondsgesetzes sowie des Gesetzes zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden. Zudem wurde die Vergaberechtsverordnung geändert und ein „Eckpunktepapier Energieeffizienz“ beschlossen, das wichtige Aussagen beispielsweise zur anstehenden Novelle der Energieeinsparverordnung (EnEV) enthält. Im Einzelnen:

Energieeffizienz: Bei der Steigerung der Energieeffizienz steht für die Bundesregierung eine marktwirtschaftliche Lösung, die Anreize für Haushalte und Unternehmen zur Erhöhung der Energieeffizienz setzt, an erster Stelle. Im Produktbereich hat die Bundesregierung die Verbraucherinformationen im Pkw-Bereich verbessert und sich auf EU-Ebene für eine ambitionierte Umsetzung und Weiterentwicklung der EU-Top-Runner-Instrumente eingesetzt. Top-Runner-Instrumente zielen darauf ab, die Durchdringung des Marktes mit den ressourcen- und energieeffizientesten Technologie innerhalb einer bestimmten Produktgruppe zu erhöhen.

Ausbau der erneuerbaren Energien: Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie andere Förderinstrumente wie das Marktanzreizprogramm (MAP), das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EE-WärmeG)

oder das Biokraftstoffquotengesetz fördern den Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärme- und Verkehrsbereich. Zum 1. Januar 2012 wurde das EEG novelliert und setzt erstmals gezielte Anreize für eine stärkere Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien. So wurde insbesondere eine Marktprämie für Strom aus erneuerbaren Energieträgern eingeführt, flankiert durch eine Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen, die bedarfsgerecht Strom produzieren. Schließlich wird auch die Abschmelzung der Photovoltaik-Vergütungen fortgesetzt, um die Belastung der Stromverbraucher mit Förderkosten zu begrenzen.

Gebäude und Verkehr: Im Gebäudebereich besteht großes Potenzial für Effizienzsteigerungen, das allerdings mit hohen jährlichen Investitionen verbunden ist. Für das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm werden von 2012 bis zunächst einschließlich 2014 jährlich 1,5 Milliarden Euro aus dem Energie- und Klimafonds bereitgestellt. Darüber hinaus wird mit dem neuen KfW-Förderprogramm Energetische Stadtsanierung der Weg vom Gebäude zum Quartier beschritten. Dafür werden 2012 zusätzlich 70 Mio. Euro und für das Jahr 2013 100 Mio. Euro zur Verfügung gestellt. Außerdem werden Neubauten bis 2021 stufenweise an den Niedrigstenergiegebäude-Standard herangeführt (öffentliche Neubauten bereits bis 2019). Für den Gebäudebestand wird ein langfristiger Sanierungsfahrplan erarbeitet, der unter Beachtung des Wirtschaftlichkeitsgebots einen Orientierungsrahmen für den Sanierungsprozess bis 2050 setzen wird. Die bereits sehr anspruchsvollen energetischen Mindeststandards werden im Rahmen der wirtschaftlichen Vertretbarkeit wie bisher nachgeführt. Der Energieausweis als Informationsinstrument wird gestärkt. Im Verkehrssektor sind neben den EU-Verordnungen zur Begrenzung der CO₂-Emissionen bei neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen wesentliche Elemente die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie sowie das Regierungsprogramm Elektromobilität und das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie.

Kraftwerke: Um Versorgungssicherheit auch in Zukunft zu garantieren, werden fossile Kraftwerke, welche die schwankende Stromeinspeisung der erneuerbaren Energien ausgleichen können, auch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Für den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) fördert das KWK-Gesetz verschiedene KWK-Anlagen und seit 2009 auch Wärme-

netze. Im Rahmen der EnWG-Novelle 2011 wurde das KWK-Gesetz bereits in zwei zentralen Punkten geändert: Die KWK-Förderung wird über 2016 hinaus bis 2020 fortgesetzt und gleichzeitig effizienter gemacht. Mit der KWK-Novelle 2012 ist die Förderung damit in wichtigen Punkten außerdem weiter attraktiv gestaltet worden (Förderung von Wärmespeichern, Ausweitung der Förderung von Wärmenetzen, Erleichterung der Modernisierung von KWK-Anlagen). Auch Speicher sind ein wichtiger Baustein, um ein zukunftsfähiges Energiesystem auf der Basis erneuerbarer Energien zu schaffen. Um Anreize für entsprechende Investitionen zu schaffen, wurden neue Speicher und modernisierte Pumpspeicherkraftwerke von Netzentgelten befreit.

Netzausbau: Der Ausbau der Stromnetze ist auf allen Ebenen vorangegangen. Dafür hat der Gesetzgeber bereits 2011 mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wichtige Rahmenbedingungen geschaffen und alle Akteure auf der Netzplattform beim BMWi zusammengebracht. Um die Ermittlung des Bedarfs an Netzausbau zu beschleunigen, sieht die EnWG-Novelle erstmals verpflichtend eine koordinierte, deutschlandweite Netzentwicklungsplanung vor. Es wird künftig gemeinsame 10-jährige Netzentwicklungspläne der vier Netzbetreiber geben (jährlich aktualisiert, erstmals vorgelegt im Mai 2012). Nach öffentlicher Konsultation des Netzentwicklungsplans durch die BNetzA wird auf dieser Basis das Bundesbedarfsplangesetz vorgelegt werden.

Darüber hinaus sollen mit dem NABEG Genehmigungsverfahren auf vier Jahre verkürzt werden. Dazu werden Zuständigkeiten beim Bund gebündelt (wesentliche Neuerungen: Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA), Planfeststellung auf Bundesebene durch die BNetzA). Um Interessen der Bundesländer zu berücksichtigen, werden die konkreten Leitungsprojekte vorab in einer Verordnung der Bundesregierung (mit Zustimmung Bundesrat) festgelegt.

Die Netzanbindung von Offshore-Parks wurde erleichtert, indem Standorte für Konverterplattformen und Trassen für Sammelanbindungen in einem durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zu erstellenden Offshore-Netzplan im Sinne einer koordinierten und systematischen Gesamtplanung räumlich festgelegt werden.

Auch können Gemeinden, durch deren Gebiet künftig Stromtrassen verlaufen werden, mit den Netzbetreibern im Rahmen der Anreizregulierung einen finanziellen Ausgleich vereinbaren.

Klimaschutzinitiative: Im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) wird eine Vielzahl von Programmen und Projekten zum Klimaschutz gefördert. Diese reichen von Investitionen in stromeffiziente Technologien (hocheffiziente kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, effiziente Kälteanlagen und Stromtechnologien) über Klimaschutzkonzepte und Klimaschutzmanager in Kommunen, Schulen und Unternehmen bis hin zu Projekten zur Information, Beratung (zum Beispiel der Stromspar-Check für einkommensschwache Haushalte) und Vernetzung bei Verbrauchern und in der Wirtschaft. Finanziert wird die Klimaschutzinitiative der Bundesregierung aus Haushaltsmitteln sowie aus dem Sondervermögen Energie- und Klimafonds, das sich aus dem Emissionshandel speist.

Energieforschungsprogramm/Netz- und Speichertechnologien: Die Bundesregierung hat im August 2011 das 6. Energieforschungsprogramm verabschiedet. Es unterstützt die Forschung und Entwicklung unter anderem in den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Hierfür stellt die Bundesregierung in den Jahren 2011 bis 2014 rund 3,5 Milliarden Euro zur Verfügung. Das 6. Energieforschungsprogramm fokussiert die Fördermittel strategisch auf die Bereiche erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Energiespeichertechnologien, Netztechnik und Integration der erneuerbaren Energien in die Energieversorgung sowie auf das Zusammenwirken dieser Technologien.

Finanzierung, Wettbewerb und Bezahlbarkeit: Für Haushalte und Unternehmen muss die Energieversorgung auch in Zukunft bezahlbar bleiben. Um Fehlverhalten bei der Preisbildung im Großhandelsmarkt aufzudecken und den Wettbewerb auf den Strommärkten zu stärken, wird eine Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas eingerichtet. Bestimmte stromintensive Unternehmen entlastet die Bundesregierung zudem teilweise von den Mehrkosten durch die Energiewende, wie durch die Netzentgeltbefreiung oder die Ausweitung der Befreiung von der EEG-Umlage insbesondere für mittelständische Unternehmen.

Der wettbewerblich organisierte Strom- und Gasendkundenmarkt mit seinen Wechselmöglichkeiten bzgl. Energielieferant und -quelle, bietet den Verbrauchern neue Möglichkeiten an der Energiewende zu partizipieren. Die Bundesregierung hat in diesem Bereich verschiedene Maßnahmen ergriffen, um die Teilnahme privater Verbraucher am Marktgeschehen zu erleichtern.

Zur Finanzierung der Energiewende wurde mit dem Energie- und Klimafonds (EKF) bereits im Jahr 2010 eine Finanzierungsgrundlage geschaffen, die 2011 mit dem Energiepaket auf eine neue Basis gestellt worden ist.

Transparenz und Akzeptanz: Bei der Umsetzung der Energiewende ist für die Bundesregierung der Dialog mit den relevanten Akteuren von zentraler Bedeutung. Sie tauscht sich deshalb regelmäßig aus, u.a. mit Vertretern der Länder sowie mit Wirtschafts- und Umweltverbänden. Diesem Dialog dienen insbesondere die Netzplattform, das Kraftwerksforum und die Plattform Erneuerbare Energien. Das Bundesumweltministerium führt zur Reform des EEG zwischen November 2012 und Mai 2013 eine Reihe von öffentlichen Dialogveranstaltungen durch. Dabei sollen Betroffene, Akteure, Öffentlichkeit und Fachöffentlichkeit frühzeitig und umfassend über Problemstellungen, Konfliktlinien und Entscheidungsalternativen dis-

kutieren. Das Bundesministerium für Bildung und Forschung hat darüber hinaus einen Bürgerdialog zu Energietechnologien initiiert. Insgesamt beteiligten sich im Rahmen von acht regionalen Bürgerkonferenzen sowie 22 Bürgerwerkstätten rund 1.500 Bürgerinnen und Bürger am Dialog. Ihre Erwartungen sind in einem Bürgerreport zusammengefasst worden. Auch das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung berücksichtigt zur Erarbeitung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie die Ergebnisse einer Bürgerdialogreihe.

4. Entwicklung der Energieversorgung

Zusammenfassung

2011 ging der Energieverbrauch im Vergleich zum Vorjahr in Deutschland kräftig zurück (-4,9 Prozent) – trotz deutlich steigender wirtschaftlicher Tätigkeit (BIP: +3 Prozent). Allerdings wurde die Entwicklung erheblich von Witterungseffekten beeinflusst. Vergleichsweise milde Temperaturen beeinflussten sowohl den Primärenergieverbrauch als auch den Stromverbrauch, der um 0,5 Prozent sank. Die Struktur der Stromerzeugung wurde durch die Abschaltung von acht Kernkraftwerken sowie den weiteren kräftigen Zubau der erneuerbaren Energien beeinflusst. Diese Entwicklungsverläufe sind mit den Zielen des Energiekonzepts kompatibel.

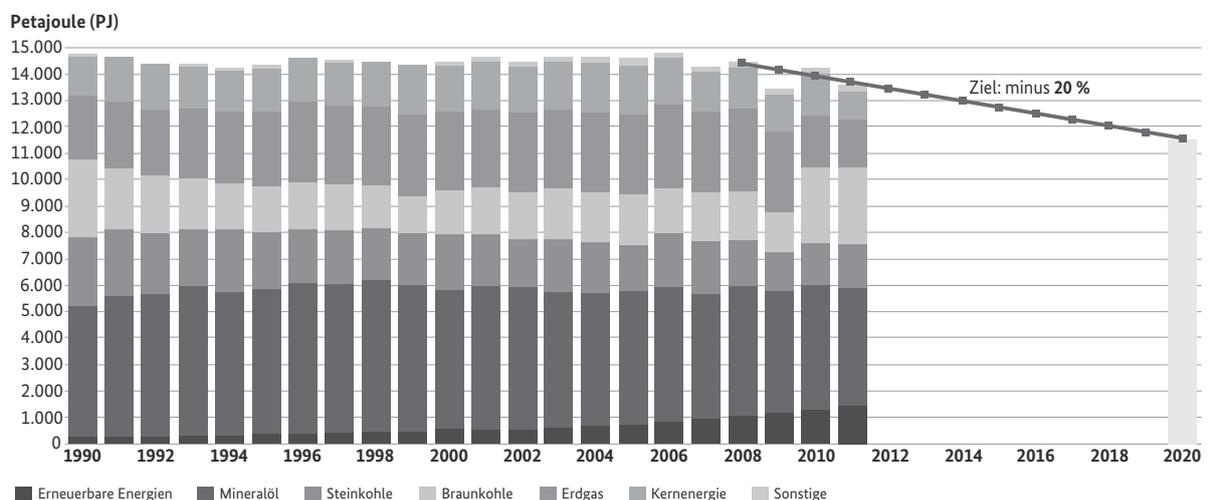
4.1 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

Die Bundesregierung strebt an, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 Prozent gegenüber 2008 zu verringern.

Die Energiewende kann nur gelingen, wenn die Gesellschaft insgesamt sparsamer mit Energie umgeht. Der sparsame Einsatz der Energie kann sich aus einer Reduzierung des Energieverbrauchs ergeben, er kann aber auch aus einer effizienteren Energieumwandlung resultieren.

2011 ging der Primärenergieverbrauch in Deutschland gegenüber dem Vorjahr um 4,9 Prozent von 14.217 Petajoule (PJ) auf 13.521 PJ zurück. Der Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch verringerte sich auf 78,7 Prozent, der der Kernenergie sank auf 8,7 Prozent. Mineralöl leistete mit 34 Prozent den größten Beitrag. Dagegen ist der Beitrag der erneuerbaren Energien zum Primärenergieverbrauch auf 11 Prozent (2011) gestiegen (vgl. hierzu im Detail Kapitel 6). Im Vergleich dazu wurde im Jahr 2008 der Primärenergieverbrauch (14.380 PJ) in Deutschland noch zu 79,8 Prozent durch fossile Energieträger gedeckt. Der Anteil der Kernenergie am Primärenergie-

Abbildung 1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern (AGEB)



verbrauch betrug 2008 11,3 Prozent, der der erneuerbaren Energien erreichte 8 Prozent.

Der deutliche Rückgang des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2011 gegenüber dem Vorjahr ist zu einem erheblichen Teil auf Temperatureffekte zurückzuführen. Das Jahr 2011 war vergleichsweise mild. Die Gradtagszahlen (ein Maß für die „Kälte“ eines Jahres) für Deutschland lagen um ca. 20 Prozent niedriger als 2010 und um ca. 13 Prozent unter dem langjährigen Durchschnitt. Dementsprechend war der Heizbedarf deutlich niedriger als in einem „Normaljahr“. Bei Berücksichtigung des Witterungseffekts ergibt sich nach den Berechnungen der AG Energiebilanzen für 2011 ein Primärenergieverbrauch, der in etwa auf dem Niveau des Vorjahres liegt.

Die dauerhafte Abschaltung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 wirkt sich unmittelbar auf die Höhe des statistisch ausgewiesenen Primärenergieverbrauchs aus. Aufgrund einer internationalen Konvention zur primärenergetischen Bewertung der Kernenergie sinkt der Primärenergieverbrauch rechnerisch, wenn die Stromerzeugung in Kernkraftwerken durch die Stromerzeugung in gleicher Höhe in anderen Kraftwerken ersetzt wird. Dieser Effekt führt rein rechnerisch zu einer Verringerung des Primärenergieverbrauchs um ca. 0,5 Prozent.

Gleichzeitig waren auch erhebliche, den Verbrauch steigernde Effekte im Jahr 2011 wirksam. Die Produktion im verarbeitenden Gewerbe nahm um rund 9 Prozent zu, das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt um 3 Prozent.

Zu den wesentlichen Einflüssen auf die Veränderung eines um Temperatur- und Lagerbestand bereinigten Primärenergieverbrauchs kommt die AG Energiebilanzen für das Jahr 2011 zu dem Ergebnis, dass die effizientere Nutzung (Energieintensitätskomponente) die verbrauchssteigernden Effekte der zunehmenden Wirtschaftsleistung (Einkommenskomponente) deutlich überkompensiert hat.

Gemessen am Basisjahr 2008 zeigt der Primärenergieverbrauch sowohl tatsächlich als auch temperaturbereinigt einen leicht rückläufigen Trend, der bei Betrachtung der effektiven Werte weitgehend mit dem Zielpfad kompatibel ist (vgl. Abbildung 1). Die ersten Ergebnisse der AG Energiebilanzen für 2012 (1. Halbjahr: gleich bleibendes Verbrauchsniveau trotz kühlerer Witterung und weiter zunehmender Wirtschaftsleistung) lassen einen konstanten Primärenergieverbrauch gegenüber 2011 erwarten.

4.2 Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren

Die im vorstehenden Kapitel dargestellte rückläufige Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2011 im Vergleich zum Vorjahr ist unter anderem das Ergebnis einer verringerten Nachfrage nach Endenergie. Für das Jahr 2011 sind deutlich die Auswirkungen der milden Witterung auf die Verbrauchsstruktur zu erkennen. Erdgas und leichtes Heizöl haben als mengenmäßig gewichtigste Heizenergien erheblich an Bedeutung gegenüber dem Vorjahr verloren. Abbildung 2 zeigt den Endenergieverbrauch nach Energieträgern; erneuerbare Energieträger leisten dabei einen Beitrag zum Strom, zu den Kraftstoffen und im Bereich Sonstige (hier vor allem Brennholz und der biogene Teil des Abfalls).

Auch bei der Darstellung des Endenergieverbrauchs sowie des Bruttoendenergieverbrauchs nach Sektoren (Abbildung 3) machte sich im Jahr 2011 die milde Witterung bemerkbar. Dies betraf insbesondere den Sektor „Private Haushalte“, in dem Energie zu über 70 Prozent zu Heizzwecken eingesetzt wird.

Die Sektoren „Verkehr“ und „Industrie“ sind dagegen von Temperatureinflüssen kaum beziehungsweise in nur geringerem Maße betroffen. Im Verkehrssektor zeigt die Verbrauchsentwicklung 2011 einen leichten Rückgang gegenüber dem Basiswert 2005 (- 0,5 Prozent).

Abbildung 2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern (AGEB)

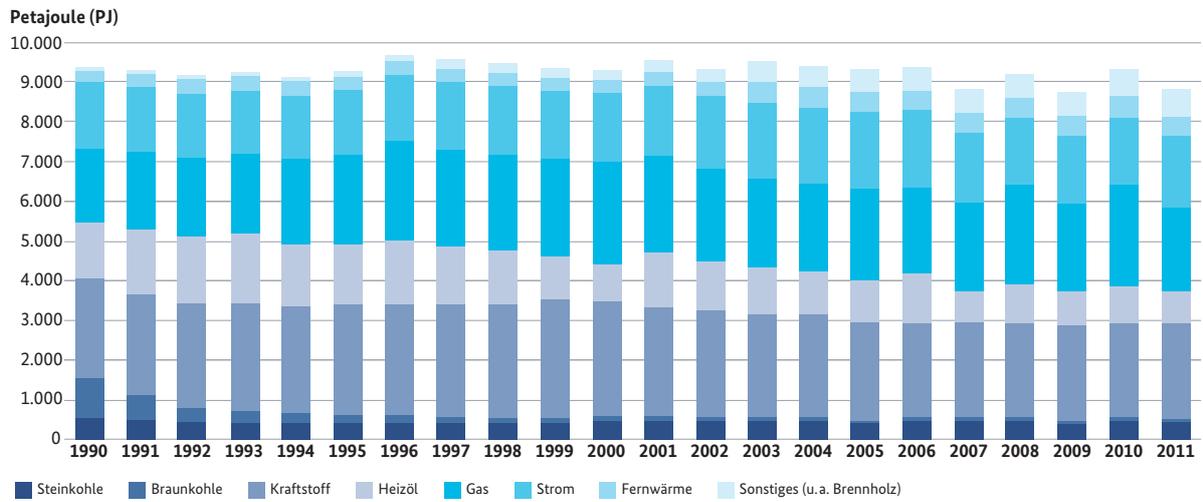
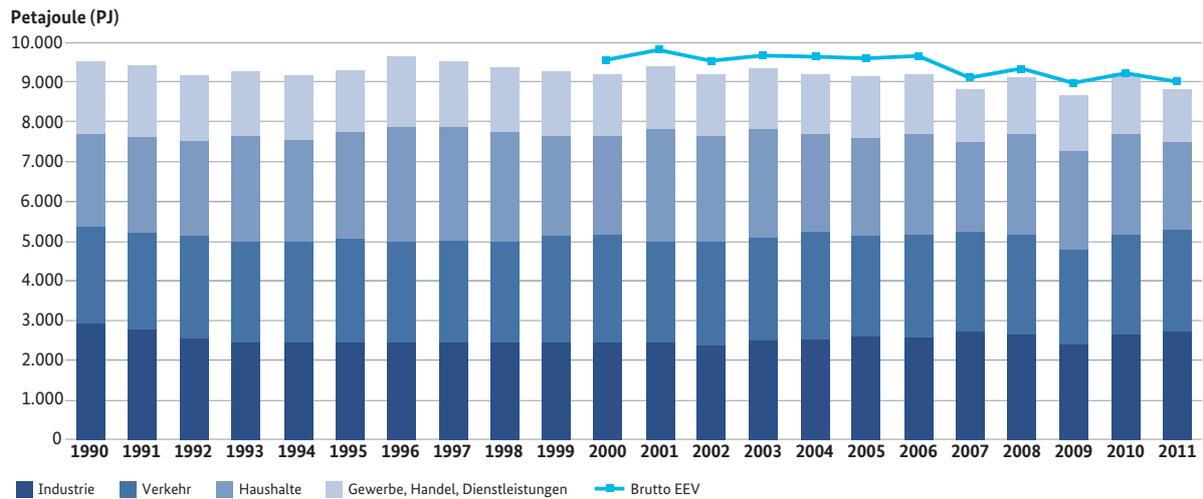


Abbildung 3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren und Bruttoendenergieverbrauch (AGEB)



4.3 Entwicklung auf dem Strommarkt

4.3.1 Stromverbrauch

Die Bundesregierung strebt an, bis 2020 den Stromverbrauch gegenüber 2008 in einer Größenordnung von 10 Prozent und bis 2050 von 25 Prozent zu vermindern

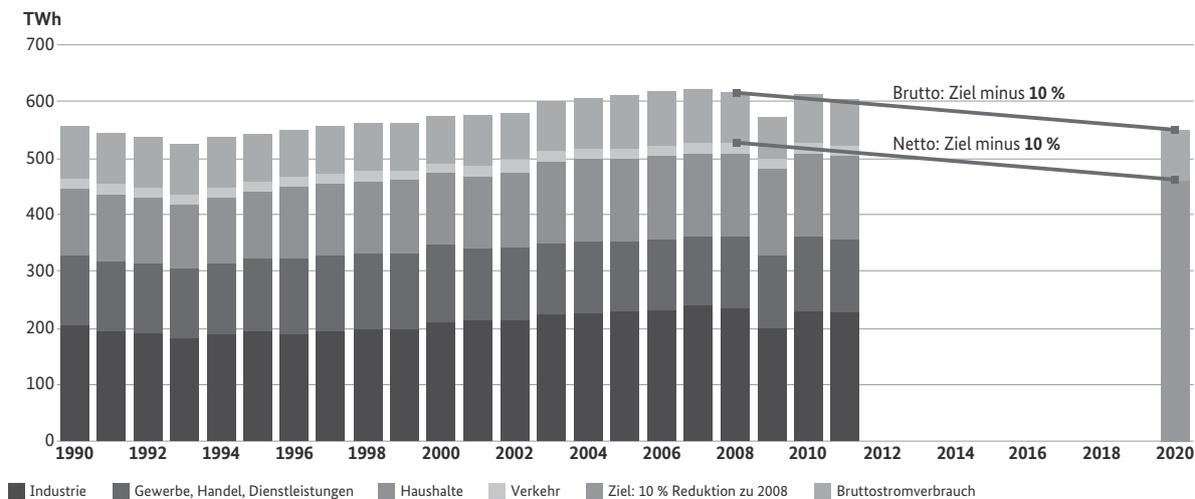
Der Bruttostromverbrauch lag 2011 mit 602,6 TWh um 1,5 Prozent unter dem Wert des Vorjahres (611,9 TWh) und um 2,1 Prozent unter dem Verbrauch von 2008 (615,5 TWh).

Der von den Endverbrauchern konsumierte Netto-Stromverbrauch ging 2011 mit 524 TWh um 0,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr (527 TWh) zurück, blieb aber im Vergleich zu 2008 auf dem gleichen Niveau.

Das Bruttoinlandsprodukt, das in früheren Jahren entscheidend den Anstieg des Stromverbrauchs beeinflusst hat, ist im Zeitraum 2008 bis 2011 um 1,3 Prozent angestiegen. Von 2010 auf 2011 lag das gesamtwirtschaftliche Wachstum sogar bei 3 Prozent.

Auch die Entwicklung im laufenden Jahr 2012 zeigt trotz weiteren Wirtschaftswachstums einen rückläufigen Verbrauchstrend beim Strom. Im ersten Halbjahr ging der Bruttostromverbrauch um 2,1 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum zurück.

Abbildung 4: Entwicklung des Brutto- und Nettostromverbrauchs (AGEB)



4.3.2 Stromerzeugung

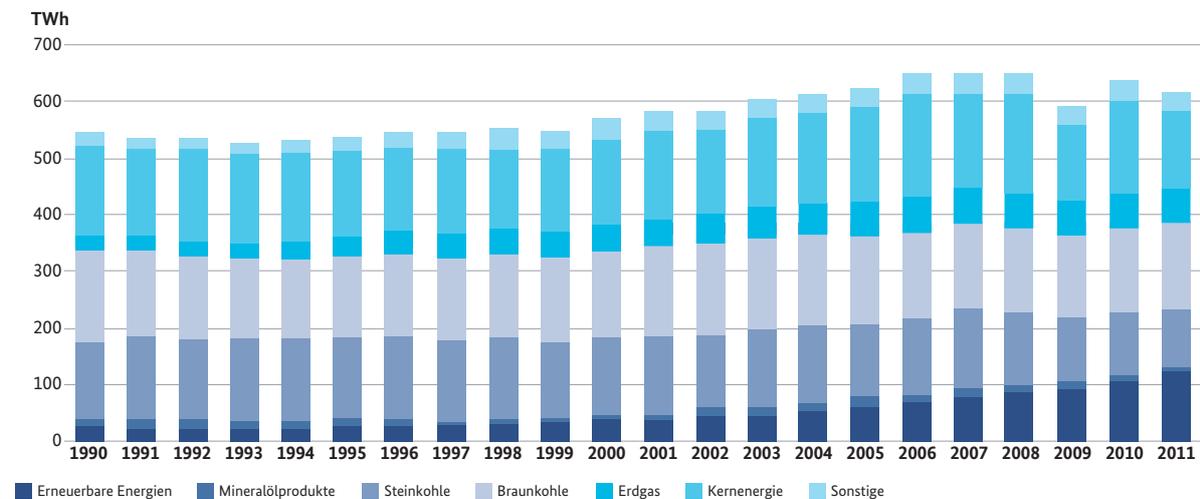
Der notwendige Umbau der Stromversorgung soll neben dem stufenweisen Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens 2022 vor allem durch den Ausbau der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet sein.

Die energiepolitischen Beschlüsse des Jahres 2011 haben sich unmittelbar auf die Struktur der Stromerzeugung ausgewirkt. 2011 wurden die während des Moratoriums abgeschalteten sieben ältesten Kernkraftwerke sowie das Kernkraftwerk Krümmel dauerhaft vom Netz genommen. Damit sank die Kernkraftkapazität

innerhalb eines Jahres um 8,4 GW. Der Ausbau der erneuerbaren Energien setzte sich gleichzeitig fort (vgl. Kapitel „Erneuerbare Energien“).

Die Stromerzeugung erfolgte 2011 zu 24,6 Prozent durch Braunkohlenkraftwerke, zu 18,5 Prozent durch Steinkohlenkraftwerke, zu 17,7 Prozent durch Kernkraftwerke und zu 13,6 Prozent durch Erdgaskraftwerke, während der Beitrag der erneuerbaren Energien erstmals 20 Prozent erreichte. 2008 lag der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung noch bei 23,3 Prozent, der der erneuerbaren Energien bei 14,6 Prozent (vgl. Abbildung 5 und Kapitel 6).

Abbildung 5: Entwicklung des Bruttostromerzeugung (AGEB)



5. Energieeffizienz

Zusammenfassung

Ein gebräuchlicher Indikator zur Messung der Energieeffizienz ist die Energieproduktivität, d. h. das Verhältnis von erzieltm Nutzen (zum Beispiel Bruttoinlandsprodukt) zur eingesetzten Energie. Das Energiekonzept der Bundesregierung zielt auf eine jährliche Steigerung der Endenergieproduktivität um durchschnittlich 2,1 Prozent ab. Zwischen 2008 und 2011 konnte die Endenergieproduktivität um durchschnittlich 2 Prozent pro Jahr gesteigert werden. Deutschland liegt damit bei der Energieeffizienz aktuell auf dem Zielpfad. Diese Durchschnittsbetrachtung darf nicht überdecken, dass die Energieeffizienz in den einzelnen Jahren und in den unterschiedlichen Sektoren stark variieren kann.

5.1 Energiepolitische Ziele bei der Energieeffizienz

Ziel aus dem Energiekonzept der Bundesregierung: Bis 2020 soll der Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 um 20 Prozent und bis 2050 um 50 Prozent sinken. Das erfordert pro Jahr eine Steigerung der Energieproduktivität um durchschnittlich 2,1 Prozent bezogen auf den Endenergieverbrauch.

Die Energieeffizienz beschreibt, welcher Nutzen mit einer bestimmten Menge an Energie erreicht werden kann. Für die Darstellung der Energieeffizienz werden unterschiedliche Indikatoren verwendet. Im Folgenden wird – wie auch im Energiekonzept – die Energieeffizienz an der Energieproduktivität bezogen auf den Endenergieverbrauch gemessen. Die Steigerung der Energieeffizienz ist ein zentraler Schlüssel für eine erfolgreiche Energiepolitik, denn:

- Energieeffizienz trägt wesentlich zu einer Senkung der Kosten der Energieversorgung für Unternehmen und private Verbraucher bei und ist so gleichzeitig ein zentraler Wettbewerbsfaktor und damit ein wichtiges Element der Standortpolitik.
- Energieeffizienz senkt die Nachfrage nach Energie und leistet so einen wichtigen Beitrag zu größerer Versorgungssicherheit, zur Reduzierung der Importabhängigkeit und zur Steigerung der Reichweite der erschöpfbaren Energieträger.
- Energieeffizienz ist angewandte Umweltschutzpolitik und in vielen Fällen unter Kostengesichtspunkten der günstigste Weg, die klima- und energiepolitischen Ziele zu erreichen.

Der Energieverbrauch und damit auch die Energieeffizienz werden von verschiedenen Faktoren beeinflusst. Dazu gehören Witterung, konjunkturelle Einflüsse, Preiseffekte, Verhaltensweisen sowie Strukturänderungen. Durch z. B. bessere Gebäudedämmung, sparsamere Motoren oder effizientere Elektrogeräte in Betrieben und Haushalten gelingt es, den Energieverbrauch weiter zu reduzieren. Die Vielzahl der Einflüsse macht es schwierig, die beobachteten Änderungen der Energieeffizienz auf einzelne Faktoren zurück zu führen.

Das im Energiekonzept der Bundesregierung enthaltene Ziel einer Steigerung der Endenergieproduktivität um 2,1 Prozent pro Jahr bezieht sich auf einen Durchschnittswert für den Zeitraum 2008 bis 2050. Im Zusammenspiel der vielen unterschiedlichen Einflussfaktoren ist zu erwarten, dass dieser Wert in einzelnen Jahren über- oder unterschritten wird. Wichtig ist, dass die Steigerung der Energieeffizienz in dieser Größenordnung langfristig vorangetrieben wird.

5.2 Entwicklung der Energieeffizienz

Auf der Basis der Daten der AG Energiebilanzen können Aussagen zur Effizienzentwicklung sowohl auf der Basis beobachteter Werte als auch unter Berücksichtigung von Temperatur- und Lagerbestandseffekten getroffen werden. Ausreißer etwa aufgrund eines außergewöhnlich kalten Winters werden dadurch geglättet, so dass langfristige Effizienzfortschritte besser sichtbar werden.

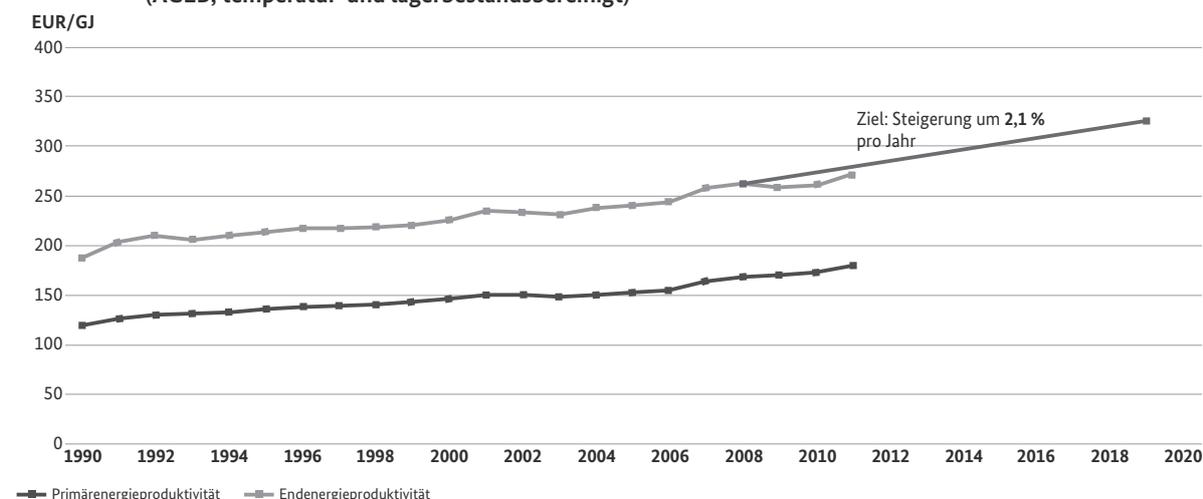
Die beobachtete Energieproduktivität hat sich in den einzelnen Jahren unterschiedlich entwickelt. In manchen Jahren ist die Energieproduktivität sogar zurückgegangen. Im Jahr 2011 ist eine drastische Erhöhung der Endenergieproduktivität um fast 10 Prozent gegenüber 2010 eingetreten. Hierfür war neben konjunkturellen Effekten vor allem auch der verhältnismäßig milde Winter maßgeblich. Im Zeitraum 2008 bis 2011

hat sich die Endenergieproduktivität von 263 €/GJ auf 279 €/GJ verbessert. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von 2 Prozent. Um das Ziel der Bundesregierung, die Energieproduktivität bis zum Jahr 2020 jährlich um 2,1 Prozent zu erhöhen, zu erreichen, ist eine geringfügige Verstärkung des laufenden Trends erforderlich. Im Zeitraum 1990 bis 2011 ist die Endenergieproduktivität durchschnittlich um 1,8 Prozent jährlich gestiegen.

Temperaturbereinigt sind die Veränderungsraten in einzelnen Jahren und Zeitabschnitten moderater. Die Erhöhung der Endenergieproduktivität im Jahr 2011 betrug witterungsbereinigt 3,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Im Zeitraum 2008 bis 2011 hat sich die Endenergieproduktivität von 259 €/GJ auf 270 €/GJ verbessert. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von 1,4 Prozent.

In Abbildung 6 ist die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität für die deutsche Volkswirtschaft (temperatur- und lagerbestandsbereinigt) dargestellt, zum einen bezogen auf den Primärenergieverbrauch (untere Linie) und zum anderen bezogen auf den Endenergieverbrauch (obere Linie). Zwischen 1990 und 2011 hat sich die temperaturbereinigte Energieproduktivität bezogen auf den Primärenergieverbrauch um rund 46 Prozent verbessert.

Abbildung 6: Gesamtwirtschaftliche Primär- und Endenergieproduktivität (AGEB; temperatur- und lagerbestandsbereinigt)



5.3 Endenergieeffizienz in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Der Endenergieverbrauch der Industrie beruht zu etwa zwei Dritteln auf Prozesswärme, wie sie beispielsweise in der Metallerzeugung oder für die Durchführung chemischer Prozesse erforderlich ist. Ein weiterer Beitrag entfällt auf den elektrischen Antrieb von Maschinen. Einzelheiten sind in den Anwendungsbilanzen der AG Energiebilanzen enthalten.

Die Entwicklung der Energieeffizienz hat sich seit 1991 tendenziell verbessert, zeigt allerdings – insbesondere in Konjunkturtälern – zum Teil deutliche Einbrüche, die in vielen Fällen auf unterausgelastete Produktionskapazitäten zurückgeführt werden können. Konjunkturelle Schwankungen und Innovationszyklen machen sich im industriellen Bereich sehr stark bemerkbar. (vgl. Abbildung 7)

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen liefert einen nennenswerten Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz im Sektor Industrie. Bei Modernisierungen und Anpassungen der Industrieproduktion können vielfach deutliche Steigerungen der Energieproduktivität verwirklicht werden. Durch elektronische Anlagensteuerungen, durch optimierte Prozessabläufe, integrierte Fertigungsverfahren und durch die Rückgewinnung

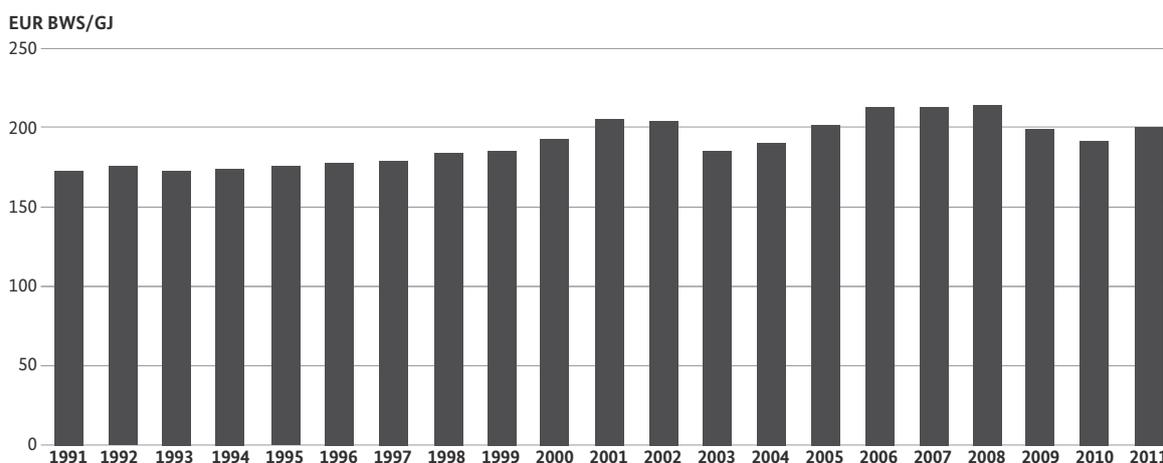
von Wärme und Rohstoffen lassen sich vielfach – neben anderen betriebswirtschaftlich relevanten Kosten – auch der Energieverbrauch und damit die Energiekosten deutlich senken.

Im Jahr 2011 entfielen auf den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) mit 1355 PJ rund 15,5 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland. Zu diesem Sektor zählen unter anderem das Baugewerbe, Krankenhäuser, Schulen, die Landwirtschaft und der öffentliche Dienst. In diesen Bereichen – in denen allerdings die statistische Datenbasis schwach ist – zeigt sich im Gegensatz zur Industrie eine weitgehend kontinuierliche Verbesserung der Energieproduktivität. Konjunkturelle Einflüsse hielten sich hier in Grenzen. Zwischen 2008 und 2011 ist die temperaturbereinigte Energieproduktivität im Sektor GHD durchschnittlich um jährlich 2,1 Prozent gestiegen. (vgl. Abbildung 8)

Dieser Anstieg ist der stärkste Anstieg aller betrachteten Sektoren. Effizienzsteigernd wirken sich hier u. a. Maßnahmen der Wärmedämmung, der Automatisierung und der Prozessoptimierung aus. Auch die Modernisierung von eingesetzten Maschinen und Anlagen steigert die Effizienz.

Aufgrund der Heterogenität des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sind zusätzliche Erhebungen erforderlich, um die Datenbasis weiter zu verbessern.

Abbildung 7: Temperaturbereinigte Endenergieproduktivität in der Industrie (AGEB)



5.4 Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz

Die Energieeffizienzpolitik in Deutschland zeichnet sich durch eine Vielfalt erfolgreicher, z.T. bereits seit vielen Jahren bestehender Instrumente auf der Ebene des Bundes, der Länder und der Kommunen aus. Auf Bundesebene kommen neben ordnungspolitischen Regelungen (z. B. Energieeinsparverordnung) auch fiskalpolitischen Regelungen (z. B. Ökologische Steuerreform) und Fördermaßnahmen (z. B. die Förderprogramme der staatlichen KfW im Gebäudebereich) sowie auch die Bereitstellung von Information und Beratung (z. B. die Modellvorhaben der Deutschen Energie-Agentur oder die Vor-Ort-Energieberatung für Wohngebäudebesitzer) zur Anwendung.

Durch diesen bewährten Instrumenten-Mix hat sich zudem in den letzten Jahrzehnten in Deutschland ein Markt für Energiedienstleistungen, Energieaudits und sonstige Energieeffizienzmaßnahmen entwickeln können. Durch die Vielzahl an verschiedenen Anbietern (u. a. unabhängige Energiedienstleistungsunternehmen, Energieunternehmen, Ingenieur- und Architektenbüros, Handwerker etc.) und Marktsegmenten (u. a. Contracting, Energieaudits, Energiemanagement, Gebäudesanierungen, Mess- und Zählerdienstleistungen) handelt es sich um einen durch regen Wettbewerb gekennzeichneten, äußerst lebendigen Markt mit größtenteils beständigen Wachstumsraten und -potenzialen.

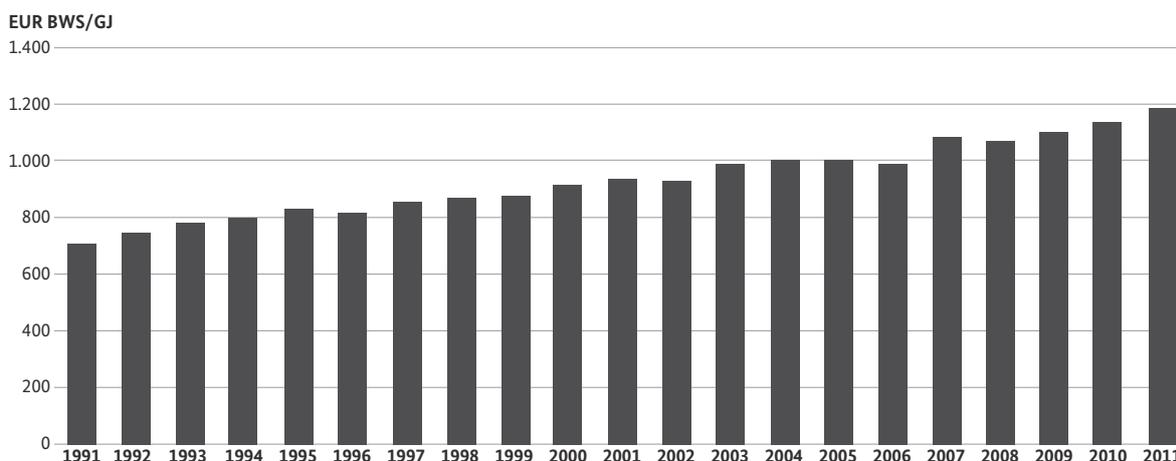
Mit dem Energiedienstleistungsgesetz wurde 2010 die europäische Energiedienstleistungsrichtlinie umgesetzt und die Entwicklung des Marktes für Energiedienstleistungen weiter gefördert. Mit dem Gesetz wurde die Bundesstelle für Energieeffizienz eingerichtet, die den Markt für Energiedienstleistungen und sonstige Energieeffizienzmaßnahmen beobachtet und eine Anbieterliste führt, die den Endkunden eine größtmögliche Transparenz über die für sie verfügbaren Angebote ermöglichen soll.

Die Entwicklung des Marktes soll auch künftig unterstützt und die Qualität der Dienstleistungen gesichert werden. Gleichzeitig soll den teilweise noch bestehenden Hemmnissen entgegen gewirkt werden, die bei der Realisierung von Energiedienstleistungen und damit verbundenen Energieeffizienzsteigerungen bestehen. Daher wird die Bundesregierung ihre Aktivitäten über die gesetzten Anreize im Rahmen des bewährten Instrumenten-Mix aus Förderung, Information und Beratung in Verbindung mit ordnungsrechtlichen Maßnahmen im Rahmen der Wirtschaftlichkeit weiter fortsetzen und – wo erforderlich – verstärken.

Mit der Verabschiedung der EU-Energieeffizienzrichtlinie wurden zudem weitere Regelungen auf europäischer Ebene beschlossen, die bis Juni 2014 in nationales Recht umzusetzen sind.

Im Folgenden werden einige Beispiele für die Fortführung und Weiterentwicklung bewährter bzw. die Ein-

Abbildung 8: Temperaturbereinigte Endenergieproduktivität von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (AGEB)



führung zusätzlicher Maßnahmen dargestellt. Für die Maßnahmen in den Bereichen Gebäude und Verkehr wird auf das Kapitel 9 verwiesen. Für eine weitergehende Übersicht über Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz wird auf den 2. Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) der Bundesrepublik Deutschland vom Juli 2011 verwiesen.

Geräte

Die Ökodesign-Richtlinie der EU (RL 2005/32/EG) wurde durch das Energiebetriebsene-Produkte-Gesetz (EBPG) in deutsches Recht umgesetzt. Die Neufassung der Ökodesign-Richtlinie (2009/125/EG) wurde mit dem Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz in deutsches Recht umgesetzt. Sie bildet die Grundlage für die Festlegung einheitlicher Vorgaben in Bezug auf die umweltgerechte Gestaltung von energieverbrauchsrelevanten Produkten innerhalb der EU, einschließlich ihrer jeweiligen Energieeffizienz.

Mit dem Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG) wurden die EU-Richtlinien zur Energieverbrauchskennzeichnung (92/75/EWG und 2010/30/EG) energieverbrauchsrelevanter Produkte in Deutschland umgesetzt. Die Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) legt übergangsweise noch in EU-Richtlinien bestehende Kennzeichnungspflichten für elektrische Haushalts(groß)geräte u. a. im Hinblick auf den Energieverbrauch durch eine Einteilung in Effizienzklassen fest. Künftig werden die Anforderungen an die Energieverbrauchskennzeichnung energieverbrauchsrelevanter Produkte mit Effizienzklassen von „A+++“ bis „G“ in delegierten EU-Verordnungen geregelt, die keiner weiteren Umsetzung in den EU-Mitgliedsstaaten bedürfen.

Industrie und Gewerbe

Der Deutsche Bundestag hat am 8. November 2012 das auf einem Gesetzentwurf der Bundesregierung beruhende Zweite Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes sowie zur Änderung des Luftverkehrssteuergesetzes beschlossen. Im Hinblick auf die darin vorgesehene – auf 10 Jahre angelegte –

Fortführung des Spitzenausgleichs bei der Energiesteuer und der Stromsteuer wird das Gesetz durch eine Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und der deutschen Wirtschaft zur Steigerung der Energieeffizienz flankiert. In Zukunft soll der Spitzenausgleich nur noch gewährt werden, wenn die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes einen Beitrag zu Energieeinsparungen leisten. Das Gesetz knüpft die Gewährung des Spitzenausgleichs an die Einführung von Energie- bzw. Umweltmanagementsystemen in den Unternehmen sowie an die Erreichung von Energieeffizienzsteigerungszielen. Der Zielwert für die Steigerung der Energieeffizienz wurde für die Bezugsjahre 2013 bis 2015 auf 1,3 Prozent p. a. festgelegt. Danach soll die jährliche Steigerung bei 1,35 Prozent p. a. liegen, wobei die Zielwerte für Bezugsjahre 2017 bis 2020 im Rahmen einer Evaluation im Jahr 2017 überprüft werden.

Zusätzliche Förderprogramme werden die weitere Steigerung der Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe unterstützen. Die Energieberatung im Mittelstand wird mit bis zu 80 Prozent gefördert und für die Umsetzung der Effizienzmaßnahmen stellt die KfW besonders zinsgünstige Kredite bereit. Am 1. Oktober 2012 wurde das Programm zur Förderung hocheffizienter Querschnittstechnologien gestartet. Gefördert wird zum einen der Ersatz ineffizienter alter Anlagen wie Elektromotoren, Pumpen, Druckluftsysteme etc. durch hocheffiziente Anlagen, zum anderen auch die Optimierung von Systemen in die Querschnittstechnologien eingebunden sind. Neben Programmen zur Beratung, Information und Vernetzung sind für 2012 weitere Programme zur Förderung der Einführung von Energiemanagement-Systemen sowie zur Förderung von energieeffizienten und klimaschonenden Produktionsprozessen geplant.

6. Erneuerbare Energien

6.1 Einleitung

Für den Ausbau der erneuerbaren Energien hat Deutschland konkrete Zielsetzungen festgelegt. So ist im Energiekonzept das Ziel formuliert, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 18 Prozent, bis 2030 auf 30 Prozent, bis 2040 auf 45 Prozent und bis 2050 auf 60 Prozent ansteigen soll. Aufgrund der begrenzten Potenziale nachhaltig verfügbarer erneuerbarer Energiequellen, die für den Einsatz im Wärme- und Verkehrssektor geeignet sind, ist es zur Erreichung dieser Ziele von großer Bedeutung, die Anteile erneuerbarer Energien im Stromsektor bis spätestens 2050 auf mindestens 80 Prozent zu steigern. Als Zwischenziele auf dem Weg dahin verfolgt das EEG 2012 das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttostromverbrauch bis spätestens 2020 auf mindestens 35 Prozent, bis spätestens 2030 auf mindestens 50 Prozent und bis spätestens 2040 auf mindestens 65 Prozent zu erhöhen.

Bei den Zielen im Bereich erneuerbare Energien handelt es sich im Übrigen um relative Ziele in dem Sinne, dass die Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien immer auch von der Entwicklung der Bezugsgröße, d.h. des Bruttoendenergieverbrauchs oder des Bruttostromverbrauchs abhängt. Eine ambitionierte Steigerung der Energieeffizienz trägt somit wesentlich dazu bei, die Ausbauziele der erneuerbaren Energien kostengünstiger zu erreichen.

Mit dem vorliegenden Bericht kommt die Bundesregierung zugleich der Berichtspflicht nach § 65a des EEG nach. Weitergehende Fragestellungen im Bereich erneuerbare Energien, wie zum Beispiel die Markt- und Systemintegration oder Nachhaltigkeit, hier insbesondere bzgl. Biomasse, werden im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts sowie im Fortschrittsbericht der Bundesregierung im Jahr 2014 diskutiert.

Zusammenfassung

Beim Ausbau der erneuerbaren Energien liegt Deutschland insgesamt auf Zielkurs. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch ist 2011 auf über 12 Prozent gestiegen. Wesentlicher Treiber war die hohe Ausbaudynamik im Stromsektor. So überschritten die erneuerbaren Energien 2011 erstmals die Marke von 20 Prozent am Bruttostromverbrauch. Für 2012 ist eine weitere deutliche Zunahme absehbar; im ersten Halbjahr lag der Anteil erneuerbarer Energien bei ca. einem Viertel des deutschen Bruttostromverbrauchs. Deutschland liegt damit bei der Erreichung der Erneuerbaren-Ziele im Strombereich über dem Mindestzielkurs.

Das starke Wachstum der erneuerbaren Energien trug über den Merit-Order-Effekt dazu bei, dass die Großhandelspreise an der Strombörse trotz hoher fossiler Brennstoffpreise auf geringem Niveau verharrten beziehungsweise sogar sanken. Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere im Bereich der Photovoltaik, die vergleichsweise hohe Vergütungssätze hat, führte zusammen mit niedrigen Großhandelspreisen aber auch dazu, dass die Differenzkosten des EEG, die auf nicht-privilegierte Letztverbraucher umgelegt werden, seit 2010 stark ansteigen. In der Folge erhöhte sich die EEG-Umlage auf 3,53 ct/kWh im Jahr 2011 und 3,59 ct/kWh im Jahr 2012. Für das Jahr 2013 wurde die EEG-Umlage auf 5,277 ct/kWh festgelegt und somit deutlich erhöht.

Zur Begrenzung der Kosten sowie zur Verbesserung der Markt- und Systemintegration hat der Bundestag das EEG zum 1. Januar 2012 und 1. April 2012 neu gefasst. Dabei wurde u. a. festgelegt, dass die Förderung der Photovoltaik bei erreichten 52 GW installierter Leistung ausläuft.

6.2 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch

Das Energiekonzept sieht einen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 18 Prozent vor.

Der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch hat sich zwischen den Jahren 2000 (3,8 Prozent) und 2011 (12,1 Prozent) mehr als verdreifacht. Allein gegenüber 2010 ist der Anteil um 0,9 Prozentpunkte gestiegen. Unter Annahme einer weitgehend linearen Entwicklung der erneuerbaren Energien von 2010 bis 2020 liegt Deutschland damit auf Zielkurs bei der Erreichung des 18 Prozent-Ziels (siehe Abbildung 9).

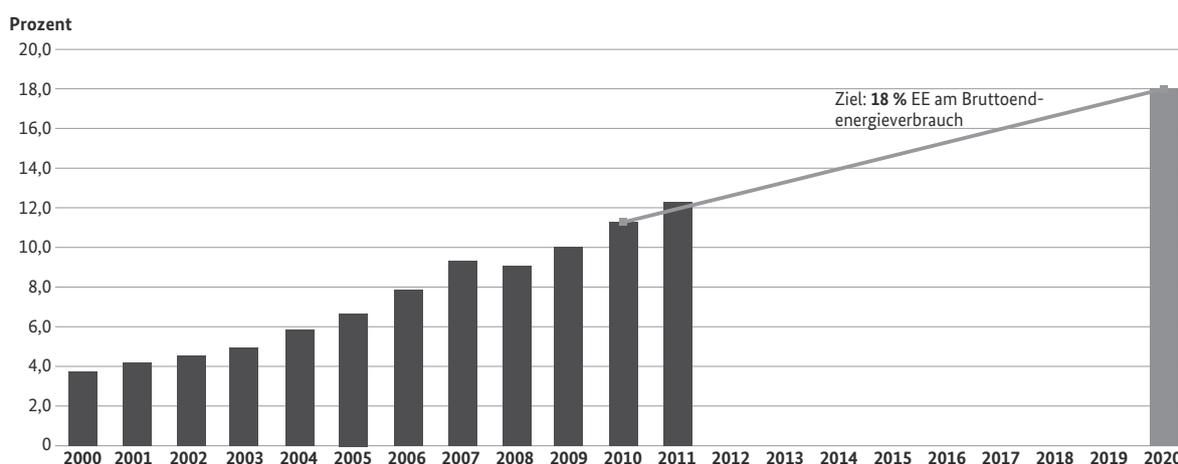
Wie Abbildung 10 zeigt, stieg die Endenergiebereitstellung der erneuerbaren Energien in allen drei Bereichen – Strom, Wärme und Kraftstoffe – seit dem Jahr 1990 weitgehend kontinuierlich an, mit steigender Tendenz im vergangenen Jahrzehnt. Im Jahr 2011, das von sehr milder Witterung und einem entsprechenden Rückgang des Verbrauchs von Wärmeenergieträgern geprägt war, hat eine deutlich gesteigerte Strombereitstellung aus Wind, Sonne und Biogas einen weiteren Anstieg der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien bewirkt. Mit knapp 48 Prozent hat die erneuerbare Wärme im Jahr 2011 den größten Anteil am

Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien gehabt, gefolgt vom Strom mit 41 Prozent. Biokraftstoffe machten 11 Prozent aus. Die Entwicklung der erneuerbaren Energien im Stromsektor wird unter 6.3 im Detail dargestellt.

Der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch nur für Wärme (ohne Kälte) ist seit dem Jahr 1990 von 2,1 Prozent auf 11 Prozent im Jahr 2011 angestiegen, gegenüber dem Vorjahr um 0,3 Prozentpunkte. Der Einsatz erneuerbarer Energien im Kältesektor ist als vernachlässigbar gering einzuschätzen, belastbaren Zahlen liegen allerdings nicht vor. Werden der Wärme- und Kältesektor gemeinsam betrachtet, liegt der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch nach vorläufigen Zahlen bei etwa 10,2 Prozent.

Bei der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien dominiert seit jeher die Biomasse, die einschließlich Klär- und Deponiegas sowie des biogenen Anteils der Siedlungsabfälle im Jahr 2011 noch immer einen Anteil von gut 92 Prozent ausmachte. Den größten Anteil davon bildet wiederum die Verwendung von Holz in privaten Haushalten. Weitere Beiträge liefern insbesondere oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen) sowie seit dem vergangenen Jahrzehnt verstärkt die Solarthermie. Im Jahr 2011 lagen die Anteile von Geothermie/Umweltwärme und Solarthermie an der Wärme aus erneuerbaren Ener-

Abbildung 9: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (in Prozent)



Quelle: BMU 2012 nach AGEE-Stat. Stand: Juli 2012

gien bei 4,4 beziehungsweise 3,9 Prozent. Über die Entwicklung des Anteils erneuerbare Energien im Wärme- und Kältesektor im Hinblick auf das im EEWärmeG verankerte Ziel von 14 Prozent im Jahr 2020 gibt der Erfahrungsbericht der Bundesregierung Auskunft (vgl. auch Kapitel 6.6.2).

Im Verkehrsbereich kommen erneuerbare Energien in Form von Biokraftstoffen und Strom (Bahnverkehr, Elektromobilität) zur Anwendung. Im Folgenden wird über die Biokraftstoffe berichtet (vgl. Erläuterungen zum Bruttoendenergieverbrauch im Glossar). Der Anteil von Biokraftstoffen am gesamten Kraftstoffverbrauch lag im Jahr 1990 noch bei Null und ist zwischen den Jahren 2000 und 2011 von 0,4 auf 5,5 Prozent angestiegen. Dieser Anstieg verlief jedoch nicht kontinuierlich. In den Jahren 2005 bis 2007 war ein Anstieg des Absatzes von Biodiesel und Pflanzenöl zu verzeichnen, der zu einem bisherigen Maximum des Anteils von Biokraftstoffen am Kraftstoffverbrauch von 7,4 Prozent im Jahr 2007 führte. Seit 2008 ist der Absatz von Biodiesel und Pflanzenöl rückläufig (bei einem leichten zwischenzeitlichen Anstieg des Biodieselabsatzes im Jahr 2010), gleichzeitig nimmt aber der Absatz von Bioethanol zu.

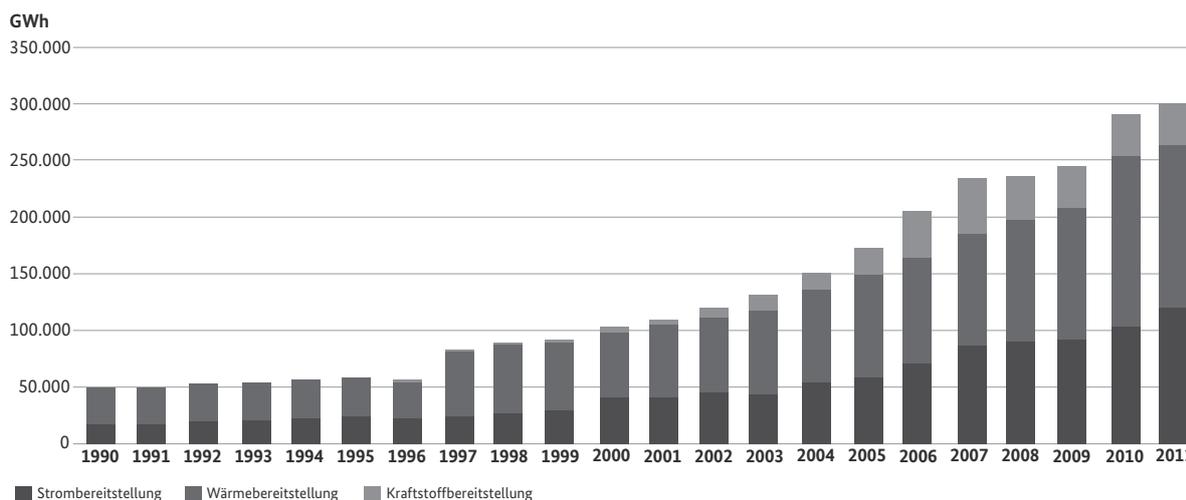
Im Jahr 2011 lag der Anteil der Biokraftstoffe am gesamten Kraftstoffverbrauch mit 5,5 Prozent 0,3 Prozentpunkte unter dem Vorjahresniveau. Dabei sank der Absatz von Biodiesel um 4,5 Prozent – von 26.095 auf 24.920 GWh (89,7 PJ), der Absatz von Bioethanol hingegen stieg weiter – um 4,3 Prozent – von 8.713 auf 9.091 GWh (32,7 PJ) an. Der Absatz von reinem Pflanzenöl ist gegenüber dem Vorjahr von 636 auf 205 GWh (0,7 PJ) zurückgegangen.

6.3 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

Das EEG sieht einen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch spätestens bis 2020 auf mindestens 35 Prozent vor.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 1990 3,1 Prozent und wurde seitdem kontinuierlich und massiv gesteigert. Besonders stark stieg der Anteil seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und erhöhte

Abbildung 10: Ausbau der erneuerbaren Energien nach Sektoren (in GWh)



Quelle: BMU 2012 nach AGEE-Stat. Stand: Juli 2012

sich von 6,8 Prozent im Jahr 2000 auf 20,3 Prozent im Jahr 2011. Allein gegenüber dem Vorjahr stieg der Anteil im Jahr 2011 um über 3 Prozentpunkte. Unter Annahme einer weitgehend linearen Entwicklung der erneuerbaren Energien von 2010 bis 2020 liegt Deutschland bei der Erreichung des 35 Prozent-Mindestziels über dem Mindestzielkurs (siehe Abbildung 11).

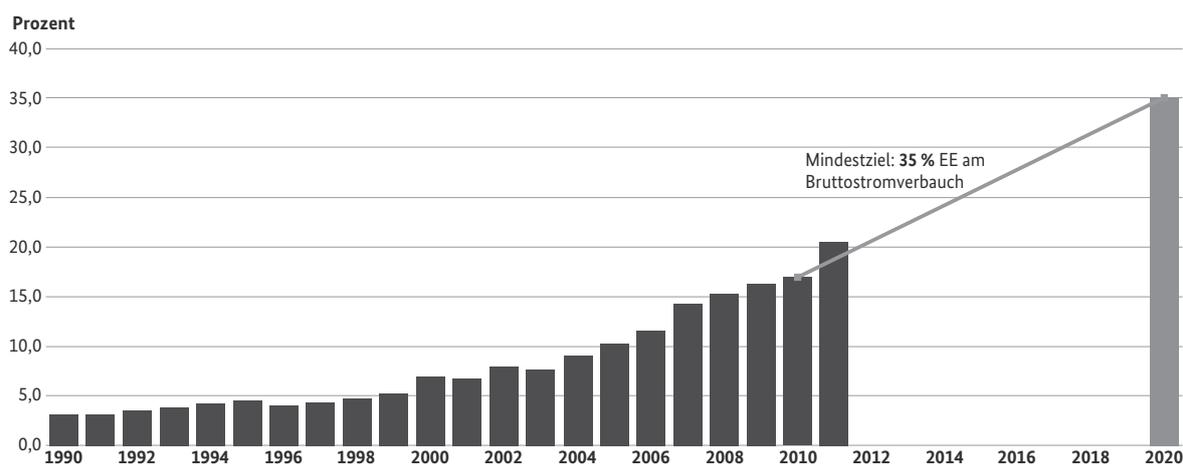
Während bis zum Anfang des vergangenen Jahrzehnts noch die Wasserkraft mit rund 4 Prozent den größten Beitrag lieferte, stieg insbesondere die Strombereitstellung aus Windenergie seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000. Die Strombereitstellung aus Biomasse verzeichnete seit dem EEG 2004 einen starken Aufwärtstrend, die Photovoltaik insbesondere in den vergangenen drei Jahren. Im Jahr 2011 war der Anteil der Windenergie mit 8,1 Prozent am höchsten, gefolgt von der Biomasse, die einschließlich des biogenen Anteils der Siedlungsabfälle 6,1 Prozent des Bruttostromverbrauchs bereitstellte. Die Photovoltaik hat im Jahr 2011 mit einem Anteil von 3,2 Prozent am Bruttostromverbrauch mittlerweile die Wasserkraft überholt (3 Prozent).

Gegenüber 2010 hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2011 sehr deutlich erhöht. Hauptursache dafür war, dass nach dem Jahr 2010 mit ungewöhnlich wenig Wind im Jahr 2011 wieder durchschnittliche Windverhältnisse

herrschten, so dass die Strombereitstellung aus Windenergie von 37,8 auf 48,9 TWh ansteigen konnte. Die Strombereitstellung aus Wasserkraft lag hingegen aufgrund der geringeren Niederschlagsmenge mit rund 18,1 TWh sichtbar niedriger als im Vorjahr (21 TWh). Deutlich angestiegen sind gegenüber dem Vorjahr auch die Strombereitstellung aus Biomasse (von 33,9 auf 36,9 TWh) sowie insbesondere aus Photovoltaik von 11,7 auf 19,3 TWh. Der Beitrag der Geothermie zur Strombereitstellung blieb mit nur rund 19 GWh auch im Jahr 2011 weiterhin gering (siehe Abbildung 12).

Insgesamt setzte sich im Jahr 2011 der auch in den vorangegangenen Jahren zu beobachtende Trend eines stabilen Ausbaus der Strombereitstellungskapazitäten in den Bereichen Windenergie und Biomasse fort. Der Netto-Leistungszubau (Berücksichtigung von Repowering) bei der Windenergie konnte mit 1.880 MW den Vorjahreswert (1.488 MW) deutlich übertreffen. Dies gilt ebenso für die Photovoltaik. Nach einem Netto-Leistungszubau von 6.988 MW im Jahr 2010 wurden im Jahr 2011 sogar 7.485 MW installiert. Damit wurde allerdings erneut der von der Bundesregierung angestrebte Korridor von 2.500 bis 3.500 MW pro Jahr deutlich überschritten. Im Bereich Biomasse (ohne Siedlungsmüll) blieb der Zubau mit 465 MW in der Nähe des Vorjahresniveaus. Bei der Wasserkraft gab es keinen nennenswerten Leistungszubau.

Abbildung 11: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (in Prozent)



Quelle: BMU 2012 nach AGEE-Stat. Stand: Juli 2012

Für das Jahr 2012 ist nach vorläufigen Abschätzungen mit einem weiteren deutlichen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zu rechnen. Im ersten Halbjahr 2012 lag der Anteil bei rund 25 Prozent (BDEW 2012). Besonders stark nahm wiederum die Installation von Photovoltaikanlagen zu. Bis Oktober 2012 betrug der Zubau der Photovoltaik ca. 6.900 MW. So ergibt sich bis zu diesem Zeitpunkt insgesamt eine installierte PV-Leistung von ca. 31.600 MW. Es kam in den Monaten März, Juni und September 2012 zu erheblichen Vorzieheffekten, die auf die Gestaltung der Photovoltaik-Novelle des EEG zurückzuführen sind. Mit diesem derzeit ersichtlichen Ausbautempo der erneuerbaren Energien im Jahr 2012 verstärkt sich der Trend, dass Deutschland im Strombereich über dem Mindestzielkurs liegt.

6.4 Entwicklung der Vergütungszahlen, der Differenzkosten und der EEG-Umlage

Durch die Förderung des Stroms aus erneuerbaren Energien mittels Einspeisevergütungen entstehen Kosten, die auf die Stromverbraucher umgelegt werden. Die EEG-Umlage verzeichnet einen kontinuierlichen Anstieg. Hierfür sind verschiedene Einflussfaktoren relevant, wie u. a. Struktur und Dynamik des Ausbaus der erneuerbaren Energien, der Börsenpreis

für Strom am Großhandelsmarkt und die Verteilung der Kosten. Dabei kommt es darauf an, die Förderung des Stroms aus erneuerbaren Energien effektiv voranzutreiben, gleichzeitig aber kosteneffizient zu gestalten.

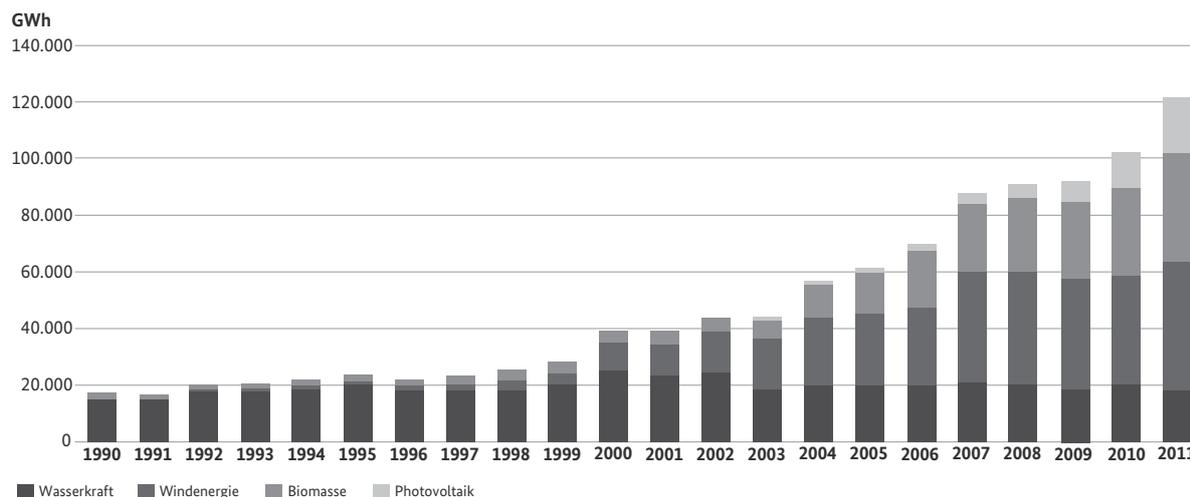
Im vorliegenden Bericht wird zur Darstellung der EEG-Umlage im Wesentlichen auf die Entwicklung der Vergütungszahlungen, Differenzkosten und Befreiungstatbestände eingegangen.

6.4.1 EEG-Vergütungszahlen und Differenzkosten

Laut der EEG-Umlagen Prognose ergaben sich für 2011 EEG-Vergütungszahlungen in Höhe von 16,72 Mrd. Euro (2010: 12,33 Mrd. Euro). Daraus ergeben sich für 2011 gesamte Differenzkosten (inkl. Nachholungseffekte) in Höhe von 13,53 Mrd. Euro, ein Anstieg von über 60 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2010: 8,23 Mrd. Euro) (siehe auch Kapitel 6.4.3). Der Anstieg der Differenzkosten ist zum Teil auf die hohe PV-Einspeisung im Jahre 2011 zurückzuführen, teilweise aber auch auf einen bei der Prognose zu hoch angelegten Börsenstromhandelspreis und andere Faktoren.

Die vergütungsrelevante (Januar–Dezember) tatsächliche EEG-Stromeinspeisemenge betrug im Jahre 2011 rd. 91,2 TWh (laut Prognose wurden 110,3 TWh erwar-

Abbildung 12: Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung nach Technologien (in GWh)



Quelle: BMU 2012 nach AGEE-Stat. Stand: Juli 2012

tet). Damit verbunden waren gesamte EEG-Vergütungszahlungen von rd. 16,76 Mrd. Euro (2010: 13,2 Mrd. Euro). Im Vergleich zu 2010 ist die vergütungsrelevante EEG-Strommenge um rd. 10 TWh angestiegen (2010: 80,7 TWh, laut Prognose wurden 90,2 TWh erwartet) und die gesamte Vergütungszahlung um rund 3,6 Mrd. Euro.

Diesen Vergütungszahlungen standen die Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) durch den Verkauf des EEG-Stroms an der Strombörse in Höhe von 4,4 Mrd. Euro (2010: 3,5 Mrd. Euro) gegenüber. Unter Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte und Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber ergaben sich für 2011 tatsächliche Differenzkosten (entspricht der Kernumlage) von 12,1 Mrd. Euro (2010: 9,4 Mrd. Euro) (BMU 2012).

Bei einem Blick auf die technologiespezifischen Kosten und ihren Anteil an der EEG-Einspeisung fallen deutliche Unterschiede auf. Während im Jahr 2011 Photovoltaik einen Anteil von 56 Prozent der Differenzkosten ausmacht, stellt sie nur 20 Prozent der EEG-Einspeisung dar. Windenergie an Land hingegen erzeugt 14 Prozent der Differenzkosten bei einem Beitrag von 44 Prozent zur EEG-Einspeisung. Dieser große Unterschied ist vor allem auf die hohen Vergütungssätze für Strom aus Photovoltaikanlagen zurückzuführen, die in den vergangenen Jahren errichtet wurden.

6.4.2 Privilegierte Strommengen im Rahmen der EEG-Umlage

Grundgedanke des EEG ist es, alle Stromverbraucher an den Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu beteiligen. Davon gibt es die folgenden Ausnahmen:

- Durch die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) werden die energieintensive Industrie und Schienenbahnen weitgehend von der EEG-Umlage entlastet.
- Der Eigenverbrauch von Strom ist unter bestimmten Umständen vollständig von der EEG-Umlage befreit. Dies begünstigt die Eigenerzeugung und den Eigenverbrauch von erneuerbaren-Strom.

- Über das Grünstromprivileg wird – unter bestimmten Voraussetzungen die EEG-Umlage um 2 ct/kWh reduziert.

Diese Entlastungstatbestände führen dazu, dass die Differenzkosten auf eine entsprechend geringere Strommenge (umlagepflichtiger Letztverbrauch) umgelegt werden und somit die Kosten für alle steigen, die nicht begünstigt sind. Bei der Entlastung haben die größte Bedeutung die Ausnahmeregelungen für die Industrie (14 Prozent des Nettostromverbrauches) und die Eigenstromerzeugung (8,5 Prozent des Nettostromverbrauches). Im Ergebnis werden durch diese drei Ausnahmeregelungen rund 27,4 Prozent des deutschen Nettostromverbrauches weitgehend von der EEG-Umlage entlastet (siehe Kapitel 11.2.1).

Besondere Ausgleichsregelung

Die durch die Ausnahmeregelungen für die Industrie auf andere Verbraucher umzulegenden Beträge sind in den letzten Jahren parallel zu der wachsenden EEG-Umlage gestiegen. Dies ist jedoch nicht auf eine Ausweitung der Besonderen Ausgleichsregelung zurückzuführen, sondern auf den Anstieg der Differenzkosten. Die privilegierte Strommenge ist in den Jahren 2011 und 2012 weitgehend konstant geblieben (vgl. Tabelle 2). Ziel der besonderen Ausgleichsregelung ist es, die Belastung der energieintensiven Industrie mit Blick auf deren internationale Wettbewerbsfähigkeit zu begrenzen.

Durch die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) des EEG wurden für das Jahr 2011 insgesamt 603 Unternehmen (554 Unternehmen des produzierenden Gewerbes und 49 Schienenbahnen) mit einer Verbrauchsmenge von rund 85,12 TWh weitgehend von der EEG-Umlage befreit. Im Vergleich: 2010 lag die befreite Menge bei rund 80,67 TWh. Somit stieg die Begünstigungswirkung von 1,5 Mrd. Euro im Jahr 2010 auf 2,2 Mrd. Euro im Jahr 2011. Für das Jahr 2012 werden insgesamt 734 Unternehmen (683 Unternehmen des produzierenden Gewerbes und 51 Schienenbahnen) von der BesAR profitieren. Nach einer Schätzung der Übertragungsnetzbetreiber würde die privilegierte Strommenge von rund 84,7 TWh zu einer Begünstigungswirkung von ca. 2,5 Mrd. Euro führen. Da sich das Antragsverfahren für das Jahr 2012 noch nach dem bisherigen EEG 2009 richtete, spiegeln diese Zahlen noch

nicht die in der EEG Novelle 2012 vereinbarten Änderungen bei der BesAR wieder. Für das Jahr 2013 erfolgt eine Ausweitung der BeSAR.

Durch die mit der EEG- Novelle 2012 verbundenen Ausweitung der BesAr haben für 2013 2.057 Unternehmen einen Antrag auf die Begrenzung der EEG-Umlage gestellt. Die beantragte Strommenge umfasst rd. 107,5 TWh. Die zu begünstigende Strommenge steigt nach Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber durch die Neuregelung allerdings nur um gut 10 Prozent beziehungsweise ca. 10 TWh auf 97 TWh (siehe Tabelle 2).

Grund hierfür ist, dass die neu hinzu kommenden Unternehmen deutlich weniger Strom verbrauchen als die bisher Begünstigten. Die Privilegierungen für stromintensive Unternehmen werden derzeit in zwei Forschungsvorhaben wissenschaftlich untersucht.

Eigenstromerzeugung

Die Eigenstromerzeugung lag in den letzten Jahren auf einem konstanten Niveau von rd. 50 TWh. Aufgrund der steigenden EEG-Kosten ist davon auszugehen, dass die Eigenstromerzeugung in den nächsten Jahren weiter ansteigen wird. Die Befreiung dieser Strommengen von der EEG-Umlage ist unabhängig davon, welcher Branche ein Unternehmen angehört.

Eigenverbrauch

Für den Verbrauch selbst erzeugten Stroms wird keine Einspeisevergütung gezahlt (Ausnahme: Photovoltaikanlagen, die von 01.01.2009 bis 31.03.2012 errichtet

wurden). Durch den Eigenverbrauch kann jedoch der Zukauf von Strom verringert oder vermieden werden. Außerdem ist der eigenverbrauchte Strom von der EEG-Umlage, den Netzentgelten, der Stromsteuer, der KWK-Umlage und der Konzessionsabgabe befreit. Diese Bestandteile machen beim Haushaltsstrom über 50 Prozent der Kosten aus.

Grünstromprivileg

Als Grünstromprivileg wird die Regelung nach § 37 Abs. 1 EEG (EEG 2009) bezeichnet, wonach die Stromlieferanten von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage entbunden werden, wenn mehr als 50 Prozent ihres an Letztverbraucher abgesetzten Stroms durch EEG-vergütungsfähige Anlagen erzeugt wird. Die Umlagebefreiung gilt für das gesamte Stromportfolio, also auch für den Strom, der nicht aus erneuerbaren Energien stammt.

Die Bedeutung des Grünstromprivilegs stieg bis 2011 deutlich an. 2010 wurde nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) durch das Grünstromprivileg noch rund 1 TWh von der EEG-Umlage befreit, so waren es 2011 knapp 22,5 TWh. Durch das seit der EEG-Novellierung 2012 zusätzliche Kriterium des fluktuierenden Energieanteils und der Begrenzung auf 2 ct/kWh bei der Direktvermarktung wurde für 2012 mit einer geringeren Menge von 6,3 TWh und für 2013 mit 2,6 TWh gerechnet.

Tabelle 2: Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung

Jahr	Gestellte Anträge	Begünstigte Unternehmen	Privilegierte Strommenge [GWh]
		Produzierendes Gewerbe/ Schienenbahnen	Produzierendes Gewerbe/ Schienenbahnen
2010	595	566	80.665
2011	653	603	85.118
2012	822	734	84.727 (Schätzung)
2013	2057	1.800-1.900	97.000 (Schätzung)

Quelle: BAFA

6.4.3 Entwicklung der EEG-Umlage

Jeweils am 15. Oktober eines Jahres legen die Übertragungsnetzbetreiber die EEG-Umlage für das kommende Jahr fest. Bis 2011 stützte sich die Umlage auf eine rechnerisch jahresscharfe Kalkulation. Seit 2012 basiert die EEG-Umlage auf der Grundlage von Prognosen gemäß der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV).

Aus Gründen der Transparenz führen die ÜNB ein so genanntes EEG-Konto, auf dem alle anrechenbaren Ein- und Auszahlungen erfasst werden. Das EEG-Konto zeigt monatlich den Verlauf von Ein- und Auszahlungen und wird kontinuierlich fortgeschrieben.

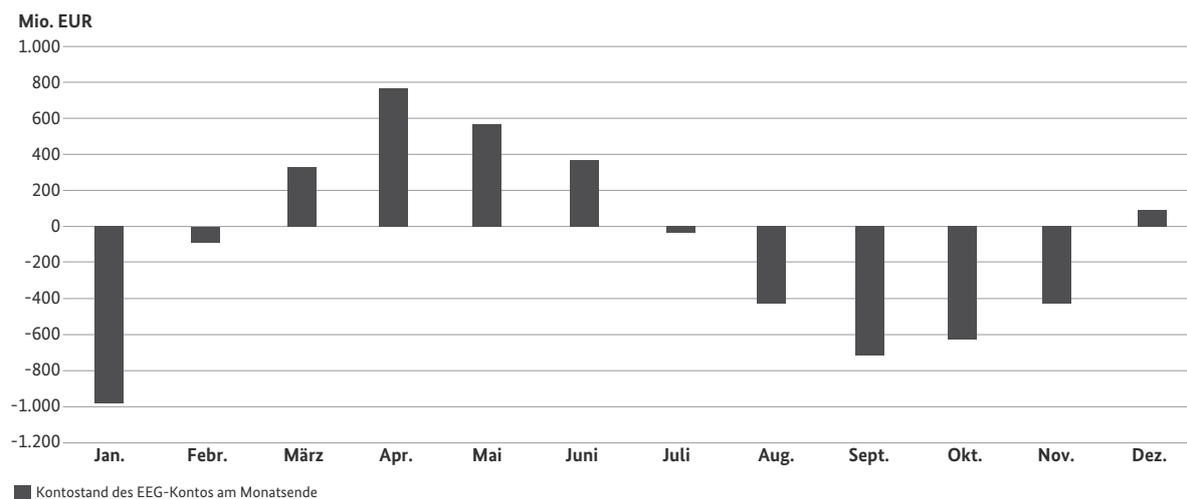
Die Verrechnung des EEG-Kontos erfolgt gemäß Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) am Stichtag 30. September. Aus systemischen Gründen ist der Kontostand Ende September geringer als am Ende eines Kalenderjahres, wie in Abbildung 13 auch für das Jahr 2011 zu sehen ist. Der Grund liegt in der niedrigeren Sonneneinstrahlung im Herbst und Winter und deshalb geringeren Vergütungszahlungen für Photovoltaik am Jahresende. Der Stichtag am 30. September führt folglich zu einem negativen Kontosaldo bei jahresscharfer Betrachtung und somit zu einer zusätzlichen Liquiditätsreserve.

Wie hoch die Umlage um die EEG-Kosten abzudecken eigentlich hätte sein müssen, lässt sich allerdings erst mit Jahresabschluss (31. Dezember) eindeutig ermitteln. Wegen dieses unvermeidbaren Auseinanderklaffens von prognostizierten und (erst im Nachhinein zu ermittelnden) tatsächlichen Kosten enthält die EEG-Umlage Bestandteile, die den Zweck haben, eventuelle Abweichungen von der Prognose abzupuffern (Liquiditätsreserve) oder nachträglich auszugleichen (Verrechnung EEG-Konto am 30. September).

$$\begin{aligned} \text{EEG-Umlage} &= \text{Kernumlage (= Differenzkosten bezogen auf den} \\ &\text{nicht-privilegierten Letztverbrauch)} \\ &+ \text{Kontoausgleich am 30. September} \\ &+ \text{Liquiditätsreserve (maximal 10 Prozent der Kernumlage)} \end{aligned}$$

Auf der Informationsplattform der Übertragungsnetzbetreiber sind alle Informationen zur Berechnung der EEG-Umlage enthalten (www.eeg-kwk.net).

Abbildung 13: EEG-Kontostandsverlauf für 2011



Quelle: ÜNB

2010/2011

Die prognostizierte EEG-Umlage für das Jahr 2011 beträgt 3,53 ct/kWh. Die EEG-Kernumlage für das Jahr 2011 wurde auf 3,23 ct/kWh festgelegt. Zum 30. September 2010 wies das Konto der ÜNB ein Minus von rund 1,1 Mrd. Euro auf. Der Ausgleich dieses Saldos führte zu einer Erhöhung der Kernumlage um 0,291 ct/kWh.

Für 2010 hat sich gezeigt, dass die Prognose deutlich zu niedrig angesetzt wurde, da das Konto zum 31. Dezember 2010 ein größeres Minus (1,3 Mrd. Euro) als am Stichtag 30. September 2010 (1,1 Mrd. Euro) aufwies. Durch die Berücksichtigung dieses Kontostandes zum 30. September musste folglich ein Kontoaufschlag veranschlagt werden. Ohne diesen Fehlbetrag wäre die Umlage in 2011 somit geringer ausgefallen.

Die nachträglich berechnete jahresscharfe EEG-Kernumlage beträgt 3,21 ct/kWh. Für die nachträgliche jahresscharfe technologiespezifische Aufteilung der EEG-Kernumlagekosten fielen 1,81 ct/kWh bzw. 56 Prozent auf die Vergütung der Photovoltaik, 0,54 ct/kWh bzw. 17 Prozent auf die Vergütung der Windkraft und 0,89 ct/kWh bzw. 28 Prozent auf die Vergütung der Biomasse (BMU 2012). (siehe Tabelle 3)

2012/2013

Für 2013 beträgt die EEG-Umlage 5,277 ct/kWh. Die EEG-Kernumlage für das Jahr 2013 wurde auf 4,18 ct/kWh festgelegt. Zum 30. September 2012 wies das Konto der ÜNB ein Minus von rund 2,6 Mrd. Euro auf. Der Ausgleich dieses Saldos führte zu einer Erhöhung der Kernumlage um 0,67 ct/kWh. Zusätzlich erfolgte die Addition einer Liquiditätsreserve von 10 Prozent der Kernumlage beziehungsweise 0,4 ct/kWh. Dies ist eine sehr deutliche Steigerung der EEG-Umlage von 47 Prozent.

Eine technologiespezifische Schätzung der EEG-Kernumlagekosten ergibt ca. 2,25 ct/kWh bzw. ca. 54 Prozent für die Vergütung der Photovoltaik, ca. 0,83 ct/kWh bzw. ca. 19 Prozent für die Vergütung der Windkraft und ca. 1,13 ct/kWh bzw. ca. 27 Prozent für die Vergütung der Biomasse. Die übrigen zur EEG-Umlage beitragenden Faktoren wie EEG-Kontoausgleich und Liquiditätsreserve haben in 2013 eine bedeutende Größe von 1,09 ct/kWh. Wie exakt die von den Übertragungsnetzbetreibern prognostizierten Anteile an der EEG-Kernumlage die tatsächliche Entwicklung abbilden, lässt sich erst nach Jahresabschluss ermitteln (BMU 2012).

Tabelle 3: Wesentliche Annahmen der EEG-Umlageprognose sowie der nachträglich berechneten jahresscharfen EEG-Umlage

		Ist-Daten auf Basis EEG-Jahresabrechnung und EEG-Kontostandsverlauf der ÜNB		EEG-Prognosen der ÜNB		
		2010	2011	2011 (Prognose vom 14.10.11)	2012 (Prognose vom 14.10.11)	2013 (Prognose vom 15.10.12)
EEG-Stromerzeugung	GWh	80.699	91.227	97.995	113.519	134.443
EEG-Vergütungen an Anlagenbetreiber (ohne Abzug der vermiedenen Netzentgelte, inkl. Marktwert bei Vermarktung über Marktprämie)	Mrd. Euro	13,2	16,8	16,7	18,9	23,1
Gesamte umzuliegende EEG-Kosten (EEG-Differenzkosten)	Mrd. Euro	9,4	12,1	13,5	14,1	20,4
EEG-Umlage (Prognose der ÜNB inkl. Kontostandsausgleich für Prognoseabweichungen und Liquiditätspuffer)	ct/kWh	2,05	3,53	3,53	3,59	5,28
EEG-Kernumlage (2010/2011: nachträgliche, jahresscharfe Berechnung, 2012/2013: Prognose der ÜNB)	ct/kWh	2,33	3,21	3,23	3,31	4,19

6.5 Merit-Order-Effekt durch erneuerbare Energien

Das Stromangebot der erneuerbaren Energien hat preisdämpfende Auswirkungen auf die Strompreise an der Börse. Es verringert die Nachfrage nach konventionellem Strom, verdrängt entsprechend der Merit-Order (Einsatzreihenfolge von Kraftwerken nach deren kurzfristigen Grenzkosten) Kraftwerke mit höheren variablen Kosten und sorgt damit dafür, dass Kraftwerke mit vergleichsweise niedrigeren variablen Kosten preissetzend werden. Folglich sinkt der Strompreis auf der Großhandelsebene.

Der Merit-Order-Effekt ist wissenschaftlich anerkannt, die Bestimmung seiner Höhe fällt jedoch je nach methodischem Ansatz und den jeweils getroffenen Annahmen unterschiedlich aus. Tabelle 4 zeigt eine Übersicht über die Ergebnisse verschiedener Quantifizierungsversuche des Merit-Order-Effekts in Deutschland.

Analysen und Abschätzungen für das Jahr 2011 weisen Ergebnisse für die Absenkung des Börsenstrompreises aus, die von 0,3 ct/kWh bis zu 1,0 ct/kWh reichen. Dabei kommt es unter anderem auch darauf an, ob

man den Termin- oder den Spotmarkt betrachtet. Die Bundesregierung wird die wissenschaftliche Diskussion zu dieser Thematik kontinuierlich verfolgen und ggf. neue Erkenntnisse für die kommende Berichterstattung nutzen. Beim Merit-Order-Effekt geht es nicht um eine gesamtwirtschaftliche Einsparung. Vielmehr handelt es sich primär um einen Verteilungseffekt. Dieser kommt insbesondere denjenigen Akteuren zugute, die ihren Strom direkt an der Börse beziehen. Wie stark Unternehmen durch den Merit-Order-Effekt profitieren, hängt davon ab, wie hoch ihre Belastung durch die EEG-Umlage ist, d. h. ob sie unter die Besondere Ausgleichsregelung des EEG fallen (zum Beispiel stromintensive Unternehmen, Schienenbahnen).

Nur wenn sich der Merit-Order-Effekt auch auf den Terminmärkten niederschlägt und Stromhändler die niedrigeren Kosten an Endkunden weitergeben, kommt er auch anderen Verbrauchern zu Gute. Dies hängt aber auch maßgeblich von der Wettbewerbsintensität ab und der Wechselbereitschaft der Stromkunden hinsichtlich ihres Anbieters. Während diese im gewerblichen Bereich bereits sehr hoch ist, ist die Wechselbereitschaft privater Stromkunden noch immer gering.

Tabelle 4: Quantifizierung des Merit-Order-Effekts in Deutschland

Veränderung des Spotmarktpreises (Day-Ahead) in ct/kWh

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
Sensfuß und Ragwitz (2007)	-0,78							
Sensfuß (2011)		-0,58	-0,53	-0,60	-0,52	-0,87		
Traber u.a. (2011)								-0,32
Weigt (2009)	-0,62	-1,04	-1,3 (1.HJ)					
EWI (2012)*							-0,20	-0,50
Speth, Stark, Warzecha (2012)					-0,561	-0,561		
Speth, Klein (2012)						-0,748		
Öko-Institut (2012)						-1,0		
Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. (2011)	Durchschnitt -0,8 ct/kWh (2006-2010)							

* berücksichtigt nur die nach 2010 wachsenden EE-Mengen

6.6 Maßnahmen im Bereich erneuerbare Energien

Für die Förderung und den Ausbau der erneuerbaren Energien gibt es eine Vielzahl von Maßnahmen und Instrumenten. Im Folgenden können lediglich die Kerninstrumente aufgeführt werden.

6.6.1 Stromsektor

Gemäß § 65a des EEG soll über die Erreichung der Ziele nach § 1 Abs. 2 des EEG und die sich daraus ergebenden Herausforderungen berichtet und erforderliche Handlungsempfehlungen vorgelegt werden.

Wie in Kapitel 3.1 dargestellt, liegt der Ausbau der erneuerbaren Energien sowohl im Hinblick auf die Mindestziele nach § 1 Abs. 2 des EEG als auch im Hinblick auf das Ziel von 18 Prozent erneuerbare Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 auf, beziehungsweise im Strombereich über dem Mindestzielkurs.

Als die beiden wesentlichen Herausforderungen sieht die Bundesregierung die Aspekte **Kosteneffizienz** sowie **Markt- und Systemintegration** der erneuerbaren Energien an. Mit dem zuletzt stark ansteigenden Anteil der erneuerbaren Energien im Strombereich erhöhen sich die Kosten (siehe auch Kapitel 6.4) für die Verbraucher und die Anforderungen an die Integration der Erneuerbaren-Mengen in das Stromversorgungssystem. Aus diesem Grund hat die Bundesregierung zuletzt im EEG verschiedene Anpassungen vorgenommen:

Mit der Novellierung des EEG zum 1. Januar 2012 wurden durch Einführung einer optionalen Marktprämie und einer Flexibilitätsprämie für Biogas die Marktelemente gestärkt und die Möglichkeiten zur Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien verbessert. Die Marktprämie wird im großen Umfang genutzt: Im Oktober 2012 sind rund 27 GW Erneuerbaren-Kapazitäten angemeldet, davon ca. 85 Prozent Windenergie. Unter Kostengesichtspunkten hat das Bundeskabinett im August 2012 beschlossen, die im Rahmen der Marktprämie gewährte Managementprämie für Windenergie- und Photovoltaikanlagen ab 1. Januar 2013 um 0,35 bzw. für fernsteuerbare Anlagen

um 0,25 ct/kWh abzusenken. Dies wird zu einer Absenkung der Kosten für die Marktprämie und damit der EEG-Kosten insgesamt um rund 160 Mio. Euro führen. Für eine umfassende Bewertung der Marktprämie ist es derzeit jedoch noch zu früh.

Im Mittelpunkt der jüngsten Novellierungen des EEG stand vor allem die Photovoltaik. Aufgrund des rasanten Ausbaus der Photovoltaik (2010: ca. 7000 MW, 2011: ca. 7500 MW, 2012 bis Oktober: ca. 6900 MW) wurden Anpassungen zur Kostenbegrenzung sowie zur besseren Netzintegration notwendig. Mit den Novellierungen des EEG zum 1. Januar 2012 und insbesondere zum 1. April 2012 wurden die Vergütungssätze stark gesenkt, die Degression verschärft und verstetigt und die Photovoltaik ins Einspeisemanagement aufgenommen. Daneben wurde das sogenannte Marktintegrationsmodell eingeführt. Danach werden für ab 1. April 2012 in Betrieb genommene Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) ab 10 bis 1.000 kW lediglich 90 Prozent der Jahrestrommenge vergütet. Diese Maßnahmen reduzieren die Differenzkosten für neu installierte Photovoltaikanlagen erheblich. Gleichzeitig wurde festgelegt, dass bei Erreichen einer Kapazität von 52 GW die Förderung von Photovoltaikanlagen ausläuft.

Zur besseren Systemintegration der erneuerbaren Energien gehört auch die Optimierung der Infrastruktur, insbesondere bei Netzen. Darüber hinaus wird die Bundesregierung ein neues Förderprogramm mit zinsvergünstigten Krediten für dezentrale Speicher (zum Beispiel zur Speicherung von Photovoltaik-Strom in Batterien) bei der KfW initiieren und dieses Programm mit Tilgungszuschüssen in Höhe von 50 Mio. Euro aus dem Bundeshaushalt unterstützen. Die ressortübergreifende Förderinitiative „Energiespeicher“ der Bundesregierung soll notwendige technologische Durchbrüche und Kostensenkungen unterstützen und zu einer schnellen Markteinführung neuer Energiespeicher beitragen.

Zur Behebung der 50,2 Hz-Problematik (Gefahr eines großräumigen Blackouts durch Selbstabschaltung von Photovoltaik-Anlagen) müssen Photovoltaik-Anlagen beziehungsweise Wechselrichter umgerüstet werden. Grundlage für diese technische Umrüstung ist die Systemstabilitätsverordnung vom 20. Juli 2012. Die Kosten hierfür werden je zur Hälfte über die Netzentgelte und die EEG-Umlage gewälzt.

Der Ausbau erneuerbarer Energien muss konsequent weiter verfolgt werden. Ziel bleibt eine zuverlässige, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung. Der politische Dialog ist auf eine gemeinsame nationale Ausbaustrategie zu richten – wie sie bereits auf dem „Energiegipfel“ der Bundeskanzlerin mit den Ministerpräsidenten der Länder am 2. November 2012 vereinbart worden ist.

Für die Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien ist eine grundlegende Reform des EEG erforderlich ist. Diese muss darauf abzielen, die Kosten auf ein vertretbares Maß zu begrenzen, ein hohes Maß an Investitionssicherheit zu gewährleisten und das Zusammenspiel von erneuerbaren Energien mit der übrigen Energieversorgung, insbesondere bei den Stromnetzen und den grundlastfähigen Kraftwerken, zu verbessern. Die Reform beinhaltet auch eine Überprüfung der Ausnahmetatbestände bei der EEG-Umlage. Dazu sollen bis zum März des kommenden Jahres Ergebnisse vorgelegt werden.

Innerhalb der Bundesregierung findet ein intensiver Diskussionsprozess über die identifizierten Herausforderungen Kosteneffizienz und Markt- und Systemintegration sowie die daraus abzuleitenden Handlungsempfehlungen statt. Für die Fortentwicklung der Rahmenbedingungen der erneuerbaren Energien im Stromsektor werden insbesondere die Erkenntnisse der Plattform Erneuerbare Energien von Bedeutung sein.

Zur Überprüfung des EEG wird die Bundesregierung entsprechend dem Erneuerbare-Energien-Gesetz bis spätestens Ende 2014 einen Erfahrungsbericht vorlegen. Darin werden insbesondere die Vergütungssätze und die Direktvermarktungsoptionen bewertet und Handlungsempfehlungen zur Fortentwicklung vorgelegt.

6.6.2 Wärmesektor

Im Bereich Wärme/Kälte sind es insbesondere das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) und das **Marktanreizprogramm (MAP)**, die den Ausbau der erneuerbaren Energien vorantreiben.

Das EEWärmeG schreibt vor, dass Eigentümer neuer Gebäude einen Teil ihres Wärmebedarfs (und Kältebedarfs) aus erneuerbaren Energien decken, beziehungsweise sogenannte Ersatzmaßnahmen wählen müssen. Ziel des EEWärmeG ist es, bis 2020 einen EE-Anteil von 14 Prozent am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte zu erreichen; im Jahr 2011 lag der Anteil am Endenergieverbrauch Wärme bei etwa 11 Prozent (siehe auch Kapitel 6.2), sowie am Endenergieverbrauch Wärme und Kälte bei etwa 10,2. Im Neubau lag der Anteil der Gebäude mit einem Hauptwärmeerzeuger auf Basis erneuerbarer Energien in 2011 bei etwa 33 Prozent; in etwa 53 Prozent der Neubauten wurden erneuerbare Energien zumindest anteilig zur Wärmebereitstellung genutzt. Zuletzt ist das EE-WärmeG mit Wirkung zum 1. Mai 2011 novelliert worden (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien). Dabei wurde u. a. die für Neubauten bestehende Nutzungspflicht auf öffentliche Bestandsgebäude ausgedehnt. Öffentliche Gebäude (des Bundes, der Länder und der Kommunen) unterliegen seitdem grundsätzlich einer Vorbildfunktion bei der Nutzung von erneuerbaren Energien für Wärme und Kälte. Die Nutzungspflicht tritt bei einer grundlegenden Renovierung des Gebäudes ein und gilt für Gebäude im Besitz oder Eigentum der öffentlichen Hand sowie für dauerhaft von ihr gemietete Gebäude.

Für Dezember 2012 ist die Verabschiedung des Erfahrungsberichts der Bundesregierung zum EEWärmeG vorgesehen. Zentrale Berichtsinhalte des Erfahrungsberichts sind gemäß §18 EEWärmeG der Stand der Markteinführung von Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien (im Hinblick auf die Erreichung des Ziels in 2020), die technische Entwicklung, die Kostenentwicklung und die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen, die Umweltauswirkungen (unter anderem eingesparte Mengen fossiler Brennstoffe und Treibhausgasemissionen) und der Vollzug des Gesetzes. Außerdem wird der Bericht Vorschläge zur Weiterentwicklung des Gesetzes im Rahmen einer Novellierung unterbreiten.

Das Marktanreizprogramm (MAP) fördert – weitgehend beschränkt auf Bestandsgebäude – Anlagen für Heizung, Warmwasserbereitung und zur Bereitstellung von Kälte oder Prozesswärme aus erneuerbaren Energien. Für die Förderung von erneuerbaren Energien zur Wärmeerzeugung aus dem Marktanreizprogramm

(MAP) steht im Jahr 2012 ein Finanzvolumen von insgesamt 366 Millionen Euro zur Verfügung. In den zwei Programmteilen des MAP werden Anlagen für den Bedarf von Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern, sowie kleineren öffentlichen und gewerblichen Objekten (über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, BAFA) sowie für große Gebäude und für die gewerbliche Nutzung (KfW-Programm Erneuerbare Energien Premium) gefördert. Ab dem 15.08.2012 wurden die Förderkonditionen verbessert, u. a. durch den Ausbau der Bonusförderung für besonders innovative Techniken oder die Kombination förderwürdiger Techniken.

Die verbesserten Förderbedingungen im MAP und die Ergebnisse aus dem Erfahrungsbericht des EEWärmeG sollen neue Impulse für diesen Sektor auslösen.

6.6.3 Verkehrsbereich

Der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich wird derzeit hauptsächlich über Biokraftstoffe wie Biodiesel oder Bioethanol bereitgestellt. Das Biokraftstoffquotengesetz legt die entsprechenden Quoten fest. Die Entwicklung der Biokraftstoffe insgesamt war zuletzt stagnierend.

Um die Umweltverträglichkeit von Biokraftstoffen zu gewährleisten, hat die Bundesregierung eine Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung erlassen. Danach gelten Biokraftstoffe künftig nur dann als nachhaltig hergestellt, wenn sie – unter Einbeziehung der gesamten Herstellungs- und Lieferkette – im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen mindestens 35 Prozent an Treibhausgasen einsparen. Des Weiteren dürfen zum Anbau der Pflanzen für die Biokraftstoffherstellung keine Flächen mit hohem Kohlenstoffgehalt oder mit hoher biologischer Vielfalt genutzt werden. Biokraftstoffe, die diese Nachhaltigkeitsstandards nicht einhalten, können weder steuerlich begünstigt noch auf die zu erfüllende Biokraftstoffquote angerechnet werden.

Neben den Biokraftstoffen werden perspektivisch auch mit erneuerbarem Strom betriebene Fahrzeuge eine immer wichtigere Rolle spielen. Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, dass bis 2020 eine Million elektrisch angetriebene Fahrzeuge in Deutschland zugelassen sind. Derzeit ist die Anzahl der batteriebe-

triebenen Elektrofahrzeuge mit ca. 6.600 Fahrzeugen (ohne Plug-In-Hybride und Fahrzeuge mit Range-Extender) noch sehr begrenzt, dazu kommen knapp 300 Fahrzeuge mit Brennstoffzellen (siehe Kapitel 9.2.2). Allerdings haben die Fahrzeughersteller für die kommenden Jahre die Markteinführung von zahlreichen Fahrzeugmodellen mit Elektroantrieb angekündigt.

Im Mai 2011 hat die Bundesregierung ihr Regierungsprogramm Elektromobilität vorgestellt, das derzeit umgesetzt wird. Neben der Bereitstellung umfangreicher Mittel für Forschung und Entwicklung in den kommenden Jahren werden auch zusätzliche Anreize für die Anschaffung elektrisch angetriebener Fahrzeuge geschaffen. Ein vom Bundesrat und Bundestag beschlossener Gesetzesentwurf sieht hierzu die Erweiterung der Kfz-Steuerbefreiung auf reine Elektrofahrzeuge mit Batterien und Brennstoffzellen aller Fahrzeugklassen sowie die Verlängerung der Steuerbefreiung von derzeit fünf auf zehn Jahre vor. Die bisher bei der Dienstwagenbesteuerung bestehenden Nachteile gegenüber konventionellen Fahrzeugen sollen ausgeglichen werden.

7. Kraftwerke

Zusammenfassung

Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien schreitet zügig voran. Im Jahr 2011 hatte die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger einen Anteil von etwa 35 Prozent an der installierten Kraftwerkskapazität. Erstmals ist die Solarenergie der Energieträger mit der höchsten installierten Leistung, gefolgt von der Windenergie. Diese beiden liegen damit deutlich vor dem Energieträger Steinkohle, der die dritthöchste installierte Leistung aufweist.

Anders als die Kraftwerke auf Basis von Sonne und Wind sind Kraftwerke auf Basis konventioneller Energieträger weitgehend unabhängig von Wetterbedingungen und tragen so in hohem Maße zur Versorgungssicherheit bei. Während die installierte Leistung der Kernenergie deutlich reduziert wurde und perspektivisch ausläuft, ist die Kapazität der fossilen Kraftwerke geringfügig angestiegen. In Summe ist die installierte Leistung von konventionellen Kraftwerken nur leicht gesunken. Allerdings geht nach Angaben der Kraftwerks-Betreiber die Zahl der geplanten fossilen Kraftwerke zurück. Dies hängt zum Teil damit zusammen, dass sich die Auslastung fossiler Kraftwerke reduziert: Die erneuerbaren Energien drängen die konventionellen Erzeuger aus dem Markt; ihre Kraftwerke sind weniger Stunden im Einsatz und die vier großen Stromkonzerne verlieren Marktanteile.

Für die Systemstabilität der Stromversorgung ist die regionale Verteilung der Kraftwerkskapazitäten relevant. Während Bayern (Solar) und Niedersachsen (Wind) die Schwerpunkte der erneuerbaren Energien sind, steht allein rund ein Drittel der konventionellen Kraftwerke in Nordrhein-Westfalen. Es folgen mit deutlichem Abstand Bayern, Baden-Württemberg und Niedersachsen.

7.1 Kraftwerksbestand

Die Stromversorgung in Deutschland ist historisch gewachsen und beruht auf einem breiten Mix von Energieträgern. Derzeit sichern die fossilen Energieträger, insbesondere die Kohle (Braun- und Steinkohle) zusammen mit der Kernenergie den Großteil der Stromerzeugung in Deutschland. Der notwendige Umbau der Stromversorgung hin zum erneuerbaren Zeitalter mit der Perspektive 2050 wird diesen traditionellen Energiemix deutlich verändern. Fossile Energieträger werden eine andere Rolle übernehmen müssen. Im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien brauchen wir einen deutlich flexibleren Kraftwerkspark.

Die Entwicklung der in Deutschland installierten Erzeugungsleistung für die Kategorien Kernenergie, fossile Energieträger (Braun- und Steinkohle, Gas, Mineralöl) für Pumpspeicherkraftwerke sowie sonstige nicht erneuerbare Energieträger und erneuerbare Energieträger (Wind, Sonne, Biomasse, Lauf- und Speicherwasser sowie sonstige erneuerbare Energieträger) jeweils zum Jahresende ist in Abbildung 14 dargestellt. Kraftwerke auf Basis sonstiger erneuerbarer Energien (Geothermie, Deponie, Klär- und Grubengas) haben in Summe eine Leistung von weniger als 1 GW. In Abbildung 14 ist die Netto-Nennleistung, mit der die Kraftwerke ins Netz einspeisen können, dargestellt; der Eigenbedarf der Kraftwerke ist nicht enthalten.

Die gesamte Kapazität der in Deutschland in die Netze einspeisenden Kraftwerke steigt kontinuierlich an, die erneuerbaren Energienanlagen wurden in erheblichem Umfang und die fossilen Kraftwerke geringfügig ausgebaut. Im Jahr 2011 wurden Kernkraftwerke mit einer Leistung von 8,4 GW stillgelegt. Die Leistung lag im Jahr 2011 insgesamt bei rund 164 GW (siehe Abbildung 14). Da fossile Kleinkraftwerke, d.h. Kraftwerke unter 10 MW installierter Leistung, nicht in der Statistik erfasst werden, ist die Gesamtkapazität noch geringfügig höher. Die Kraftwerksleistung ist von 2008 bis 2011 insgesamt um 18 GW und damit jährlich um durchschnittlich gut 3 Prozent angestiegen. Der Anstieg geht fast ausschließlich auf den Anstieg der erneuerbaren Energieträger von 40 GW auf rund 65 GW zurück.

Während die Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien überwiegend kleinere Anlagen sind, werden knapp 75 Prozent der konventionellen Leistung von den 25 Prozent der Kraftwerke bereitgestellt, die größer als 200 MW sind.

Die Jahreshöchstlast in deutschen Stromübertragungs- und Verteilernetzen ist aufgrund der Komplexität des Systems nur sehr ungenau ermittelbar; sie liegt bei rund 85 GW. Die um die Verteilnetze reduzierte „verti-

kale Netzlast“ der Übertragungsnetze lag in den letzten Jahren bei knapp 80 GW. Gemessen an der Jahreshöchstlast von 85 GW, stellt der gesamte Kraftwerkspark im Jahr 2011 rein rechnerisch etwa die doppelte Kapazität bereit. Allerdings stehen vor allem die Kraftwerke auf Basis von Sonne und Wind in einem Großteil der Zeit witterungsbedingt nicht mit voller Leistung zur Verfügung; auch konventionelle Kraftwerke sind zum Beispiel wegen Wartung und Reparaturen nicht uneingeschränkt betriebsbereit.

Abbildung 14: Leistung der an das deutsche Netz angeschlossenen Kernkraftwerke, fossilen Kraftwerke und der Kraftwerke erneuerbarer Energien

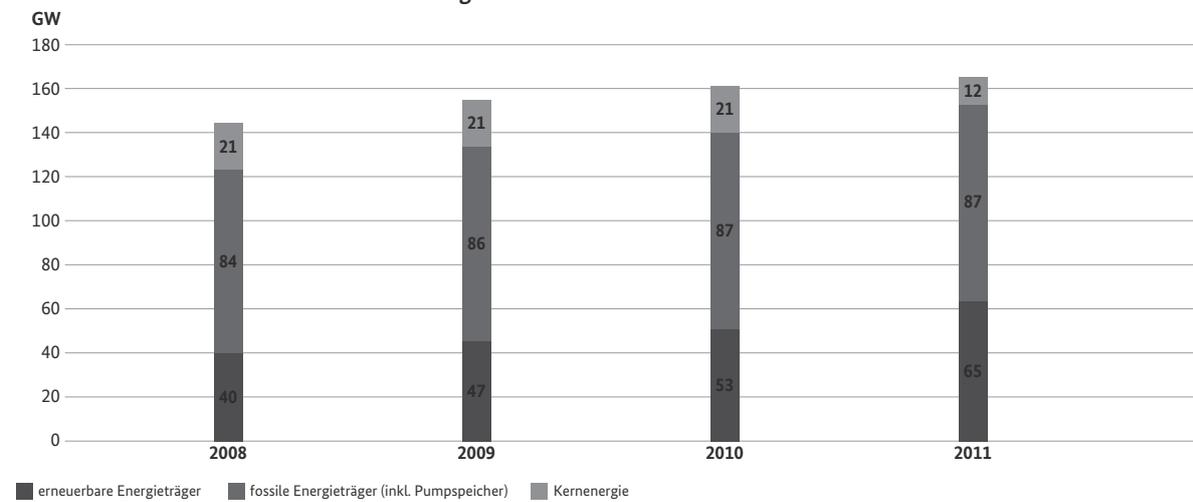


Abbildung 15 stellt die nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen dar, deren Leistung sich im Jahr 2011 auf 59 GW und damit auf einen Anteil an der installierten Leistung von etwa 35 Prozent belief. Weitere 4 GW Leistung aus erneuerbaren Energien stehen in Anlagen zur Verfügung, die nicht nach EEG vergütungsfähig sind (Laufwasser). Der Zubau der EEG-Anlagen entspricht seit 2003 einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von rund 16 Prozent.

Die installierte Leistung der Lauf- und Speicherwasserkraftwerke und der Kraftwerke auf Basis von Gruben-, Klär- und Deponiegas ist weitgehend konstant geblieben. Während die installierte Leistung auf Basis von Biomasse und Biogas moderat gestiegen ist, weist die Windkraft einen deutlichen Zuwachs auf, das stärkste Wachstum zeigt die Photovoltaik. Sie ist im Jahr 2011 mit rund 30 GW erstmals der Energieträger mit der höchsten installierten Leistung, gefolgt von der Windenergie mit 29 GW. Die beiden erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind liegen damit deutlich vor dem fossilen Energieträger Steinkohle, der mit knapp 21 GW die dritthöchste installierte Leistung aufweist.

Kraftwerke auf Basis von Sonne und Wind zeigen aufgrund ihrer Witterungsabhängigkeit starke Schwankungen in der Stromerzeugung: Photovoltaikanlagen können ausschließlich tagsüber Strom erzeugen; die Stromerzeugung von Windkraftwerken schwankt

ebenfalls stark. Der entscheidende Beitrag von Wind- und Photovoltaikanlagen liegt demnach in der Substitution fossiler Energieträger, nicht in der Bereitstellung gesicherter Leistung.

Konventionelle Kraftwerke

Die installierte Leistung der Kernenergie ist im Jahr 2011 durch die endgültige Stilllegung von acht Kernkraftwerken im novellierten Atomgesetz um 8,4 GW auf 12 GW gesunken. Die Kapazität der fossilen Kraftwerke ist seit 2008 geringfügig um rund 3 GW angestiegen.

Die konventionelle Kapazität einschließlich der Pumpspeicherkraftwerke übertrifft die Jahreshöchstlast um ca. 16 Prozent. Die in Abbildung 14 ablesbare Entwicklung verdeutlicht, dass der Umfang an fossilen Kraftwerksleistung nahezu konstant geblieben ist. Es sind jedoch im Zuge der normalen, kontinuierlichen Erneuerung des Kraftwerksparks und seiner Anpassung an erneuerbare Energien neue flexible Kraftwerke ans Netz und alte weniger flexible Kraftwerke vom Netz gegangen.

Kraft-Wärme-Kopplung

Im Jahr 2011 verfügten knapp die Hälfte der konventionellen Kraftwerksleistung und viele thermische Bio-

Abbildung 15: Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger, die nach dem EEG vergütungsfähig sind.

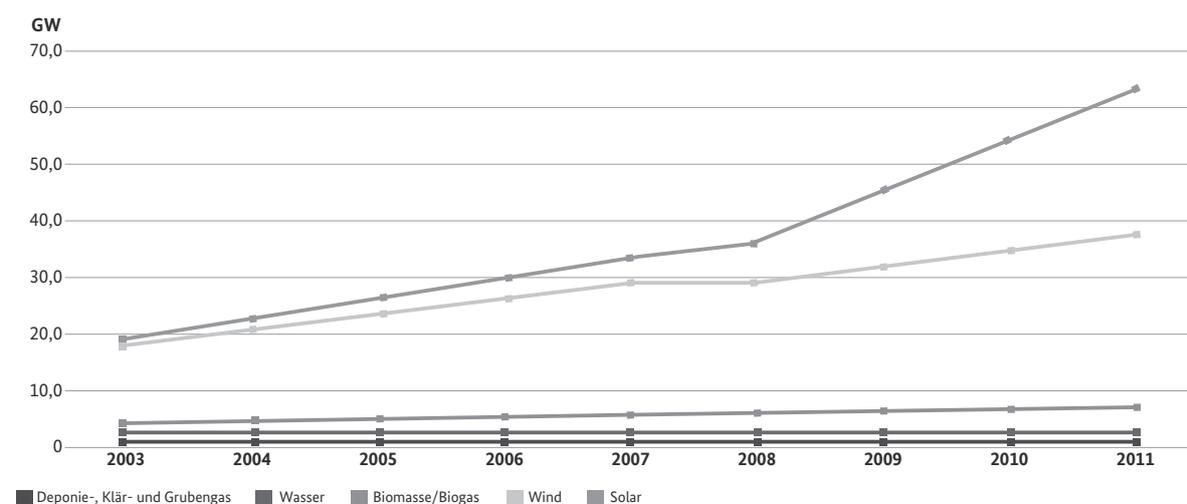
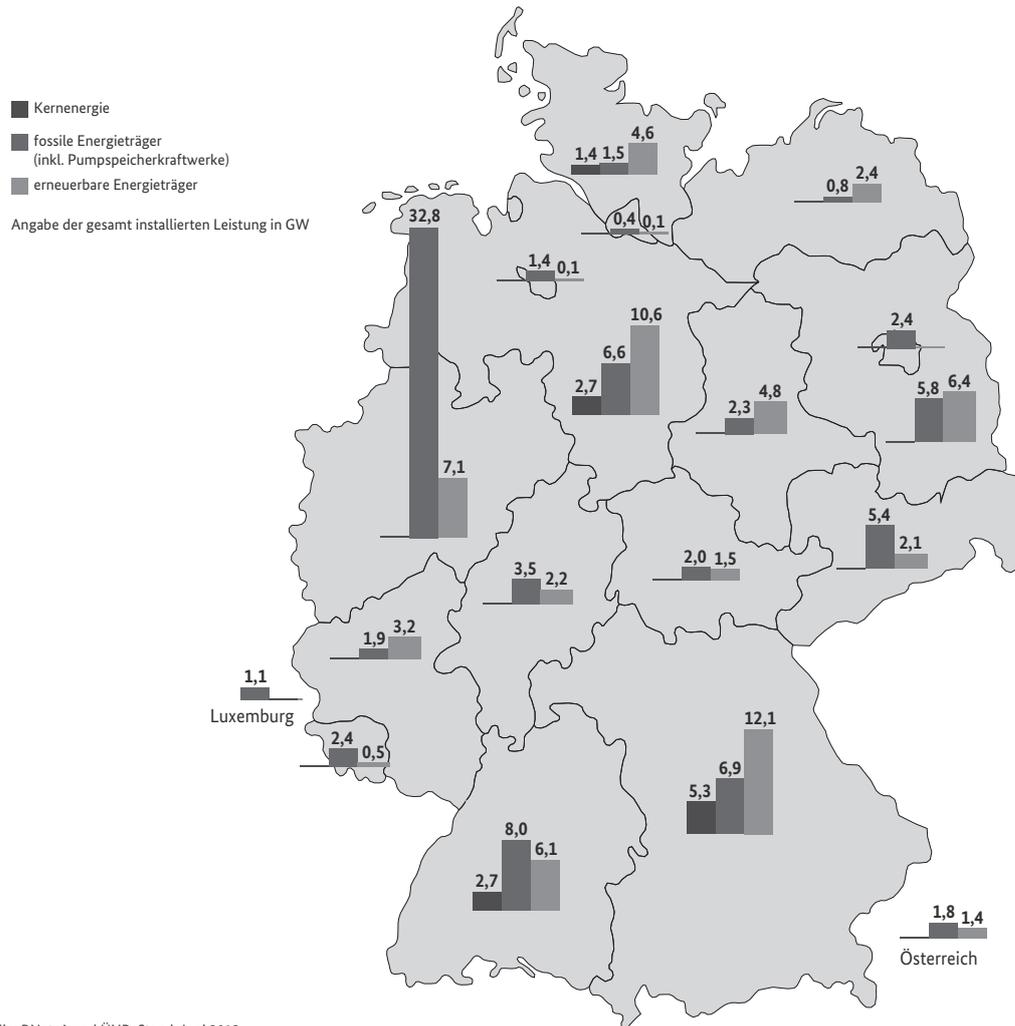


Abbildung 16: Die Verteilung der Kraftwerkskapazität auf die Länder



Quelle: BNetzA und ÜNB, Stand: Juni 2012

massekraftwerke über eine Auskopplung und Nutzung der Abwärme. Mit dem Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) lässt sich der Gesamtwirkungsgrad von Kraftwerken steigern, da die Abwärme des Kraftwerks ausgekoppelt und genutzt wird. Die Steigerung des Gesamtwirkungsgrades geht derzeit noch damit einher, dass der Stromwirkungsgrad geringfügig absinkt und die Flexibilität des Kraftwerkes reduziert wird. Der Betrieb eines wärmegeführten Blockheizkraftwerkes weist eine deutliche Witterungsabhängigkeit auf, weil es nur bei Wärmebedarf (vor allem tagsüber im Winterhalbjahr) betrieben wird. KWK-Anlagen der Industrie sind in ihrer Betriebsweise von den Wärmeanforderungen der industriellen Prozesse abhängig.

Regionale Verteilung der Kraftwerksleistung nach Bundesländern

Für die Systemstabilität der Stromversorgung ist es von großer Bedeutung, wie sich Kraftwerkskapazitäten über Deutschland verteilen. In Abbildung 16 sind die Kraftwerkskapazitäten der einzelnen Bundesländer dargestellt.

In Abbildung 16 ist zu erkennen, dass die Stromerzeugung sehr heterogen über Deutschland verteilt ist. Während in einigen Bundesländern nach wie vor überwiegend konventionelle Kraftwerke ins Netz einspeisen, überwiegen in mehr als der Hälfte der Länder die

erneuerbaren Energien. Kernkraftwerke sind nur noch in vier Ländern an der Stromproduktion beteiligt. In der Abbildung sind auch Kraftwerke in Luxemburg und Österreich dargestellt, die direkt mit dem deutschen Netz verbunden sind. Gleichfalls ist zu erkennen, dass Bayern und Niedersachsen die Schwerpunkte der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien sind: Im Jahr 2011 waren in Bayern erneuerbare Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 12 GW (davon über 9 W Photovoltaik) und in Niedersachsen 10 GW (davon über 7 GW Windenergie) installiert.

Rund ein Drittel der konventionellen Kraftwerke befindet sich in Nordrhein-Westfalen (34 GW von insgesamt 105 GW). Es folgen mit deutlichem Abstand Bayern (13 GW), Baden-Württemberg (11 GW) und Niedersachsen (10 GW). Derzeitig befinden sich 2,5 GW konventionelle Erzeugungskapazitäten in Kaltreserve; sie sind nicht in Betrieb, können aber innerhalb von sechs Monaten wieder in Betrieb genommen werden. Die deutschen Kaltreservekapazitäten befinden sich ausnahmslos nördlich der Mainlinie und könnten mit ihrer Inbetriebnahme allenfalls einen geringen Beitrag zur Verbesserung der angespannten Netzsituation in Süddeutschland leisten. Aus diesem Grund wurden in Mannheim und Österreich zusätzliche Reservekraftwerke kontrahiert, die vorzugsweise binnen 8 Stunden einsatzbereit sein müssen.

Der konventionelle Kraftwerkspark, der zu großen Teilen schon seit mehreren Jahrzehnten in Betrieb ist, wurde geographisch so verteilt, dass sich mit dem parallel dazu errichteten Netz eine stabile Versorgung erreichen ließ. Im Süden Deutschlands, wo es keine Förderung von Stein- oder Braunkohle gibt, wurden in hohem Maß Kernkraftwerke errichtet, da deren Brennstoff vergleichsweise kostengünstig transportiert werden konnte. Eine Erweiterung des süddeutschen Kraftwerksparks wäre der Versorgungssicherheit dienlich.

Damit es in Starklastzeiten im Winter nicht zu Netzproblemen kommt und damit die über ganz Deutschland verteilte Produktion von erneuerbarem Strom aufgenommen und nach Süddeutschland transportiert werden kann, muss das Netz zügig ertüchtigt und ausgebaut werden. Die Fertigstellung wichtiger Leitungen aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wird zur Entspannung dieser Situation beitragen. Der darüber hinausgehende Bedarf an Netzausbau, der sich aus

der Energiewende ergibt, wird auf Basis der von der Bundesregierung 2011 initiierten gesetzlichen Regelungen ermittelt und realisiert (vgl. Kapitel Netzbestand und Netzausbau).

7.2 Kraftwerksplanung

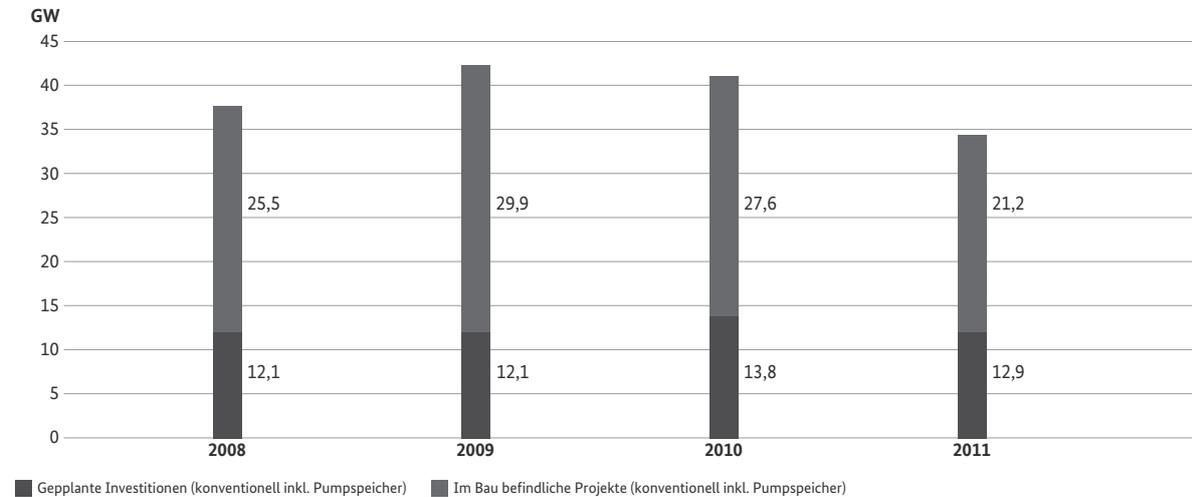
„Für ein hohes Maß an Versorgungssicherheit müssen auch in Zukunft genügend Ausgleichs- und Reservekapazitäten bereitstehen.“

Energiekonzept der Bundesregierung 2010, S.16

Für die Versorgungssicherheit sind bei den derzeit verfügbaren Technologien vor allem die konventionellen Kraftwerke verantwortlich, da sie witterungsunabhängig in der Lage sind, ihre Erzeugung anzupassen. Dies gilt sowohl hinsichtlich der Deckung des nachgefragten Stroms als auch hinsichtlich der Bereitstellung von Regelernergie zum kurzfristigen Ausgleich von unvorhergesehenen Schwankungen zwischen der Einspeisung und Entnahme des Stroms im Übertragungsnetz. Die Bereitstellung von Regelernergie erfolgt bisher hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicher, kann künftig aber zunehmend auch durch erneuerbare Energien, neue Speichertechnologien und unter Umständen auch durch Lastmanagement bereitgestellt werden. In den regulären Lebenszyklen konventioneller Kraftwerke werden bestehende Anlagen sehr grob geschätzt nach 50 Jahren durch neue Anlagen ersetzt. Die endgültige Stilllegung der Kernkraftwerke erhöht den Bedarf an neuen konventionellen Kraftwerken.

In Abbildung 17 sind die Baumaßnahmen und Planungen von konventionellen Kraftwerken (inkl. Pumpspeicherkraftwerken) für die nächsten Jahre dargestellt, wie sie der BNetzA von Kraftwerksbetreibern zum Zeitpunkt der betreffenden Abfrage dargestellt wurden. Zu erkennen ist, dass nach diesen Zahlen die Planungen für neue konventionelle Kraftwerke seit 2009 zurückgehen. Zahlen des Umweltbundesamts sowie Verbandszahlen des BDEW kommen zu höheren Zahlen (circa 29 GW). Diese Unterschiede in den Planungszahlen sind unter anderem darauf zurückzuführen, dass beispielsweise der BDEW die Obergrenze der Planungszahlen angibt, und dass viele Kraftwerksprojekte noch

Abbildung 17: Bau und Planung konventioneller Kraftwerke inkl. Pumpspeicherkraftwerke



Quelle: BNetzA

in einer sehr frühen Planungsphase sind und damit die tatsächliche Realisierung vielfach unsicher ist. Die Planungszahlen sind daher immer mit Unsicherheiten behaftet und sind abhängig von Inhalt und Zeitpunkt der jeweiligen Erhebungen.

Die Abbildung zeigt, dass relativ konstant zwischen 12 GW und 14 GW konventionelle Kraftwerksleistung im Bau war. Dieser kontinuierliche Ausbau unterstützt die angestrebte hohe Versorgungssicherheit. Die Zahlen für den Kraftwerkszubau entsprechen zwar rund einem Siebtel der Gesamtleistung des konventionellen Kraftwerksparks, bedeuten aber nicht, dass in jedem einzelnen Jahr alte Kraftwerke in diesem Umfang durch Neubauten ersetzt werden, weil der Bau eines konventionellen Kraftwerkes sich über mehrere Jahre hinziehen kann.

15 GW und damit drei Viertel der im Jahr 2011 geplanten konventionellen Kraftwerke (21,2 GW) sollten mit den Energieträgern Erdgas und Steinkohle realisiert werden. Die beiden Energieträger Erdgas und Steinkohle umfassen mit rund 10 GW auch rund drei Viertel aller im Bau befindlichen Kraftwerke. Moderne Kraftwerke mit diesen Brennstoffen weisen hohe Wirkungsgrade und einen entsprechend verminderten CO₂-Ausstoß auf. Zugleich lassen sich moderne Kraftwerke mit diesen Brennstoffen gut regeln und an eine schwankende Nachfrage anpassen.

Hinsichtlich der geografischen Verteilung ist festzustellen, dass sich lediglich rund ein Viertel der im Jahr 2011 insgesamt geplanten und im Bau befindlichen konventionellen Kraftwerke südlich der Mainlinie befindet. Darum ist der Ausbau der Übertragungsnetze für die Versorgungssicherheit von besonderer Bedeutung.

7.3 Stromspeicher

Langfristig ist der Ausbau von Speicherkapazitäten wichtig und geboten. Angesichts der deutlich zunehmenden fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien brauchen wir verschiedene Wege, um jederzeit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

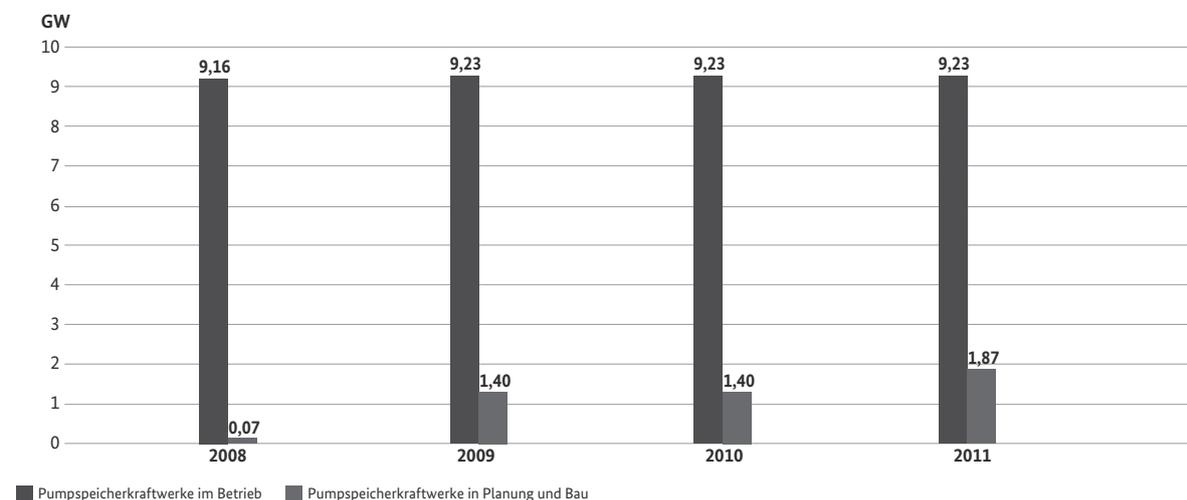
Stromspeicher sind für die Energieversorgung von hohem Wert. Dies galt schon vor der aktuellen Energieperiode. So machte es ab den 50er Jahren der Aufbau der großen Braunkohlekraftwerke und später der Kernkraftwerke attraktiv, dass auch nachts Stromabnehmer gefunden wurden, damit die großen Kraftwerksblöcke mit konstanter Leistung gefahren werden konnten. Zu diesem Zweck wurden Pumpspeicherkraftwerke errichtet und in zahlreichen Privathaushalten Nachtspeicherheizungen eingebaut.

In Abbildung 18 ist zu erkennen, dass im Jahr 2011 wie in den Jahren zuvor Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von rund 9 GW an das deutsche Netz angeschlossen sind; ein Teil dieser Pumpspeicherkraftwerke befindet sich im Ausland, zum Beispiel in Luxemburg und Österreich. 2011 waren neue Anlagen mit einer Leistung von knapp 2 GW im Bau. Wie an der Konstanz der Leistung über die letzten Jahre abgelesen werden kann, verläuft der Zubau von neuen Anlagen in der Regel sehr langsam, da es sich um komplexe Bauprojekte handelt. Schneller geht es, wenn nur eine weitere Turbine einer bestehenden Anlage hinzugefügt wird. In den drei Jahren von 2008 bis 2011 war mit rund 70 MW ein geringer Zubau von Pumpspeicherkapazitäten zu beobachten. Ein großes Projekt in Atdorf im Schwarzwald mit 1,4 GW Leistung ist seit 2009 in Planung. Im Jahr 2011 sind nach BNetzA-Erhebungen neben diesem Projekt weitere 0,5 GW in Planung. Nach Prognosen für 2012 erhöht sich die Zahl der projektierten Pumpspeicherkraftwerke deutlich. Diese Tendenz ist auch aus Zahlen des Umweltbundesamts und des BDEW abzulesen. Die verschiedenen Datenerhebungen sind jeweils mit Unsicherheiten behaftet und sind abhängig von Inhalt und Zeitpunkt der jeweiligen Erhebung.

Die regionale Verteilung der Pumpspeicherkraftwerke ist angesichts des von der Bundesregierung beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie nicht optimal. Südlich der Mainlinie sind gegenwärtig in Deutschland nur rund 2,5 GW Pumpspeicherleistung angeordnet. Allerdings stehen in der Schweiz und Österreich erhebliche Pumpspeicherkapazitäten zur Verfügung. Die geplante Verbindung des deutschen Stromnetzes mit dem norwegischen Strommarkt wird für den Norden Deutschlands die Wirkung eines Speicherwerks in der Größenordnung von 1 GW haben. Die in Abbildung 16 mit dargestellten, ans deutsche Netz angeschlossen österreichischen Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung in Höhe von 1,8 GW sowie die luxemburgischen Kraftwerke mit 1,4 GW sind für den süddeutschen Raum von großer Bedeutung.

Die Bundesregierung hat schon im Energiekonzept festgestellt, dass „das gesamte Energieversorgungssystem – konventionelle, erneuerbare Energien, Netze, Speicher und deren Zusammenspiel – optimiert werden (muss)“. Aus Netzsicht stellen Stromspeicher zusätzliche Verbraucher dar, die je nach Betriebsweise netzentlastend sein oder eine zusätzliche Netzbelastung darstellen können.

Abbildung 18: Bestand, Bau und Planung von Pumpspeicherkraftwerken



Quelle: BNetzA

Für die Energiewende mit einem zunehmend volatilen Erzeugungsmix ist die Möglichkeit der Stromspeicherung langfristig von besonderer Bedeutung. Darum wurden Anreize wie die Befreiung von Netzentgelten gesetzt. Zudem arbeitet die Bundesregierung auf Partnerschaften mit Österreich, der Schweiz und Norwegen hin, um die dortige Schaffung und Nutzung von Speichermöglichkeiten zu erleichtern. Außerdem treibt die Bundesregierung die Entwicklung von Speichern voran und es wird intensiv an innovativen Möglichkeiten der Stromspeicherung geforscht. Druckluftspeicher, von denen bereits seit 1978 eine Anlage mit 0,3 GW in Betrieb ist, und chemische Speicher sind ebenso in der Diskussion wie die kostengünstige und verlustarme Einkopplung von Überschussstrom in die Wärmeerzeugung zur Substitution fossiler Energieträger in der Wärmeproduktion („Power-to-Heat“). Die Funktionen von Speichern können auch – oftmals kosteneffizient – durch flexible Erhöhung oder Reduktion von Erzeugung oder Nachfrage erfüllt werden. Anstelle der direkten Speicherung kann Strom auch im Rahmen des Lastmanagements in Wärme, Kälte oder industriellen Zwischenprodukten gespeichert werden. Dies gilt vor allem im Bereich der Kurzzeitspeicherung.

Das derzeit wichtigste Instrument der Anpassung von Angebot und Nachfrage ist die Anpassung des Betriebs der bestehenden konventionellen Kraftwerke an die sogenannte Residuallast, also an die Nachfrage, die nach der Einspeisung der erneuerbaren Energien noch zu erfüllen ist. Die Energiespeicherung findet bei dieser Anpassung quasi im Brennstofflager der konventionellen Kraftwerke statt. Das Abregeln ist technisch allerdings nur begrenzt möglich, denn derzeit sind für die Systemstabilität in einem durchaus beachtlichen Umfang konventionelle Kraftwerke unverzichtbar: Der Betrieb sogenannter „Must-Run-Kapazitäten“ ist aus elektrotechnischen Gründen, zum Beispiel wegen des Blindleistungsbedarfs und weil diese Kraftwerke für die Primärregelung benötigt werden, zwingend erforderlich.

Schließlich hat auch der Stromaustausch mit den europäischen Nachbarstaaten teilweise die Wirkung eines Speichers: Wenn die Marktlage es zulässt, kann überschüssiger Strom dort veräußert oder fehlender Strom dort erworben werden (vgl. Kapitel 8.6).

7.4 Marktanteile

Wir wollen den Wettbewerb und eine marktwirtschaftliche Orientierung auf den Energiemärkten stärken.

Die im Jahr 1998 begonnene Liberalisierung der Energiemärkte hat das Ziel, Wettbewerb auf den Energiemärkten zu ermöglichen, was damit einhergeht, dass sich die Marktmacht der etablierten großen Stromversorger reduziert. Dies wurde zum einen durch die Schaffung eines gemeinsamen Energie-Binnenmarktes erreicht, durch die die Konzerne in einen internationalen Wettbewerb getreten sind. Zum anderen wurden auch innerhalb Deutschlands insbesondere durch Regelungen zur gleichberechtigten Nutzung der Stromnetze die ökonomischen Chancen für kleine Marktakteure verbessert. Die Bundesregierung strebt an, die Liberalisierung der Energiemärkte fortzusetzen und den Wettbewerb im Energiebereich weiter zu fördern.

Den konventionellen Erzeugungsmarkt dominieren in Deutschland nach wie vor vier große Stromversorgungsunternehmen: E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall. In Abbildung 19 ist zu erkennen, dass der Marktanteil der vier großen Stromerzeuger sowohl hinsichtlich der installierten konventionellen Kapazität als auch hinsichtlich der erzeugten Strommenge kontinuierlich zurückgeht. Über einen Marktanteil von mehr als 5 Prozent verfügt außer diesen vier großen Unternehmen kein weiteres Unternehmen.

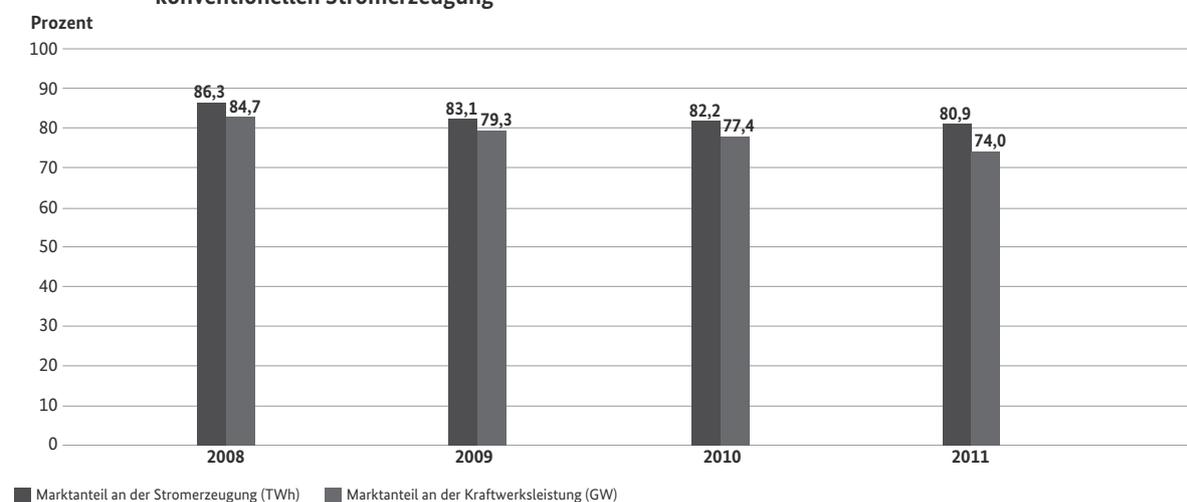
Die Anteile an der konventionellen Kraftwerkskapazität reduzierten sich von knapp 85 Prozent im Jahr 2008 auf rund 74 Prozent im Jahr 2011. Dieser Anteil verändert sich zum einen durch Bau und Stilllegung von Kraftwerken und zum anderen durch Kauf und Verkauf von Unternehmensanteilen. Im Jahr 2011 haben sich die Veränderungen der Marktanteile vor allem aus der Stilllegung der acht Kernkraftwerke ergeben, die alle den vier größten Unternehmen gehörten.

Während der Anteil der vier größten Erzeuger an den konventionellen Kraftwerkskapazitäten seit 2008 um fast 11 Prozentpunkte sank, reduzierte sich der Anteil

an der konventionellen Stromproduktion nur um gut 5 Prozentpunkte. Dies zeigt, dass ein erheblicher Teil der Erzeugungskapazitäten der großen vier Stromerzeugungsunternehmen auf Grundlastkraftwerke entfällt. Der Markt für Mittel- und Spitzenlastkraftwerke wird zunehmend durch andere Unternehmen besetzt. Die nach dem EEG vergüteten Erzeugungsmengen sind bei der in Abbildung 19 dargestellten Berechnung der Marktanteile nicht berücksichtigt.

Unter Einschluss der nach EEG vergütungsfähigen Kraftwerke können die Anteile der vier größten Unternehmen an den Kapazitäten und an der Stromerzeugung ebenfalls bestimmt werden. Da im EEG-Bereich zahlreiche kleine Unternehmen und Privatpersonen aktiv sind, sind die Anteile der vier größten Unternehmen dort entsprechend niedriger. Über 35 Prozent der installierten Kraftwerkskapazitäten werden nach dem EEG vergütet. Entsprechend verringert sich der Anteil der vier größten Unternehmen im gesamten Erzeugungsbereich auf 48 Prozent an der Gesamtkapazität und auf 66 Prozent an der gesamten Erzeugungsmenge.

Abbildung 19: Der Anteil der vier größten Stromerzeuger an der konventionellen Kraftwerksleistung und an der konventionellen Stromerzeugung



Quelle: BNetzA

8. Netzbestand und Netzausbau

Zusammenfassung

Ein stabiles Netz ist für eine zuverlässige Stromversorgung unerlässlich. Die deutsche Stromversorgung ist eine der sichersten in Europa. Die Kosten für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind seit 2009 deutlich gesunken, obwohl die Zahl der dazu erforderlichen Maßnahmen im Winter 2011/2012 gestiegen ist.

Um den Umstieg auf die erneuerbaren Energien zu ermöglichen und um gleichzeitig die hohe Versorgungssicherheit garantieren zu können, ist ein Ausbau der Höchstspannungsnetze dringend geboten. Die attraktiven Bedingungen, zu denen in die Netze investiert werden kann, bilden dafür eine gute Grundlage. Für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs und für die Genehmigungsverfahren sind im Sommer 2011 neue Regelungen in Kraft getreten, die zu einer Beschleunigung und zu mehr Bürgerbeteiligung führen. In den Verteilernetzen können Investitionen in intelligente Netztechnik den Netzausbaubedarf reduzieren.

Der europäische Energiemarkt wächst zusammen. Deutschland ist sowohl an handelsseitigem wie auch an physikalischem Stromaustausch mit seinen Nachbarländern rege beteiligt. Dabei ist Deutschland auch nach der Stilllegung der acht Kernkraftwerke im Frühjahr 2011 weiterhin Nettoexporteur.

8.1 Netzbestand

Für eine erfolgreiche Integration des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien ist der zeitnahe Ausbau der Stromnetze in Deutschland und Europa von zentraler Bedeutung. (...) Die Bundesregierung schafft die Rahmenbedingungen für einen zügigen Ausbau der Netzinfrastruktur, der zur Integration der erneuerbaren Energien erforderlich ist.

Das Stromnetz ist in vier Spannungsebenen unterteilt, die über Umspannwerke miteinander verbunden sind.

- Die Niederspannung von 230 V beziehungsweise 400 V ist in jeder Straße verlegt und versorgt die Haushalte.
- Die Mittelspannung von ca. 20.000 V (meist 10 kV – 30 kV) dient der Versorgung zum Beispiel von Gewerbebetrieben und der Verteilung des Stroms in Stadtteilen.
- Die Hochspannung mit bis zu 110.000 V (= 110 kV) dient der Versorgung großer Industrieanlagen und der weiträumigen Verteilung des Stroms. In den meisten Verteilernetzen ist dies die höchste Spannungsstufe. Auch die Bahnstromfernleitungen werden überwiegend in dieser Spannungsebene betrieben, haben aber eine deutlich niedrigere Netzfrequenz von 16,7 Hz. Das Bahnstromfernleitungsnetz dient dem Transport des elektrischen Stroms von den Kraftwerken zu den Punkten, an denen der Strom in die Oberleitungen eingespeist wird.
- Die Höchstspannung mit mindestens 220.000 V (= 220 kV) und zumeist 380.000 V (= 380 kV) wird dazu genutzt, den Strom über größere Entfernungen von einem Erzeugungsschwerpunkt zu einem Verbrauchsschwerpunkt zu transportieren. Höchstspannungsleitungen gehören fast ausschließlich zu den Übertragungsnetzen. Für einen Ferntransport über viele hundert oder gar tausend Kilometer ist diese Spannungsebene im Drehstrombetrieb jedoch nicht geeignet. Künftig soll hierfür die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) eingesetzt werden.

In Abbildung 20 sind die Stromkreislängen der Höchst- und Hochspannungsnetze inklusive der Bahnstromfernleitungen dargestellt. Weil in den Trassen dieser Netze meist mehr als ein Stromkreis verläuft, ist die Länge der Trassen deutlich geringer. Höchst- und Hochspannungsnetze werden fast ausschließlich als Freileitungen errichtet und sind deshalb mit ihren typischen Stahlgittermasten weithin sichtbar und stehen entsprechend in der öffentlichen Diskussion. Diese Netze machen etwa 7 Prozent der gesamten Stromkreislänge in Deutschland aus, die insgesamt 1,8 Mio. km beträgt.

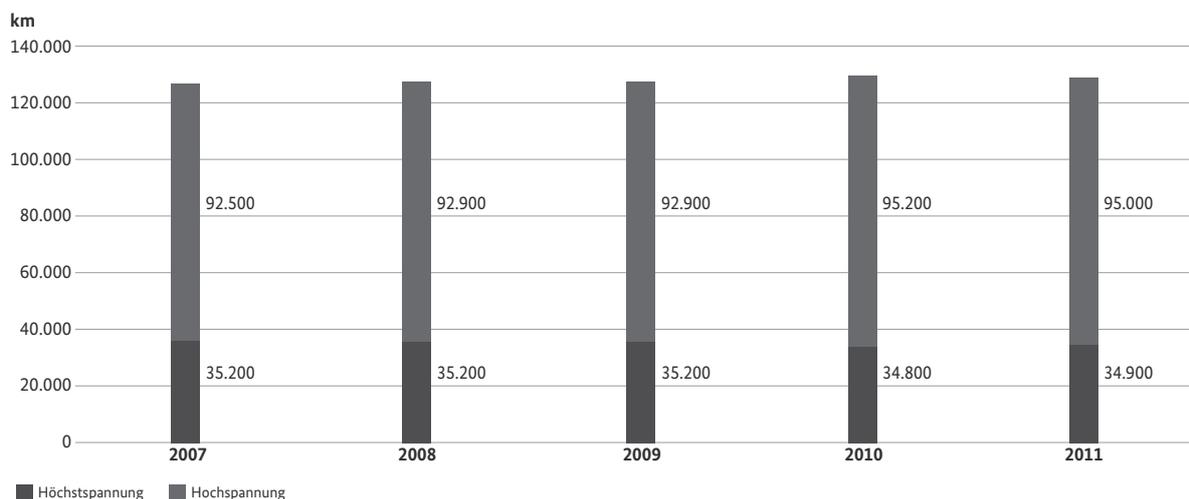
Netzausbau

Der Ausbau der Netze auf allen Spannungsebenen ist für das Gelingen der Energiewende von großer Bedeutung und darum eine der zentralen Säulen des Energiekonzeptes der Bundesregierung. Insbesondere muss der überwiegend im Norden und künftig auch in der Nord- und Ostsee erzeugte Windstrom und der überwiegend im Süden produzierte Strom aus Photovoltaik aufgenommen werden. Außerdem erhöht die wachsende Integration in den europäischen Markt den Bedarf an zusätzlicher Netzinfrastruktur.

Während konventionelle Kraftwerke überwiegend an die Übertragungsnetze angeschlossen sind, speisen Kraftwerke mit erneuerbaren Energieträgern zumeist in die Verteilernetze ein. Inzwischen ist rund die Hälfte der Stromerzeugungskapazität an die Verteilernetze angeschlossen. Auf der Verteilernetzebene kann die lastferne Stromerzeugung darum eine Ertüchtigung der Netze erforderlich machen. Verteilernetze in ländlichen Regionen mit geringem Stromverbrauch müssen zunehmend in zwei Richtungen funktionieren: Dienen sie bislang der Verteilung der Energie an die Letztverbraucher, so kommt ihnen zunehmend die Aufgabe zu, den in der Fläche von vielen kleinen Erzeugern produzierten Strom in die Übertragungsnetze zurückzuspeisen, damit er dort weitertransportiert werden kann. Viele Verteilernetze sind für diese Aufgabe noch nicht ausreichend ausgestattet; vielfach fehlt es an intelligenten Steuerungsmöglichkeiten (vgl. Kapitel 8.5).

Die Übertragungsnetze müssen den Strom aus den Verteilernetzen aufnehmen und zu den Lastzentren im Süden und Westen Deutschlands transportieren. Zudem gilt es, den Wegfall der Erzeugungskapazitäten der Kernkraftwerke zu kompensieren. Ein rascher Ausbau des Übertragungsnetzes ist hierfür unerlässlich, denn im bisherigen Netz fehlt es unter anderem an

Abbildung 20: Die Stromkreislänge der Höchst- und Hochspannungsnetze



Quelle: BNetzA

den Möglichkeiten des Ferntransportes, für den in Zukunft neue Technologien verwendet werden können; hierunter fällt die Höchstspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), die eine verlustarme Übertragung großer Strommengen über große Entfernungen ermöglicht. HGÜ-Leitungen lassen sich nicht mit dem Drehstromnetz vermaschen und sind besonders für ein „Overlay-Netz“ geeignet, das der großräumigen Verteilung des Stroms dient.

Die Veränderung der Erzeugungslandschaft hin zu einer erneuerbaren Stromproduktion in der Fläche führt tendenziell zu einer Steigerung und nicht zu einer Reduktion des erforderlichen Netzausbaus.

Die in Abbildung 20 zu erkennende Konstanz der Stromkreislänge in den beiden höchsten Spannungsebenen zeigt, dass der Umbau und die Ertüchtigung der Netze für die sich rapide ändernden Erzeugungsstrukturen insbesondere auf der Höchstspannungsebene weiter vorangetrieben werden muss.

Maßnahmen der Bundesregierung zur Beschleunigung des Netzausbaus

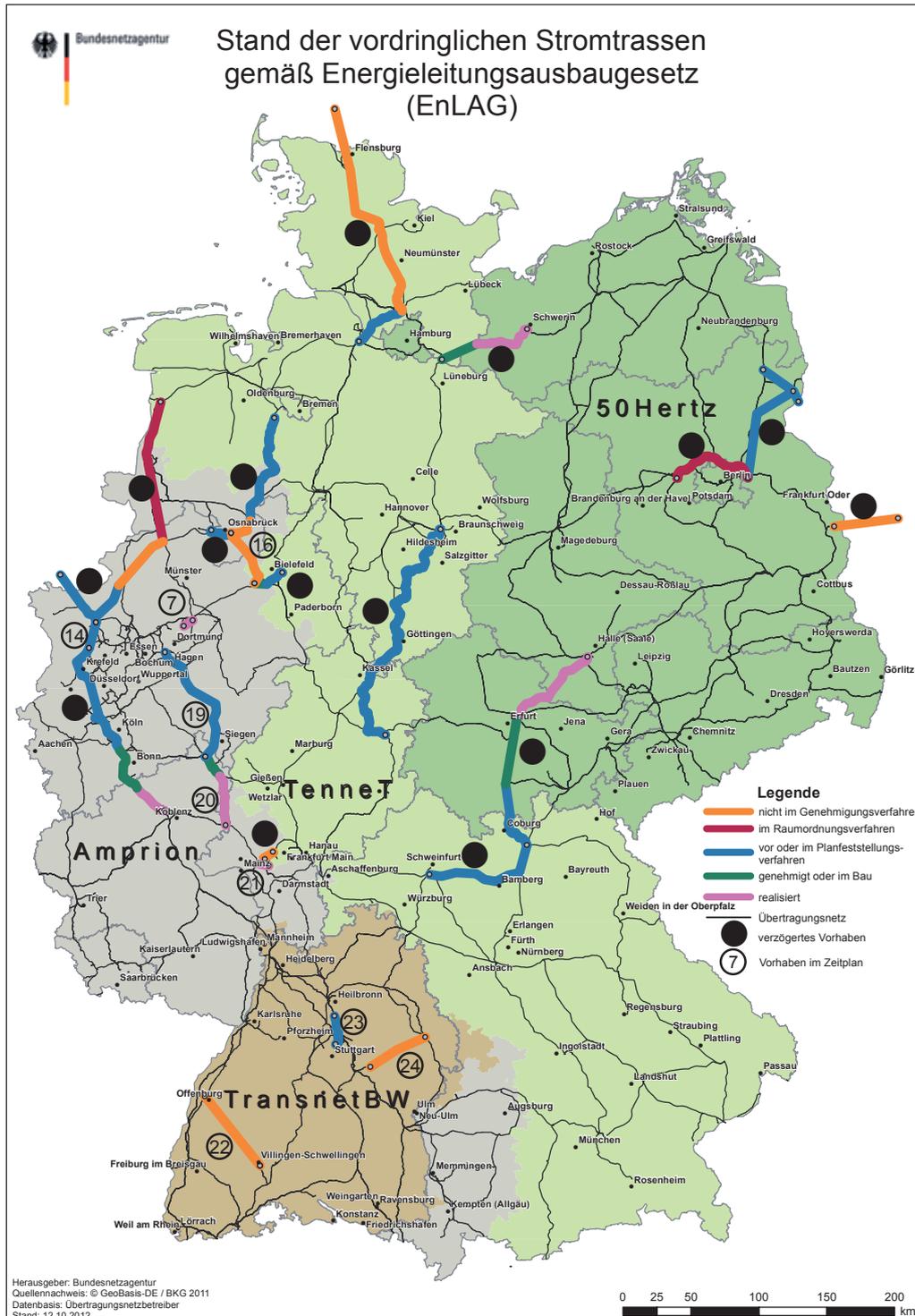
Die Verfahren der Bedarfs- und Ausbauplanung für Höchst- und Hochspannungsnetze wurden in den letzten Jahren weiterentwickelt. Im Jahr 2009 wurden im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf neuer Leitungen erstmals gesetzlich festgestellt. Die im EnLAG enthaltenen Vorhaben umfassen rund 1.800 km Trassenlänge. Davon waren bis zum Jahresende 2011 rund 214 km gebaut, aber nur rund 100 km neue Höchstspannungsnetze waren 2011 tatsächlich in Betrieb genommen worden (vgl. Abbildung 21).

Bei der Planung und Genehmigung der EnLAG-Vorhaben wird abschnittsweise vorgegangen, was sich in Abbildung 21 (Seite 58) erkennen lässt. Die meisten Abschnitte sind auch drei Jahre nach Erlass des EnLAG noch nicht realisiert. Verzögernd wirken unter anderem die langen Genehmigungsverfahren. Das Ausbautempo für diese vorrangigen Leitungen muss weiter beschleunigt werden.

Damit der Ausbau des Höchstspannungsnetzes künftig zügiger und mit verbesserter öffentlicher Akzeptanz voranschreiten kann, hat die Bundesregierung mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) im Jahr 2011 die Grundlage für einen rascheren Ausbau des Übertragungsnetzes gelegt und im Energiewirtschaftsgesetz neue Planungsinstrumente geschaffen. Dem Netzausbau geht nunmehr eine transparente bundesweite Bedarfsermittlung voran. Zunächst werden jedes Jahr Szenarien dazu erarbeitet, wie die Erzeugungslandschaft und der Stromverbrauch in zehn Jahren voraussichtlich aussehen werden. Darauf aufbauend erarbeiten die Übertragungsnetzbetreiber jährlich neu einen Netzentwicklungsplan, der von der Bundesnetzagentur zu bestätigen ist und der in ein Bundesbedarfsplangesetz mündet, in dem der Bedarf an Ausbaumaßnahmen festgeschrieben wird. Beide Verfahrensschritte erfolgen unter breiter Beteiligung der Öffentlichkeit.

Für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen werden die Genehmigungsverfahren künftig von der Bundesnetzagentur durchgeführt. Damit sollen eine Beschleunigung des Netzausbaus und durch eine Vielzahl von vorgeschriebenen Beteiligungsverfahren zugleich eine Steigerung der Mitwirkungsmöglichkeiten und der Akzeptanz des Netzausbaus in der Bevölkerung erreicht werden.

Abbildung 21: Umsetzungsstand des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) im Oktober 2012



8.2 Netzinvestitionen

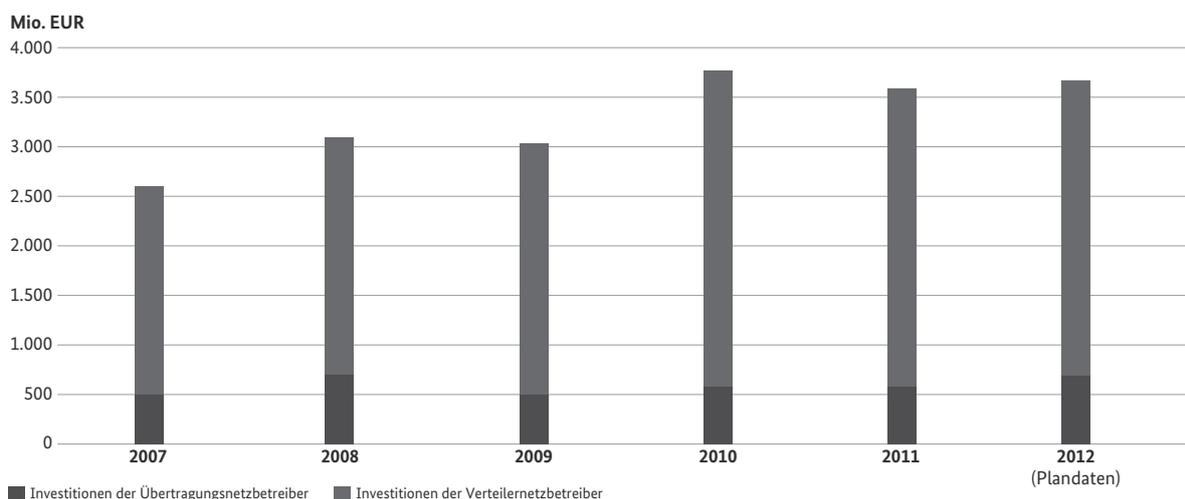
Investitionen in die Modernisierung und den Ausbau des deutschen Stromnetzes müssen wirtschaftlich attraktiv sein, damit die Netzbetreiber und andere Investoren das notwendige Kapital bereitstellen.

Investitionen in die Verteiler- und Übertragungsnetze sind für das Gelingen der Energiewende unverzichtbar. Insbesondere die Aufrechterhaltung der hohen Versorgungszuverlässigkeit und -sicherheit macht die Modernisierung und Ertüchtigung der meisten Stromnetze erforderlich.

Abbildung 22 zeigt, dass nach Angaben der Netzbetreiber jährlich zwischen 2,6 und 3,8 Mrd. Euro in die Netze investiert wurden. Hinzu kommen noch jährliche Ausgaben der Netzbetreiber für Erhalt und Wartung der Netze in Höhe von durchschnittlich 3,5 Mrd. Euro, die keine Investitionen darstellen und darum in der Abbildung nicht dargestellt sind. Zu erkennen ist, dass die Beträge Schwankungen unterworfen sind, aber im Verlauf der Jahre bei Verteiler- und Übertragungsnetzbetreibern deutlich zunehmen. Diese Schwankungen können sich aus vielen Gründen ergeben:

- In der betrachteten Zeit haben sich die gesetzlichen Regelungen hinsichtlich der Behandlung von Netzinvestitionen deutlich verändert. 2009 wurde die Anreizregulierung eingeführt, die dazu führt, dass die Netzentgelte sinken, weil die Netzbetreiber ihre Effizienzpotenziale heben. 2010 wurden für die Verteilernetzbetreiber die Möglichkeiten verbessert, Investitionen geltend zu machen, die sich aus Veränderungen ihrer Versorgungsaufgabe ergeben. Im Jahr 2011 wurde für Übertragungsnetzbetreiber die Anerkennung von Investitionskosten so geändert, dass eine Berücksichtigung der Investitionen in den Netzentgelten auf Basis von Planwerten erfolgt.
- Wartungs-Intervalle und Lebensdauern von Anlagen beeinflussen die Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber ebenso wie die Dauer und der Abschlusszeitpunkt von Genehmigungsverfahren. Langwierige Genehmigungsverfahren in den Höchstspannungsnetzen verringern und verzögern im Ergebnis auch die jährlichen Investitionen.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien, die verstärkte Integration des Binnenmarktes und die Stilllegung von Kernkraftwerken sind in den Übertragungsnetzen und in vielen Verteilernetzen ein Treiber für den Bedarf an neuen Netzkapazitäten

Abbildung 22: Investitionen in Neu- und Ausbau sowie Erhalt und Erneuerung von Stromnetzen



Quelle: BNetzA

und für die Modernisierung von Netzen. Dies gilt in besonderem Maße für die Anbindung der Offshore-Windkraft, für die Milliardenbeträge in den Ausbau der Übertragungsnetze investiert werden. Im Sofortprogramm 2011 hat die Bundesregierung darum angekündigt, dass es verstärkt zu einer vergleichsweise kostengünstigeren Sammelanbindung mehrerer Anlagen kommen soll; eine entsprechende Optimierung der Planungen und Genehmigungen von Offshore-Anbindungen wurde 2012 auf den Weg gebracht.

- Der Gesetzgeber hat im EnLAG erstmals 2009 gesetzlich festgestellt, welcher Netzausbau auf der Höchstspannungsebene erforderlich ist; für 2013 ist mit dem Bundesbedarfsplangesetz eine ähnliche Regelung vorgesehen (vgl. Kapitel 8.1). Beide Gesetze haben direkten Einfluss auf die Investitionsentscheidungen der Übertragungsnetzbetreiber.

Die Praxis der Netzbetreiber hinsichtlich der Unterscheidung zwischen Wartung und Investition ist sehr heterogen und auch von steuerlichen Erwartungen geprägt. Vergleichbare Maßnahmen werden von einem Netzbetreiber als Aufwendung betrachtet und von einem anderen als Investition.

Investitionen und Netzentgelte hängen dadurch miteinander zusammen, dass die Investitionen über viele Jahre abgeschrieben und verzinst werden. Die Abschreibungsbeträge und die Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals in Höhe von 9,05 Prozent für Neuanlagen und 7,14 Prozent für Altanlagen gehen in die Netzentgelte ein; die entsprechenden Erlöse stehen für Investitionen in die Netze zur Verfügung. Diese Beträge reichen in den meisten Verteilernetzen für die notwendigen Maßnahmen aus. In Übertragungsnetzen, die in erheblich größerem Umfang ausgebaut werden müssen und in denen auch die kostenintensiven Offshore-Anbindungen zu realisieren sind, sind in großem Umfang zusätzliche Finanzmittel erforderlich. Unter Berücksichtigung der zahlreichen regulatorischen und steuerrechtlichen Detailregelungen ergibt sich als Faustregel, dass jährlich rund 10 Prozent der tatsächlich ausgegebenen Investitionssumme in den Netzentgelten wirksam wird. Senkend macht sich in den Netzentgelten bemerkbar, wenn die Netzbetreiber die Effizienz ihrer Prozesse erhöhen und wenn Altanlagen abgeschrieben sind, aber dennoch weiter genutzt werden können.

Auch wenn die Investitionen von Jahr zu Jahr schwanken, werden jedes Jahr mehrere Milliarden Euro in die Netze investiert. Die Bundesregierung und die Regulierungspraxis der Bundesnetzagentur schaffen sowohl bei den Verteil- als auch bei den Übertragungsnetzen ein günstiges Investitionsklima und reagieren auf aktuelle Probleme. So wurde für die Haftung für mögliche Schäden an Offshore-Anbindungen (z.B. Schiffsanker reißt Kabel ab) sowie die verspätete Fertigstellung der Anbindungsleitungen im Sommer 2012 eine Neuregelung auf den Weg gebracht. Im Ergebnis sind die Verzinsung des Eigenkapitals sowie das Verhältnis von Rendite zu Risiko für die Unternehmen attraktiv; das im Energiekonzept vorgesehene positive Investitionsklima besteht.

Das hohe Interesse von Investoren zeigt sich auch daran, dass bei den Netzverkäufen und Rekommunalisierungen der vergangenen Jahre von den Unternehmen hohe Beträge eingesetzt wurden und werden. Diese Beträge sind allerdings in Abbildung 22 nicht enthalten, da es bei Netzverkäufen lediglich zu einer Neuordnung bestehender Infrastruktur zwischen Käufer und Verkäufer kommt.

8.3 Netzstabilität

Mit wachsendem Anteil fluktuierender Energieträger, wie Windenergie und Photovoltaik, brauchen wir ein deutlich flexibleres Stromversorgungssystem, um die Schwankungen von Wind und Sonne jederzeit ausgleichen zu können.

Die Versorgungssicherheit ist neben der Umweltverträglichkeit und der Wirtschaftlichkeit eines der drei zentralen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung. Hierzu ist ein stabiles Netz unentbehrlich.

Der Stromverbrauch im gesamteuropäischen Stromverbundnetz muss in jeder Sekunde der Stromspeicherung entsprechen. Den planbaren Teil dieses Abgleichs erledigt der Stromhandel, der für jede Viertelstunde einen Ausgleich zwischen der prognostizierten verbrauchten und der produzierten Strommenge herstellt. Für den Ausgleich der noch kürzeren Schwankungen und der unvermeidlichen Differenzen, die beim

Stromhandel unter anderem aufgrund von Prognosefehlern auftreten, sind die Übertragungsnetzbetreiber zuständig. Sie müssen die Stromnetze ständig überwachen und im Gleichgewicht halten.

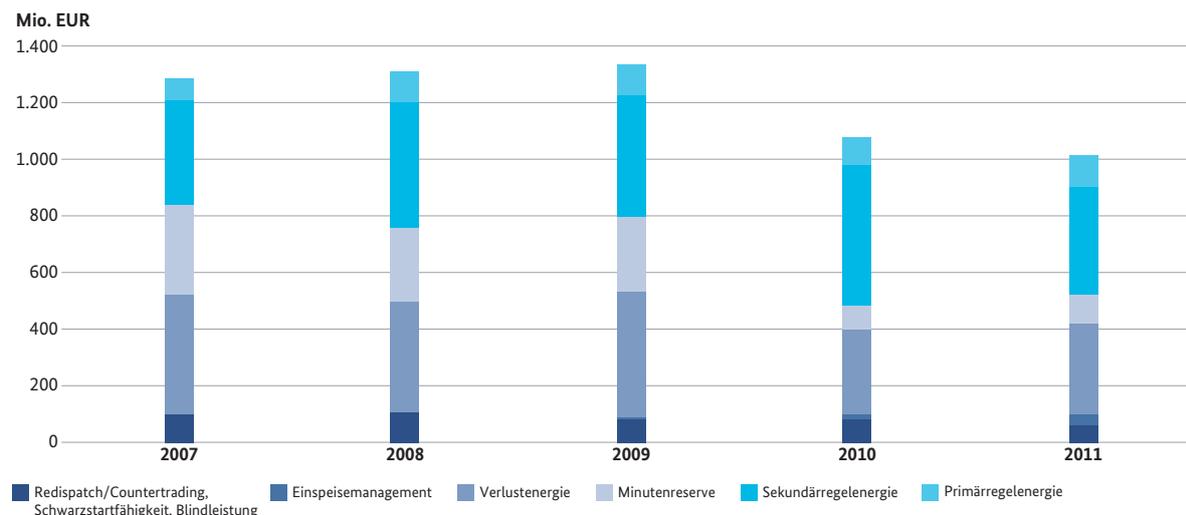
Aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien wachsen die Anforderungen an die Netzbetreiber, da vor allem Windkraft- und Photovoltaikanlagen zur Zeit weitestgehend unabhängig vom aktuellen Verbrauch und unabhängig von der jeweiligen Netzsituation eine stark schwankende Strommenge einspeisen. Aber auch die Betriebsweise aller anderen Kraftwerke orientiert sich im bereits im Jahr 1998 liberalisierten Strommarkt zunehmend weniger an Netzerfordernissen, sondern an anderen Parametern, wie dem erzielbaren Strompreis, der Verfügbarkeit und dem Preis der Primärenergie oder dem Wärmebedarf (bei Kraft-Wärme-Kopplung).

Den Übertragungsnetzbetreibern steht für die Stabilisierung der Netze eine ganze Reihe von Maßnahmen zur Verfügung, die zusammenfassend als Systemdienstleistungen bezeichnet werden. Für diese wird pro Jahr rund 1 Mrd. Euro aufgewendet. In Abbildung 23 ist zu erkennen, dass die Kosten für die Netzstabilität seit 2009 trotz der schwieriger werdenden Aufgabe und auch trotz erheblich steigender Redispatch-Anforde-

rungen rückläufig sind, was in veränderten regulatorischen Vorgaben begründet ist, mit denen technische und ökonomische Effizienzpotenziale erschlossen wurden. Enthalten sind die Kosten aus dem Einspeisemanagement, das von den Netzbetreibern durchgeführt wird, falls Erneuerbare-Energien-Anlagen aufgrund von Netzüberlastungen im jeweiligen Netzbereich abgeregelt werden müssen. Die Abbildung zeigt ebenfalls die Kosten, mit denen die Kraftwerksbetreiber für das Redispatch entschädigt werden.

Im Jahr 2011 wurden für Maßnahmen des Einspeisemanagements ca. 34 Mio. Euro ausgegeben. Damit wurden rund 3 Prozent der gesamten in Abbildung 23 dargestellten Kosten für diese Form der Netzstabilisierung aufgewendet. Im Jahr 2011 betraf das Einspeisemanagement Anlagen in wenigen Regionen Deutschlands, in denen insgesamt 0,4 TWh und damit deutlich unter 1 Prozent der EEG-Mengen nicht einspeist werden konnten. Bislang wurden fast ausschließlich Windkraftanlagen abgeregelt. Aufgrund der zu erwartenden Zubauzahlen im Bereich der erneuerbaren Energien ist mit einer Zunahme des Einspeisemanagements zu rechnen. Dem ist mit einem zügigen Netzausbau entgegenzuwirken.

Abbildung 23: Kosten für Systemdienstleistungen



Die Bundesregierung strebt an, dass die erneuerbaren Energien künftig auch selbst mehr Systemdienstleistungen erbringen und so aktiv zur Versorgungssicherheit beitragen. Die Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen beispielsweise verpflichtet zu einer entsprechenden technischen Umrüstung von Windenergieanlagen und seit 2012 müssen auch Photovoltaikanlagen über 30 kW regelbar sein. Auch die steigende Teilnahme von erneuerbaren Energien an der Direktvermarktung soll dazu führen, dass die Erzeugung erneuerbaren Stroms auf Nachfrageänderungen reagiert, was den Bedarf an Eingriffen der Netzbetreiber und damit auch das Einspeisemanagement vermindern kann.

Zu den anderen Maßnahmen, die in Abbildung 23 aufgeführt sind:

→ Bei den drei Maßnahmen der Regelenergie (Primär- und Sekundärregelenergie sowie Minutenreserve) wird innerhalb kürzester Frist entsprechend dem aktuellen Verhältnis von Produktion und Verbrauch die Stromproduktion erhöht oder gedrosselt. Primär- und Sekundärregelenergie werden vom Übertragungsnetzbetreiber automatisch und ohne Vorankündigung aus regelfähigen Kraftwerken abgerufen und werden ständig in unterschiedlicher Höhe und Richtung benötigt. Bei der Minutenreserve wird der Eingriff in den Kraftwerksbetrieb vom Übertragungsnetzbetreiber angekündigt. Die Bereitstellung von Regelenergie erfolgt bisher hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Weitere Beiträge sollen künftig aber zunehmend auch durch erneuerbare Energien, neue Speichertechnologien und auch durch Lastmanagement bereitgestellt werden. Abbildung 23 zeigt, dass die Regelenergiekosten 2009 in Summe noch wesentlich höher waren als 2010. Der Rückgang der Kosten um fast 130 Mio. Euro ist darauf zurückzuführen, dass die vier Übertragungsnetzbetreiber seit 2010 auf Anweisung der Bundesnetzagentur im sogenannten Netzregelverbund agieren; sie nehmen seitdem eine Stabilisierung des deutschen Gesamtsystems vor, während sie zuvor jeweils nur ihr eigenes Netz im Blick hatten. Hierdurch wird das kostspielige „Gegeneinanderregeln“ verhindert. Weitere Reduktionen dieser Kosten ergeben sich daraus, dass immer mehr Stromhändler an den Ausgleichs- und Regelener-

giemärkten teilnehmen, so dass die Kostenvorteile des Wettbewerbs zunehmend realisiert werden können. Seit 2011 wird der Netzregelverbund sukzessive um die deutschen Nachbarländer erweitert, was die Effizienz weiter erhöht.

- Als Verlustenergie wird die Energie bezeichnet, die auf dem Weg zwischen Erzeugung und Verbrauch durch physikalische Effekte in Wärme umgewandelt wird. Je weiter der Strom transportiert wird, desto höher ist diese Art des Energieverlustes. Zudem geht bei der Umspannung auf verschiedene Spannungsebenen und bei der Umrichtung von Gleich- zu Wechselstrom Energie verloren. Insgesamt gehen auf diese Weise rund 4 Prozent der Strommenge verloren. In Zukunft wird mit steigender Verlustenergie zu rechnen sein, weil die dezentrale lastferne Erzeugung weite Transportwege notwendig macht, weswegen höhere Leitungsverluste auftreten werden. Die Kosten für Verlustenergie sind von 2009 auf 2010 deutlich gesunken, weil sie seitdem in einer marktbasiereten Ausschreibung von den Übertragungsnetzbetreibern beschafft wird.
- Als Blindleistung wird ein unvermeidbares elektrotechnisches Phänomen bezeichnet, bei dem sich durch Nutzung und Transport die Schwingungen des Wechselstroms gegeneinander verschieben. Die Leistungsfähigkeit des Stroms nimmt dabei deutlich ab; bei langen Transportwegen führt dieses Phänomen zu einem Absinken der Spannung. Gegenmaßnahmen sind möglich, aber teilweise aufwändig.
- Schwarzstartfähigkeit ist die Fähigkeit von Kraftwerken, nach einem lokalen oder regionalen Netz-Zusammenbruch (Black-Out) selbstständig wieder anfahren zu können, und somit das Netz mit einer einheitlichen Frequenz wieder in Betrieb nehmen zu können.
- Redispatch- oder Countertrading-Maßnahmen werden eingesetzt, wenn sich aus den Handelsgeschäften der Stromhändler absehbar eine Netzüberlastung ergibt oder zu ergeben droht. Dann nehmen die Übertragungsnetzbetreiber rechtzeitig entgegengerichtete Eingriffe in die Kraftwerksfahrweise vor, die das Netz entlasten. Wenn genügend Zeit bleibt, kann der Eingriff als Handelsgeschäft

getätigt werden (Countertrading), kurzfristige Eingriffe werden vom Netzbetreiber vorgenommen (Redispatch). Redispatch-Maßnahmen werden leitungsbezogen vorgenommen. Die Kraftwerksbetreiber werden für das Redispatch entschädigt. Für jede Leitung werden einzeln die Gesamtdauer in Stunden und die betroffene Energiemenge in TWh der Eingriffe ermittelt. Weil bei der Addition dieser Werte gleichzeitige und miteinander verbundene Eingriffe doppelt gezählt werden, sind nachfolgend genannten die Gesamtsummen nur indikativ zu bewerten. Dennoch zeigen die Daten, dass die Häufigkeit und der Umfang der Maßnahmen nach der Stilllegung der Kernkraftwerke deutlich zugenommen haben: Für den Winter 2010/2011 werden von den Übertragungsnetzbetreibern in Summe knapp 1.500 Stunden und 0,1 TWh angegeben. Für den folgenden Winter 2011/2012 waren bereits in über 3.700 Stunden Redispatch-Maßnahmen erforderlich, die ein Volumen von über 2,2 TWh betrafen. Die Anzahl der Stunden stieg um 160 Prozent, während das Volumen auf fast das 20-fache angestiegen ist. Durch die Fertigstellung wichtiger Netzausbauvorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (vgl. Kapitel 8.1) wird sich eine deutliche Entlastung ergeben.

8.4 Netzqualität

Ein modernes und leistungsfähiges Stromnetz ist die entscheidende Voraussetzung für eine Stromversorgung mit weiter wachsendem Anteil erneuerbarer Energien.

Durch den Zubau der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen schwankenden Einspeisung kommt es zu einer verstärkten unregelmäßigen Belastung der Netze. Auch der Betrieb konventioneller Kraftwerke, der sich unter anderem an Markt- und Rohstoffpreisen orientiert, stellt für die Netze eine wachsende Herausforderung dar, weil Strom aus konventionellen Kraftwerken weitgehend ohne Blick auf Netzerfordernisse vermarktet wird. Dennoch erwarten die Letztverbraucher in privaten Haushalten und Gewerbebetrieben und mit noch höheren Anforderungen die Industrie eine konstant hohe Netzqualität. Ins-

besondere erwarten sie eine möglichst geringe Zahl und Dauer von Unterbrechungen der Stromversorgung.

Das Übertragungsnetz wird grundsätzlich mit der sogenannten (n-1)-Sicherheit betrieben: Auch wenn wichtige Freileitungen, Kabelstromkreise oder Netztransformatoren ausfallen („n-1“), darf es nicht zu Einschränkungen und Auswirkungen auf die Versorgung kommen, die im schlimmsten Fall zu einem Blackout führen könnten. Die (n-1)-Sicherheit ist ein bewährtes Konzept für Übertragungsnetze, das von den Netzbetreibern sehr konsequent angewendet wird. Stromausfälle sind deshalb in den höheren Spannungsebenen sehr selten und treten nur bei einer unglücklichen Verkettung von Umständen auf. Für Verteilernetze ist die (n-1)-Sicherheit nicht vorgeschrieben. Störungen können auf der Nieder- und Mittelspannungsebene zu meist lokalen oder auf kleinere Regionen beschränkten Versorgungsunterbrechungen von Letztverbrauchern führen.

Zur Messung der Netzqualität, insbesondere der Zuverlässigkeit des Netzes, gibt es verschiedene international gängige Kennzahlen. Von der Bundesnetzagentur wird jedes Jahr der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) veröffentlicht. Dabei wird – vereinfacht dargestellt – die Zahl der Unterbrechungsminuten mit der Zahl der betroffenen Letztverbraucher multipliziert und dann durch die Zahl aller im Netz angeschlossenen Letztverbraucher dividiert. Der SAIDI ist damit ein Maß für die durchschnittliche Unterbrechungsdauer. Fällt zum Beispiel der Strom für 1.000 Haushalte für 24 Stunden aus, trägt dies auf 45 Mio. Haushalte umgerechnet 2 Sekunden zum SAIDI bei.

Da der SAIDI-Wert die Qualität des Nieder- und Mittelspannungsnetzes widerspiegeln soll, bleiben alle Ereignisse unberücksichtigt, die keine Aussage über die Qualität des Netzes erlauben. Darum werden bei der Berechnung weder geplante Unterbrechungen noch solche aufgrund höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf atmosphärische Einwirkungen (zum Beispiel Gewitter), auf Einwirkungen Dritter (zum Beispiel Baggerschäden), auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber zurückzuführen sind. Zudem werden nur Unter-

brechungen berücksichtigt, die länger als drei Minuten dauern. Daten zu kürzeren Unterbrechungen werden nicht erhoben.

In Abbildung 24 ist zu erkennen, dass die gemittelte Unterbrechungsdauer seit 2006 deutlich zurückgegangen ist und seit 2009 geringfügig wieder ansteigt. In der Mittelspannung (meist 10 kV bis 30 kV), in der viele Gewerbebetriebe angeschlossen sind, sanken die durchschnittlichen Unterbrechungsdauern seit Jahren deutlich und steigen seit 2009 moderat an. Im Niederspannungsnetz (400 V beziehungsweise 230 V), an das die Haushalte und andere Kleinverbraucher angeschlossen sind, gibt es seit der ersten Erhebung des SAIDI konstant sehr niedrige Werte. Im europäischen Vergleich steht Deutschland mit seiner sehr hohen Netzqualität nach wie vor mit an vorderster Stelle.

Einzelne Industrieunternehmen, die überwiegend im Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, beanstanden Versorgungsunterbrechungen im Sekunden- bis Millisekundenbereich. Unterbrechungen dieser Art entstehen beispielsweise durch Schalthandlungen der Netzbetreiber, durch Gegenstände, die in Freileitungen geweht werden, oder durch andere betriebliche Zwischenfälle. Das Phänomen ist nicht

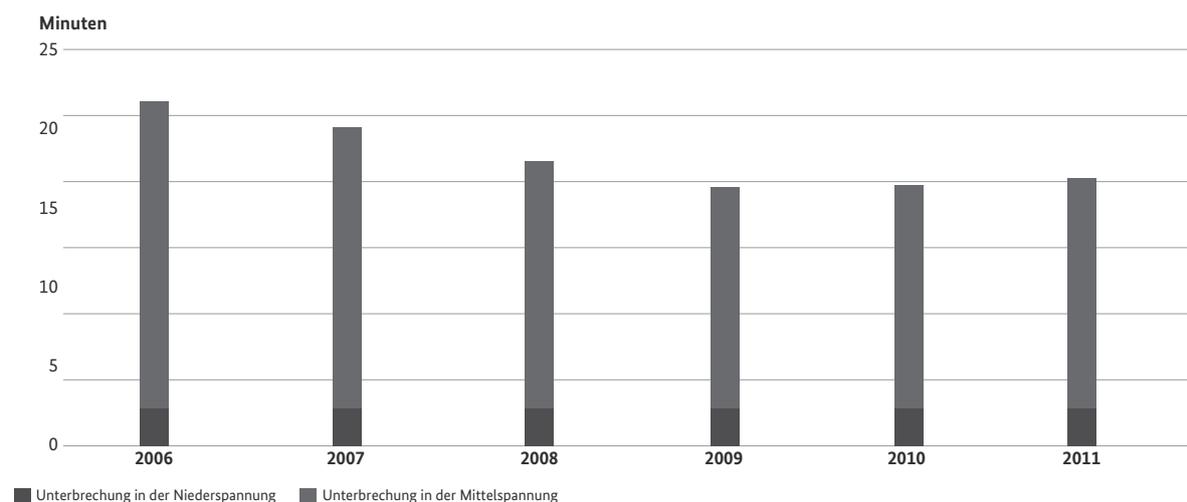
neu, jedoch nicht in einem Summenindex abbildbar; wegen der kurzen Dauer würden solche Unterbrechungen im SAIDI keine Rolle spielen. Es gibt keine Belege dafür, dass die Zahl dieser Unterbrechungen zugenommen hat.

Laut Netzbetreiber sind die im Jahr 2011 aufgetretenen Versorgungsstörungen auf den Ausfall konventioneller Erzeugung, auf Fehler im Zusammenhang mit Bauarbeiten an Leitungen, auf Blitzschlag, auf Tiefbauarbeiten und auf Fehler im Verteilernetz zurückzuführen. Diese Ursachen der Versorgungsstörungen lassen keinen Zusammenhang mit der Energiewende erkennen – weder für Unterbrechungen über 3 Minuten noch für solche von kürzerer Dauer.

Dass die Versorgungszuverlässigkeit trotz des Zubaus der regenerativen Energien aufrecht erhalten werden kann, ist der Bundesregierung ein bedeutendes Anliegen; zahlreiche Regelungen sollen die Netzqualität sichern. Drei Beispiele für Regelungen mit dieser Zielrichtung:

- Die Betreiber von Solar-, Wind-, KWK- und Biogasanlagen sind verpflichtet, Vorkehrungen zu treffen, die eine Steuerung ihrer Anlagen durch den Netz-

Abbildung 24: Verlauf des SAIDI



Quelle: BNetzA

betreiber ermöglichen, damit lokale Netzüberlastungen vermieden werden können.

- Aus elektrotechnischen Gründen ist es unvermeidlich, dass die Netzfrequenz geringfügig um ihren Sollwert von 50 Hz schwankt. Die Wechselrichter älterer Photovoltaikanlagen würden sich bei einer Netzfrequenz von 50,2 Hz automatisch und gleichzeitig abschalten. Bei der hohen Zahl und Gesamtleistung der Photovoltaikanlagen könnte dies das Netz vor große Schwierigkeiten stellen. Die Wechselrichter werden nun auf Basis der Systemstabilisierungsverordnung vom Sommer 2012 und der neu gefassten Niederspannungsrichtlinie nachgerüstet.
- Die Einführung eines Qualitätselements in der Entgeltregulierung der Verteilernetzbetreiber dient der langfristigen Sicherung der Netzqualität im Rahmen der Anreizregulierung. Das Qualitätselement bietet Anreize zur Erreichung einer hohen Netzzuverlässigkeit, indem die Netzzuverlässigkeit der Verteilernetze monetär bewertet wird.

8.5 Intelligente Netze und Zähler

Für den Aufbau intelligenter Stromnetze wird die Bundesregierung die rechtlichen Grundlagen zur Einführung von intelligenten Zählern (Smart Metern) sowie für die kommunikative Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln schaffen.

„Smarte“ Technologie ist geeignet, die Energiewende zu unterstützen: Der Einsatz intelligenter Netze und Zähler kann den Netzausbaubedarf verringern indem er es ermöglicht, Erzeugung, Speicherung, Verbrauch und Netzbetrieb besser aufeinander abzustimmen.

Intelligente Zähler

Intelligente Stromzähler („Smart Meter“) zeichnen sich im Gegensatz zu den herkömmlichen elektromechanischen „Ferraris-Zählern“ vor allem dadurch aus, dass sie den jeweils aktuellen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit sowie auch die Einspeisemen-

gen erfassen, gegenüber dem Kunden darstellen und in besonderen Fällen automatisch z. B. über das Internet an Netzbetreiber oder Versorger übermitteln können. Es ist gesetzlich geregelt, dass intelligente Zähler bei Neubauten und Renovierungen und bei Verbrauchern mit einem Jahresbedarf über 6.000 kWh eingebaut werden. Wenn Photovoltaik- oder KWK-Anlagen mit mehr als 7 kW Leistung angeschlossen werden, ist ebenfalls ein intelligenter Zähler zu installieren. Dies entspricht 13 Prozent der insgesamt 48 Mio. Zählpunkte. Ob es künftig weitere Pflichteinbaufälle geben soll, wird aktuell von der Bundesregierung in einer Kosten-Nutzen-Analyse ermittelt.

Mit intelligenten Zählern wird unter anderem angestrebt, dass private Haushalte ihre ungenutzten Effizienzpotenziale erkennen und nutzen.

Intelligente Märkte

Intelligente Märkte ermöglichen eine optimierte Abstimmung zwischen verschiedenen Marktakteuren und nicht zuletzt eine aktivere Einbindung des Kunden. Wenn das Stromangebot knapp ist, ist der Strompreis hoch und daraus ergibt sich ein Anreiz, den Verbrauch zu drosseln. Aus der Verbindung intelligenter Zähler mit variablen Tarifen kann für Haushaltskunden die Möglichkeit entstehen, mit der Verlagerung des Energieverbrauchs Geld zu sparen. Die Letztverbraucher werden in einen „smarten“ Markt eingebunden und können auf die aktuellen Strompreise reagieren.

Ein solches Marktverhalten der Letztverbraucher wird als zukunftssträftig angesehen. Theoretisch kann die aktive Ansprache und tatsächliche Teilnahme der Letztverbraucher am Strommarkt zu nennenswerten Entlastungen führen, indem Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage nicht mehr nur erzeugungsseitig ausgeglichen werden, sondern auch durch Reaktionen der Nachfrageseite aufgefangen werden, was auch als „Demand Side Integration“ bezeichnet wird. Neben den privaten Haushalten, die rund 30 Prozent des Stroms verbrauchen, ist dieses Modell insbesondere auch bei gewerblichen und kleinen industriellen Verbrauchern, die zusammen ebenfalls rund 30 Prozent des Stromverbrauchs auf sich vereinen, denkbar. Wie groß dieses Potenzial in der Realität ist, ist derzeit Gegenstand von Untersuchungen.

Zu beachten ist allerdings, dass die Teilnahme am „Smart Market“ zu einer zeitlichen Synchronisierung des Verbraucherverhaltens führen kann, wenn viele Anschlussnutzer einheitlich auf Marktpreise reagieren. Für die Netze kann es dadurch zu einer höheren Belastung kommen.

Bei intelligenten Zählern sind außerdem die Anforderungen des Eichrechts, des Datenschutzes und der IT-Sicherheit zu beachten. Geeignete Mechanismen müssen verhindern, dass Lebensgewohnheiten ausgespäht werden („gläserner Stromkunde“) oder dass es möglich ist, über ein einziges Gerät wie den Smart Meter das gesamte System der Stromversorgung zu gefährden („Hacker-Angriff“).

Intelligente Netze

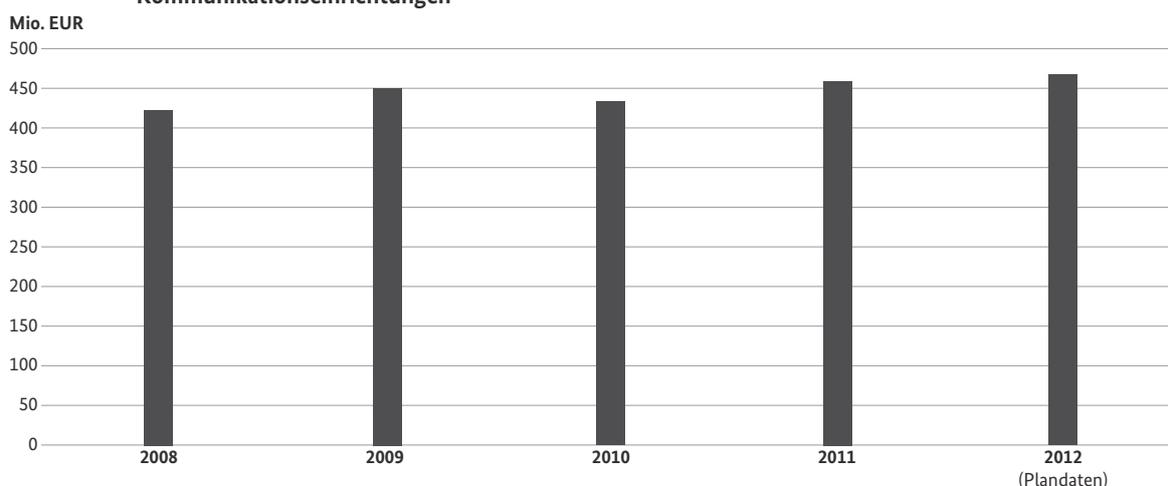
Von den intelligenten Zählern und dem intelligenten Markt zu unterscheiden sind intelligente Netze, die mit Steuer- und Regeltechnik ausgerüstet sind. Intelligente Netze ermöglichen eine optimierte Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten. Sie können automatisch oder halbautomatisch auf Lastflusssituationen oder Spannungsänderungen reagieren und zum Beispiel durch regelbare Transformatoren aktiv gegensteuern. Die Netze sind durch solche „intelligenten“ Betriebs-

mittel besser in der Lage, den von zum Beispiel Wind-, Photovoltaik- oder KWK-Anlagen eingespeisten Strom aufzunehmen und so weiterzuleiten, dass die vorhandenen Netzkomponenten optimiert betrieben werden können – ein Netzausbaubedarf im Verteilernetz kann so teilweise reduziert werden.

Hoch- und Höchstspannungsnetze wurden von Anfang an intensiv überwacht und gesteuert, sodass sich im Bereich der Übertragungsnetze keine neuen, bisher ungenutzten Optimierungsoptionen mehr ergeben, die geeignet wären, den Ausbaubedarf zu reduzieren.

In Abbildung 25 sind die Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber für intelligente Zähler und auch für intelligente Netztechnik zusammengefasst, wie sie von den Netzbetreibern gemeldet wurden. Derzeit sind die Investitionen der Netzbetreiber in intelligente Zähler nur sehr gering, so dass die Werte von rund einer halben Milliarde Euro jährlich fast ausschließlich für die Verbesserung der Netz-Intelligenz gelten. Der Wert bleibt recht stabil mit einer leicht steigenden Tendenz von 3 Prozent im Jahr.

Abbildung 25: Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber für Mess-, Steuer- und Kommunikationseinrichtungen



Quelle: BNetzA

8.6 Netzverbund

Das EU-Verbundnetz ist das Rückgrat des Energie-Binnenmarktes; der europaweite Netzausbau ist der Taktgeber zur Integration der Energiemärkte. Deshalb werden wir uns auf europäischer Ebene für den Auf- und Ausbau eines europaweiten Netzverbunds einsetzen.

Das Zusammenwachsen der europäischen Energiemärkte ist für die Energiewende von großer Bedeutung, weil stärkere internationale Verbindungen die Effizienz und zugleich die Versorgungssicherheit im europäischen Stromversorgungssystem erhöhen. Die Bundesregierung ist darum bestrebt, den Energiebinnenmarkt voranzubringen.

Grenzkuppelleitungen, so genannte Interkonnektoren, nehmen die grenzüberschreitenden Stromflüsse auf. Die begrenzten Kapazitäten auf den Interkonnektoren begrenzen den Stromhandel und damit die grenzüberschreitende Optimierung der Strommärkte. Seit 2010 wird der Stromhandel an den Grenzen Nord-West-Europas (Deutschland, Österreich, Frankreich, Benelux, Skandinavien) in einem gemeinsamen Koordinierungsverfahren optimiert, dem so genannten Market-Coupling. Die grenzüberschreitenden Day-Ahead-Handelsgeschäfte werden dabei gezielt so lange gesteigert, bis entweder die physikalische Kapazität an den Grenzen ausgeschöpft ist oder bis es auf den Märkten keinen Preisunterschied mehr gibt.

An über der Hälfte der Handelstage gelingt es mit diesem Verfahren, die Marktpreise auf ein einheitliches Niveau zu bringen, was gleichbedeutend damit ist, dass in Nord-West-Europa nur die jeweils kosteneffizientesten Kraftwerke in Betrieb sind. In dieser Weise wird der größte zusammenhängende Strombinnenmarkt der Welt gebildet, in dem auch die nationalen Großkonzerne keine dominierende Stellung mehr einnehmen. 60 Prozent des gesamten europäischen Stromhandels werden hierüber abgewickelt. Erweiterungen dieses integrierten Strombinnenmarktes sind angestrebt. Unter anderem arbeitet die Bundesregierung mit den osteuropäischen Nachbarländern zusammen, um auch hier liquide grenzüberschreitende Strommärkte zu entwickeln.

Die Abbildung 26 gibt die Jahresbilanzen für den physikalischen Stromexport aus Deutschland, für den Stromimport nach Deutschland und für den Saldo aus beiden wieder. Bei dieser Darstellung wird nicht das vorstehend beschriebene System des Market-Coupling betrachtet, sondern es wird der Stromaustausch mit den direkten geografisch Nachbarn Deutschlands dargestellt.

Die grenzüberschreitenden physikalischen Stromflüsse haben im letzten Jahrzehnt zugenommen. Von 2006 bis 2010 wies Deutschland im Saldo (schwarze Linien in der Abbildung) einen deutlichen physikalischen Exportüberschuss von bis zu 22 TWh auf. Es ist erkennbar, dass nach der endgültigen Stilllegung von acht Atomkraftwerken im Jahr 2011 der Saldo um 10 TWh abgenommen hat, dass Deutschland aber weiterhin physikalisch Strom exportiert. Im Saldo deutet sich für 2012 eine Zunahme des Exportüberschusses an. Die physikalischen Flüsse, die in Abbildung 26 dargestellt sind, treten mitunter unerwünscht auf. Sie können zum Beispiel bei starkem Aufkommen von Windstrom zu ungewollten Problemen in den Netzen führen (sog. Ringflüsse oder „Loop flows“), was sich durch einen entsprechenden Netzausbau vermindern lässt.

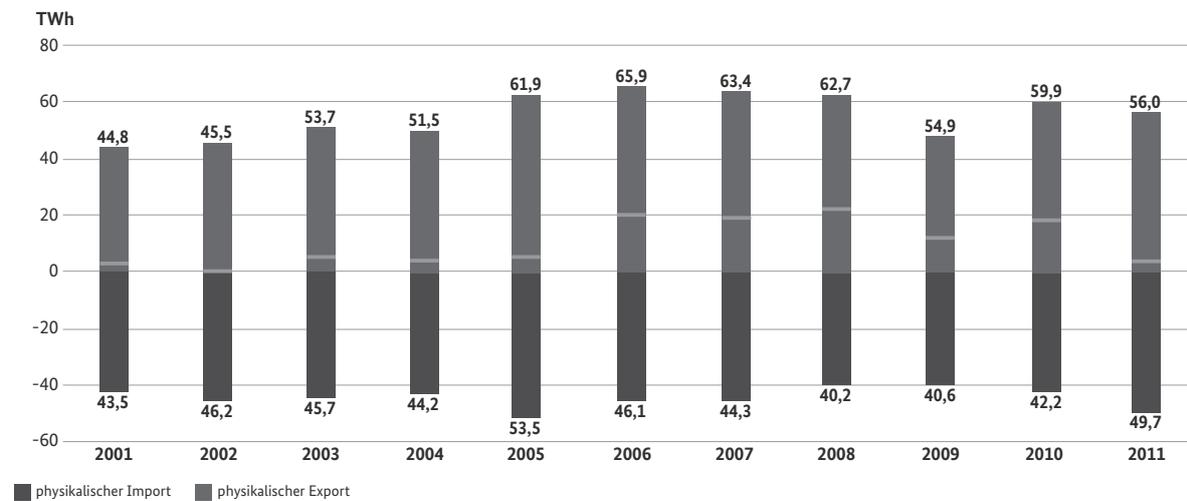
Elektrische Energie ist nur bedingt steuerbar, weshalb sich die physikalischen von den handelsseitigen Flüssen teilweise deutlich unterscheiden. Insgesamt weist der physikalische Austausch mit den Nachbarstaaten gemäß Angaben von ENTSO-E ein höheres Volumen auf als der (hier nicht dargestellte) handelsseitige Austausch. Wie bei den physikalischen Flüssen hatte Deutschland auch beim Stromhandel in den letzten Jahren durchgängig einen Exportüberschuss, der im ersten Halbjahr 2012 zudem wieder anstieg.

In Abbildung 26 sind nur die jeweiligen Jahressummen und -salden angegeben. In einer stündlichen Betrachtung ließe sich erkennen, dass sowohl der handelsseitige als auch der physikalische Stromaustausch sehr oft und schnell die Höhe und die Richtung wechselt. Zahlreiche Einflussfaktoren wirken auf die Lastflüsse ein und lassen sich in ihrer Wirkung nur schwer quantifizieren:

- die Produktion von erneuerbarem Strom vor allem in Deutschland, aber auch in Dänemark und den Niederlanden,
- die Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke in Deutschland und im Ausland,
- die Nachfrage nach Strom in Deutschland und in Gesamteuropa
- die allgemeine Wirtschaftslage,

- die Preise für CO₂-Zertifikate und für die Primärenergieträger Gas, Kohle und Öl,
- die Verfügbarkeit und Auslastung der Grenzkuppelkapazitäten,
- der grenzüberschreitende Regenergieaustausch und
- besondere elektrotechnische Anforderungen wie die Spannungshaltung, die mitunter grenzüberschreitende Maßnahmen erforderlich machen.

Abbildung 26: Die physikalischen Stromflüsse in den Grenzkapazitäten



Quelle: ENTSO-E

9. Gebäude und Verkehr

Wegen der großen energiepolitischen Bedeutung der Bereiche Gebäude und Verkehr werden diese Sektoren im Folgenden dargestellt.

9.1 Gebäude

Die Ziele des Gebäudesektors im Energiekonzept werden auf Grundlage des „Primärenergiebedarfs“ (2050) und der „Endenergie für Wärme“ (2020) beschrieben. Dafür sind die Sanierungsaktivitäten deutlich zu erhöhen („Sanierungsrate“). Im Gebäudebereich sind sowohl die Energieeffizienz als auch der Einsatz erneuerbarer Energien deutlich zu steigern.

Im Folgenden werden diese Indikatoren sowie die Trendentwicklungen für Gebäudenutzflächen und Bauinvestitionen dargestellt.

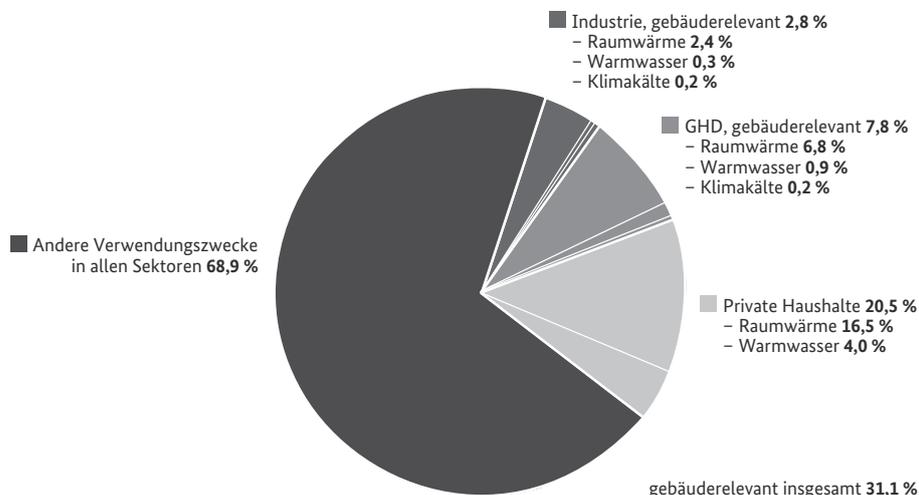
9.1.1 Grundlegende Entwicklung und Struktur des Energieverbrauchs im Gebäudesektor

Im Gebäudesektor werden die gebäudespezifischen, energetisch relevanten Anteile der Endenergieverbräuche aus den privaten Haushalten, Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD) sowie der Industrie bilanziert, die

- in allen Gebäuden aus der Bereitstellung für Raumwärme, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung sowie
- zusätzlich in Nichtwohngebäuden aus Stromverbräuchen für die (fest installierte) Beleuchtung resultieren. Nicht berücksichtigt werden hingegen Verbrauchsgeräte wie z.B. Haushaltsgeräte und Computer.

Abbildung 3 in Kapitel 2.1.2 zeigt, dass der Endenergieverbrauch seit dem Höchststand 1996 bis 2011 bei den privaten Haushalten bereits um ca. 11 Prozent gesunken ist, trotz z.B. des Anstiegs der Wohnfläche um ca. 14 Prozent im gleichen Zeitraum. Im Gebäudebereich wird die Energie größtenteils zur Wärmebereitstellung eingesetzt. Insgesamt entfielen gemäß den Daten der AGEB 2011 auf den Bedarf für Heizwärme, Warmwasser und Klimakälte im Gebäudebereich 31 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs. Auf dieser Grundlage ergeben sich die nachfolgend dargestellten jeweiligen Anteile am Endenergieverbrauch.

Abbildung 27: Anteil des Endenergieverbrauchs Wärme/Kälte im Gebäudebereich am gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2011



Quelle: AGEB

Im Jahr 2011 entfielen insgesamt knapp 20,5 Prozent der Endenergie auf den gebäuderelevanten Verbrauch der Haushalte, bzw. weiter unterteilt 16,5 Prozent für Raumwärme und 4,0 Prozent für Warmwasser. Auf den gebäuderelevanten Verbrauch des Gewerbe- und Dienstleistungssektors entfallen 7,8 Prozent und des Sektors Industrie 2,8 Prozent des Endenergieverbrauchs.

9.1.2 Primärenergiebedarf

Es ist ein zentrales Ziel des Energiekonzepts, den Wärmebedarf des Gebäudebestandes langfristig mit dem Ziel zu senken, bis 2050 nahezu einen klimaneutralen Gebäudebestand zu haben. Klimaneutral heißt, dass die Gebäude nur noch einen sehr geringen Energiebedarf aufweisen und der verbleibende Energiebedarf überwiegend durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Bis 2020 wollen wir eine Reduzierung des Endenergiebedarfs für Wärme um 20 Prozent erreichen. Darüber hinaus streben wir bis 2050 eine Minderung des Primärenergiebedarfs in der Größenordnung von 80 Prozent an. Im Jahr 2020 sollen Zielsetzung und Maßnahmen vor dem Hintergrund der bis dahin erreichten Erfolge evaluiert werden.

Um die genannten Ziele zu erreichen, bedarf es eines möglichst technologieoffenen Ansatzes durch eine

sinnvolle Kombination aus Effizienzsteigerung und dem Einsatz erneuerbarer Energien. Eine sachgerechte Ausweisung des Primärenergiebedarfs in Gebäuden im Zeitverlauf ist für den Fortschrittsbericht 2014 vorgesehen.

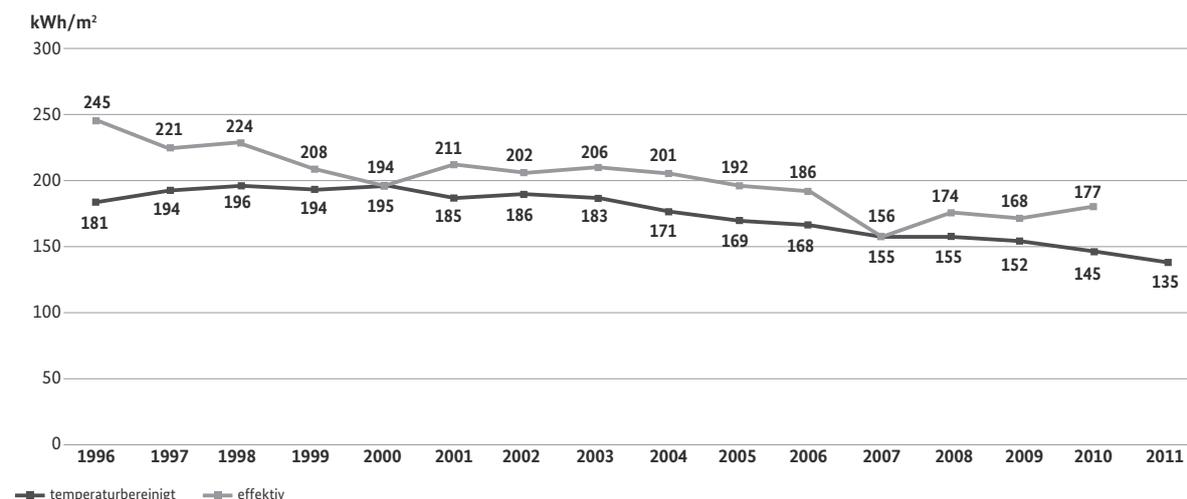
9.1.3 Endenergiebedarf für Wärme

Zur für den Gebäudebetrieb benötigten Endenergie gehören auch die Summe der Wärmeverluste über die Gebäudehülle (Wände, Fenster, Dach, Keller, Lüftung etc.) sowie der Energieeinsatz für die Anlagentechnik (Leitungs-, Speicher-, Übergabe- und Erzeugungsverluste etc.). Die Wärmeenergie ist entsprechend die Energiemenge, die ein Wärmeerzeuger (Heizung und Warmwasser) für sogenannte Nutzwärme im Gebäudebetrieb bereitstellen muss.

Beim Ziel des Energiekonzepts, den Wärmebedarf zu reduzieren, werden neben der Minderung der Energieverluste über die Gebäudehülle auch solche Maßnahmen angerechnet, die zu Effizienzsteigerungen an der Anlagentechnik führen.

Um alle Anteile dieser Versorgungskette erfassen zu können, wird für den Nachweis des „Wärmebedarfs“ (Wortlaut Energiekonzept) die „Endenergie für Wärmebereitstellung“ als Nachweisgröße verwendet.

Abbildung 28: Entwicklung des Energieverbrauchs für Wärme je m² Wohnfläche in privaten Haushalten



Quelle: AGEB, DESTATIS

Tabelle 5: Wohnflächenentwicklung und spezifische Endenergieverbräuche (Heizung und Warmwasser) der Haushalte

	Jahr	1996	2005	2008	2009	2010
	Mrd. m ²	2,841	3,276	3,347	3,363	3,377
	Zuwachs ggü. 1996 (nachrichtlich)	–	115,3 %	117,8 %	118,4 %	118,9 %
Gesamtsumme gebäuderelevante Endenergie Haushalte (nicht temperaturbereinigt):	TWh	747		603	583	618
spezifische Endenergie Haushalte (Quotient Endenergie und Wohnfläche):	kWh/m ² a	263	–	180	173	183

Quelle:

- zu Wohnfläche: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung des Statistischen Bundesamts
 - zu Endenergie: AGEb, Tabelle 7a, Spalte Haushalte, Heizung plus Warmwasser

Als gebäuderelevante Endenergieverbräuche für Wärme werden gemäß der Definition im Energieeinsparrecht – und damit im Gebäudeenergieausweis – die Verbräuche für Raumwärme, Kälte und Warmwasser ausgewiesen. Prozessenergie wird nicht bilanziert. Die Verbrauchsentwicklungen seit 1990 nach Sektoren sind Abbildung 3 in Kapitel 4.1 zu entnehmen.

9.1.4 Flächenentwicklung

Die Flächenentwicklung von Gebäuden ist kein Kriterium des Energiekonzepts der Bundesregierung. Trotzdem soll dieser Kennwert wegen seiner Bedeutung nachrichtlich ausgewiesen werden.

Den Angaben des Statistischen Bundesamts lassen sich die folgenden Wohnflächenentwicklungen entnehmen. Darüber hinaus werden in der folgenden Tabelle die Quotienten aus Wohnfläche zum Endenergieverbrauch für Wärme der privaten Haushalte ausgewiesen. (vgl. Tabelle 5)

Die Gesamtwohnfläche steigt jährlich um rund 1 Prozent, von 1996 mit rund 2,8 Mrd. m² in 2010 bereits auf knapp 3,4 Mrd. m². Es wird allerdings derzeit davon ausgegangen, dass sich dieser Trend auf lange Sicht aufgrund der demographischen Entwicklung abschwächen wird.

Für Nichtwohngebäude liegt derzeit keine verlässliche Zahlenbasis zur Anzahl der Gebäude und der Nutzfläche vor. Die absolute Zahl wird derzeit auf etwa 1,5 Mio. Gebäude geschätzt. Um die Datengrundlage zu verbessern, wird das BMVBS ein Forschungsvorhaben

vergeben, das verlässlichere Zahlen auch zu den Nutzflächen ermitteln soll.

Bezogen auf die gebäuderelevanten Verbräuche der Haushalte ergibt sich für 2010 ein spezifischer, auf die genutzte Wohnfläche bezogener und nicht temperaturbereinigter Endenergieverbrauch für Heizung und Warmwasser von 183 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr (kWh/m²a). Seit 1996 hat sich dieser trotz erheblicher Flächenzuwächse von 263 kWh/m²a bereits um etwa 30 Prozent reduziert.

9.1.5 Investitionen in den Gebäudesektor

Das Bauvolumen stellte sich in den Jahren 2010 und 2011 wie folgt dar:

Tabelle 6: Bauvolumen nach Baubereichen

Mrd. Euro	2010	2011
Wohnungsbau	151,8	166,2
- davon Neubauvolumen	32,9	40,8
- davon energt. Anteile	-	-
- davon bestehende Gebäude	118,9	125,3
- davon energt. Sanierungsanteile	38,6	38,4
Nichtwohnungsbau	82,9	88,2
- davon Neubauvolumen	27,3	30,3
- davon energt. Anteile	-	-
- davon bestehende Gebäude	55,6	57,8
- davon energt. Sanierungsanteile	14,3	15,1

Quelle: DIW; Herausgeber: BMVBS

In 2011 flossen 166 Mrd. Euro in den Wohnungsbau, davon wurden 41 Mrd. Euro für Neubauten und 125 Mrd. Euro für den Gebäudebestand verwendet. Die energetisch relevanten Kosten der Sanierungen werden auf 38 Mrd. Euro geschätzt.

In Nichtwohngebäude wird mit 88 Mrd. Euro (2011) insgesamt weniger investiert. Dafür liegt der Anteil des Neubaus am Bauvolumen mit 30 Mrd. Euro deutlich höher. In den Bestand flossen 58 Mrd. Euro. Die energetisch relevanten Kosten werden hier auf 15 Mrd. Euro geschätzt.

9.1.6 Sanierung des Gebäudebestands

Das Energiekonzept der Bundesregierung stellt fest, dass eine Verdoppelung der energetischen Sanierungsrate von jährlich etwa 1 Prozent auf 2 Prozent erforderlich ist, um bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erhalten. Das Energiekonzept fokussiert auf die energetischen bzw. klimaschutzbezogenen Ziele (z. B. eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands, Reduzierung des Primärenergiebedarfs um 80 Prozent) und nur als Folge daraus, im Zuge der Umsetzung, wird die Erhöhung der Sanierungsintensität gesehen und dies auf eine „Sanierungsrate“ bezogen.

Für die Sanierungsrate gibt es derzeit keine abgestimmte Definition. Sanierungsmaßnahmen sind oftmals kleinteilig, von unterschiedlicher energetischer Qualität und auf unterschiedliche Vergleichsgrößen bezogen, z. B. auf die Gebäudehülle oder die Anlagentechnik. Eine Zusammenfassung zu einem Mittelwert kann daher – wenn überhaupt – nur als sehr grober Anhaltswert dienen und ist nur bedingt belastbar in seiner Aussagekraft. Daher wird die Bundesregierung einen geeigneten Indikator für die Sanierungsintensitäten erarbeiten.

9.1.7 Maßnahmen im Gebäudesektor

Die Energieeinsparverordnung (EnEV) stellt Mindestanforderungen an die energetische Qualität der Gebäudehülle und der Anlagentechnik bei Neubauten und bei größeren Sanierungen von bestehenden Gebäuden. Mit der letzten Novellierung im Jahre 2009 wurden die

energetischen Mindestanforderungen um durchschnittlich 30 Prozent verschärft. Für das Jahr 2013 ist eine weitere Novellierung der EnEV vorgesehen; das geltende Anforderungsniveau für Neubauten soll im Rahmen der Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der Belastungen für selbstnutzende Eigentümer, Vermieter und Mieter weiterentwickelt werden. Ab spätestens 2021 sollen Neubauten nur noch als sogenannte Niedrigstenergiegebäude errichtet werden dürfen; für Gebäude der öffentlichen Hand gilt dies bereits ab 2019. Der Gebäudeenergieausweis als Informationsinstrument wird gestärkt.

Die KfW-Gebäudesanierungsprogramme beinhalten die Förderung von Bestandssanierungen, nach denen der geltende Gebäudestandard übertroffen wird, sowie von Einzelmaßnahmen, die festgelegte Mindestanforderungen erfüllen. Die Förderung erfolgt über einen Investitionszuschuss oder alternativ in Form zinsgünstiger Kredite.

Daneben ist die Verfügbarkeit von qualitativ hochwertigen und unabhängigen Energieberatungen eine zentrale Voraussetzung dafür, dass wirtschaftlich und energetisch sinnvolle Maßnahmen zur Sanierung des Gebäudebestands umgesetzt werden.

An die Eigentümer von älteren Häusern und Wohnungen richtet sich das Förderprogramm „Vor-Ort-Beratung“, bei dem ein anbieterunabhängiger und besonders qualifizierter Energieberater ein Sanierungskonzept und zusätzlich einen Maßnahmenfahrplan erstellt, nach dem der Hauseigentümer die Sanierung auch in sinnvollen Einzelschritten durchführen kann.

Qualifizierte Energieberater und Fachleute für die Planung von KfW-geförderten Effizienzhäusern und die Baubegleitung werden im Internetportal www.energie-effizienz-experten.de gelistet. Die dort eingetragenen Experten unterziehen sich einer Qualifikations- und Qualitätskontrolle.

Bundesweit wird in mittlerweile 650 Beratungsstellen der Verbraucherzentralen und kommunalen Stützpunkten rund ums Thema Energie beraten. Die Beratung wird von insgesamt 400 unabhängigen und kompetenten Energieexperten der Verbraucherzentralen durchgeführt. Seit Ende der siebziger Jahre unterstützt die Bundesregierung diese unabhängige Energiebera-

tung privater Haushalte. Sie wurde kontinuierlich ausgebaut. Außerdem bieten die Verbraucherzentralen seit 2012 sogenannte „Energie-Checks“ an und zwar als Basis-, Gebäude- und Brennwertcheck und ab 2013 auch als Solarcheck. Für einkommensschwache Haushalte sind alle Angebote kostenlos.

9.2 Verkehr

9.2.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor

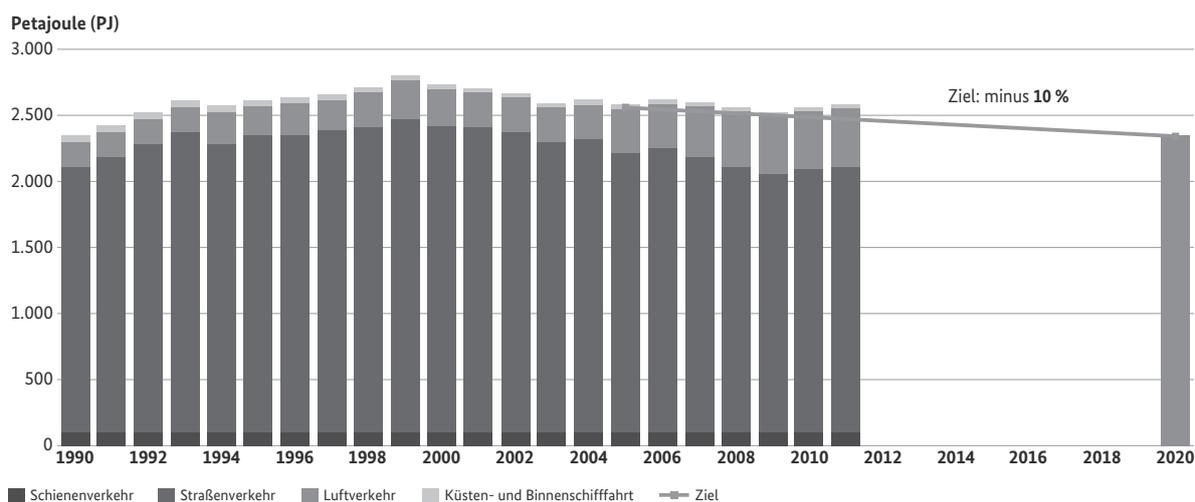
Im Energiekonzept der Bundesregierung wird erstmalig ein Sektorziel für die Energieeinsparung im Verkehrsbereich formuliert: So soll der Endenergieverbrauch bis 2020 um 10 Prozent und bis 2050 um 40 Prozent reduziert werden, jeweils gegenüber 2005.

Entsprechend der nationalen Energiebilanz der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) wird der Energieverbrauch im Verkehr untergliedert in Schienenverkehr, Straßenverkehr, Luftverkehr sowie Küsten- und

Binnenschifffahrt. Basis der nationalen Energiebilanz für den Verkehrssektor ist der Energieverbrauch für die unmittelbare Erstellung von Transportleistungen aller Verkehrsträger in Deutschland, soweit sie statistisch erfasst sind. Nicht eingeschlossen sind der mittelbare Energieverbrauch (z. B. Beleuchtung von Verkehrseinrichtungen) und der Kraftstoffverbrauch der Landwirtschaft. Als Datengrundlage werden in der nationalen Energiebilanz inländische Absatzzahlen genutzt. Beim Verkehr dient der Energieeinsatz nahezu vollständig der Bereitstellung von mechanischer Energie zum Antrieb der Fahrzeuge (ca. 98 Prozent).

Die Entwicklung im Verkehrssektor für Deutschland seit 1990 zeigt, dass der Endenergieverbrauch für den Verkehr insgesamt seit dem Höchstwert im Jahr 1999 bis 2011 um rund 7,5 Prozent zurückgegangen ist, trotz steigender Personenverkehrsleistung um rund 7 Prozent sowie steigender Güterverkehrsleistungen um rund 31 Prozent im gleichen Zeitraum. Ein Grund für den zurückgehenden Verbrauch bei zunehmender Verkehrsleistung ist die steigende Energieeffizienz im Verkehr. Im Zeitraum 1990 bis 2010 ist der durchschnittliche spezifische Energieverbrauch im Personen- und Güterverkehr um durchschnittlich 3,14 Prozent p. a. zurückgegangen (Quelle: AGEB). (Abbildung 29)

Abbildung 29: Endenergieverbrauch Verkehr



Quelle: AGEB
2011: Zahlen für 2011 vorläufig

Vom Höchstwert im Jahr 1999 ist bei allen oben genannten Verkehrsträgern ein Rückgang zu beobachten. Lediglich der Luftverkehr weist abweichend bis 2008 einen ansteigenden Trend aus und ist seitdem leicht rückläufig. Die AGEB ermittelt den Endenergieverbrauch für den Luftverkehr aus der Flugtreibstoffmenge, die in Deutschland getankt wurde, somit sind auch Anteile des internationalen Luftverkehrs enthalten. Die Betrachtung des Energieverbrauchs des rein nationalen Luftverkehrs zeigt, dass dieser im Zeitraum 1990 bis 2010 um 14 Prozent gesunken ist.

Der Rückgang des Endenergieverbrauchs seit dem Höchstwert im Jahr 1999 bis zum Jahr 2011 beträgt bei der Straße rund 11 Prozent, bei der Schiene 8 Prozent und bei der Binnenschifffahrt knapp 15 Prozent. Im Luftverkehr ist der Endenergieverbrauch im Zeitraum 1999 bis 2011 um 23 Prozent gestiegen.

In 2005 – dem Bezugsjahr für die Zielformulierung – betrug der Endenergieverbrauch im Verkehr 2.586 PJ. Für das Jahr 2011 weist die Statistik der AGEB 2.572 PJ aus. D.h. im Zeitraum 2005 bis 2011 ist der Endenergieverbrauch im Verkehr insgesamt um rund 0,5 Prozent gesunken.

Ausführungen zum Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr finden sich im Kapitel 6.

9.2.2 Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit Elektroantrieb (Batterie und Brennstoffzelle)

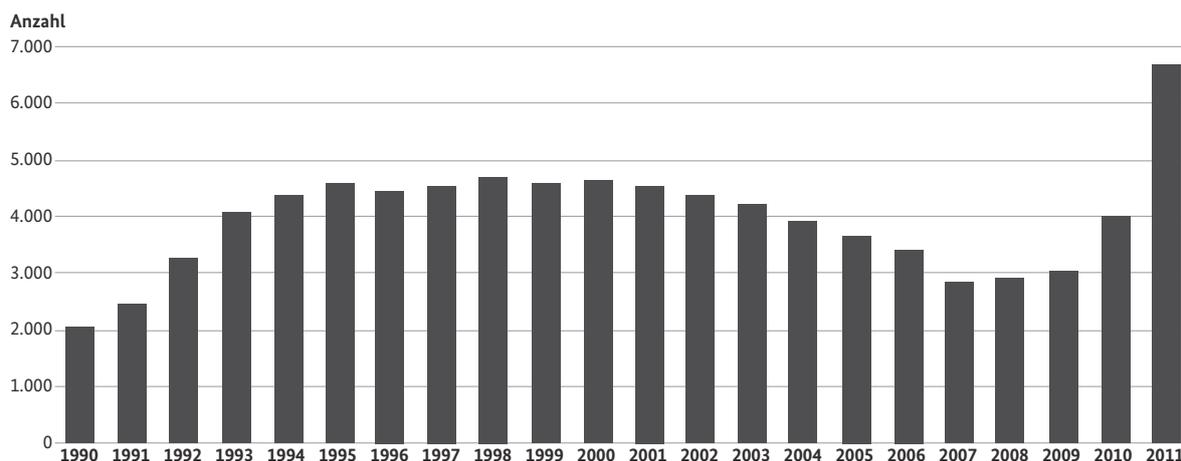
Nachfolgend dargestellt ist der Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit elektrischem Antrieb (CO₂-Ausstoß von 0,0 g/km) von 1990 bis 2011 (Abbildung 30). Zu den mehrspurigen Fahrzeugen mit Elektroantrieb zählen Pkw, Busse, Lkw, Zugmaschinen und sonstige Kfz (Feuerwehr, etc.).

Im ersten Halbjahr 2012 wurden 1.419 Pkw mit Elektroantrieb neu zugelassen.

Bisher statistisch nicht erfasst werden Elektrofahrzeuge, die als Plug-In-Hybrid oder als Fahrzeuge mit Range-Extender ausgelegt sind. Diese werden nach Auffassung der Nationalen Plattform Elektromobilität jedoch das Gros der Neuzulassungen bis 2020 stellen.

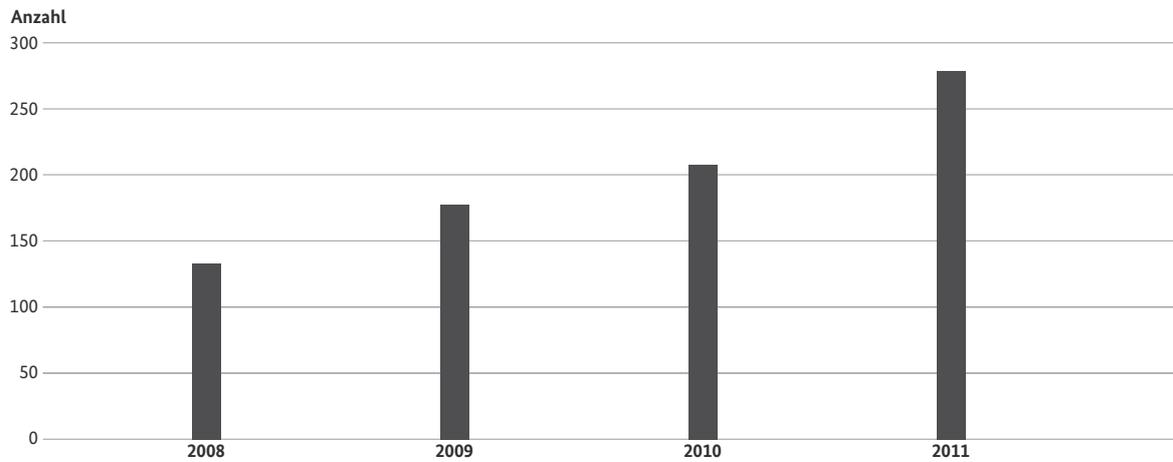
Zahlen zum Bestand an Kraftfahrzeugen mit Brennstoffzellen wurden beim Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) erstmals zum 1. Januar 2009 ausgewiesen und sind für die mehrspurigen Fahrzeuge dargestellt. (Abbildung 31)

Abbildung 30: Bestand an mehrspurigen Elektrofahrzeugen mit der Antriebsart Elektro (Strom)



Quelle: KBA
 1999: Stichtag bis 1999 – 1. Juli/ab 2000 – 31. Dezember
 2008: Ab 1. Januar 2008 sind in den Bestandsstatistiken nur noch angemeldete Fahrzeuge ohne vorübergehende Stilllegungen/Außerbetriebsetzungen ausgewiesen.

Abbildung 31: Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit Brennstoffzellen



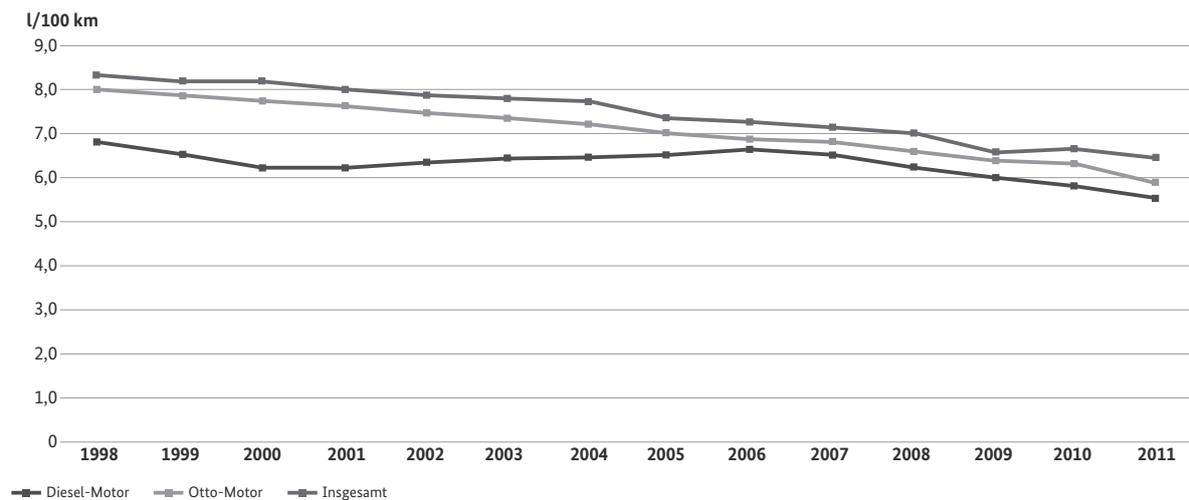
Quelle: KBA

9.2.3 Entwicklung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs neu zugelassener Pkw/Kombi

Zum durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch von neu zugelassenen Pkw und Kombi liegen beim Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) Daten für die Vergangenheit erst ab 1998 vor. Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch

von neu zugelassenen Pkw und Kombi ist insgesamt von 8 l/100 km in 1998 auf 5,9 l/100 km in 2011 zurückgegangen (von 8,2 l/100 km auf 6,3 l/100 km bei Otto-Motoren und von 6,8 l/100 km auf 5,5 l/100 km bei Diesel-Motoren). Dies entspricht insgesamt einem Rückgang um rund 26 Prozent im Zeitraum 1998 bis 2011.

Abbildung 32: Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch neu zugelassener Pkw und Kombi



Quelle: KBA

9.2.4 Entwicklung der Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr

Die Entwicklung der Verkehrsleistungen nach Verkehrsarten wird nachfolgend auf Basis der Daten von „Verkehr in Zahlen“ (Herausgeber: BMVBS) dargestellt.

Für den Personenverkehr wird hier nur der motorisierte Verkehr dargestellt. Dazu gehören der öffentliche Straßenpersonenverkehr (Omnibus, Straßenbahn, U-Bahn), der Eisenbahnverkehr (einschließlich S-Bahn), der Luftverkehr und der motorisierte Individualverkehr (Pkw/Kombi, motorisierte Zweiräder). Für den öffentlichen Verkehr weist die amtliche Statistik jährlich die Zahl der beförderten Personen (Verkehrsaufkommen) und die Personenkilometer (Verkehrsleistung) nach. Über den motorisierten Individualverkehr gibt die amtliche Statistik keine Auskunft. Verkehrsaufkommen und -leistung werden daher vom DIW Berlin jährlich mithilfe eines Personenverkehrsmodells bestimmt.

Die Angaben zur Verkehrsleistung – Tonnenkilometer (tkm) – im binnenländischen Güterverkehr beziehen sich auf die im Bundesgebiet zurückgelegte Entfernung. Zum binnenländischen Verkehr werden alle Transporte, die auf den Verkehrswegen im Bundesgebiet durchgeführt werden, zusammengefasst.

Die Verkehrsleistungen sind sowohl im Personen- als auch Güterverkehr seit 1990 um rund 55 bzw. 117 Prozent und seit 2005 um rund 4 bzw. 12 Prozent gestiegen (Abbildung 33 und 34). Das Wachstum im Personenverkehr verläuft gegenüber der Entwicklung in den 90er Jahren schwächer. Der Güterverkehr wächst weiterhin dynamisch. Er unterliegt jedoch auch größeren Schwankungen, da er stark abhängig von der wirtschaftlichen Entwicklung ist. So ist der Güterverkehr in 2009 stark eingebrochen, wächst aber nun wieder – wenn auch etwas abgeschwächt entsprechend der Entwicklung der meisten gesamt- und branchenwirtschaftlichen Leitdaten.

9.2.5 Maßnahmen im Verkehrssektor

Im Verkehrssektor sind verschiedene Maßnahmen zur Reduzierung des Energieverbrauchs und zur Steigerung der Energieeffizienz beschlossen worden. Nach-

folgend werden wesentliche Instrumente und Initiativen genannt. Maßnahmen zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr sind im Kapitel 6.6.3 aufgeführt.

Bei den ordnungsrechtlichen Maßnahmen sind insbesondere die EU-Gesetzgebung für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge hinsichtlich der CO₂-Zielvorgaben zu nennen. Nach der Verordnung (EG) Nr. 443/2009 vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Pkw hat jeder Hersteller von Pkw ab dem Jahr 2012 sicherzustellen, dass für die durchschnittlichen CO₂-Emissionen von Neuwagen ein Zielwert von 130 g/km eingehalten wird. Bis 2015 müssen 100 Prozent der Neuwagen diesen Wert erreichen. Die Werte sollen durch Verbesserungen bei der Motorentechnik sowie innovative Effizienz-Technologien erreicht werden. Darüber hinaus ist für das Jahr 2020 für Neuwagen ein durchschnittlicher CO₂-Emissionswert von 95 g/km vorgesehen.

Analog dazu ist in 2011 die Verordnung (EU) Nr. 510/2011 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue leichte Nutzfahrzeuge verabschiedet worden. In dieser Verordnung wird ein CO₂-Emissionsdurchschnitt für neue leichte Nutzfahrzeuge von 175 g CO₂/km festgelegt (stufenweise Einführung 2014 bis 2018). Vorbehaltlich der Bestätigung der Durchführbarkeit wird für die Zeit ab 2020 ein Zielwert für die durchschnittlichen Emissionen von in der EU zugelassenen neuen leichten Nutzfahrzeugen von 147 g CO₂/km festgesetzt.

Die Umsetzung dieser Verordnungen wird in den kommenden Jahren zu (weiteren) erheblichen Energieeinsparungen im Straßenverkehr in Deutschland führen.

Auch die CO₂-orientierte Umstellung der Kraftfahrzeugsteuerbemessung und die Novellierung der Pkw-Verbrauchskennzeichnung sollen das Käuferverhalten zugunsten emissionsärmerer Fahrzeuge beeinflussen und letztlich zu einer Absenkung des spezifischen Verbrauchs von Pkw beitragen.

Das Kraftfahrzeugsteuergesetz wurde im Jahr 2009 novelliert. Für alle seit dem 1. Juli 2009 erstmals zugelassenen Personenkraftwagen werden zur Steuerbemessung der im verkehrsrechtlichen Genehmigungsverfahren ermittelte CO₂-Emissionswert und der Hubraum herangezogen. Um den Kauf von Personen-

Abbildung 33: Entwicklung der Verkehrsleistungen im Personenverkehr

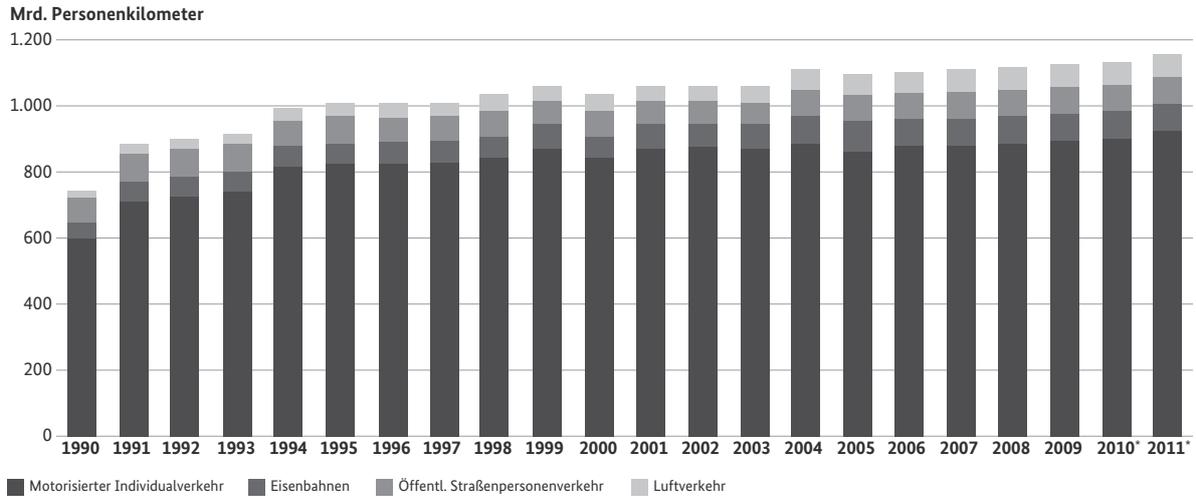
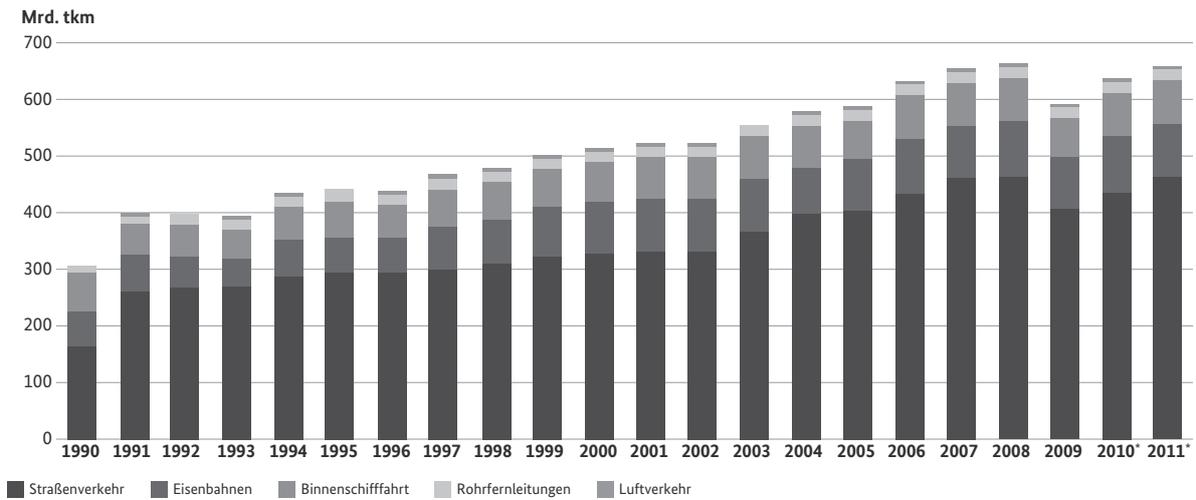


Abbildung 34: Entwicklung der Verkehrsleistung im binnländischen Güterverkehr



kraftwagen mit geringem CO₂-Wert zu fördern, gilt für Erstzulassungen bis zum 31. Dezember 2011 bei der Berechnung des CO₂-basierten Steueranteils eine Freimenge von 120 Gramm je Kilometer (g/km). Die Freimenge wurde für Erstzulassungen ab dem 1. Januar 2012 auf 110 g/km gesenkt, eine weitere Absenkung auf 95 g/km erfolgt für Erstzulassungen ab dem 1. Januar 2014. Der Deutsche Bundestag und der Bundesrat haben im November 2012 weitere Änderungen des Kraftfahrzeugsteuergesetzes als Bestandteil eines Verkehrssteueränderungsgesetzes verabschiedet. Vorgesehen ist zum einen die Erweiterung der Steuerbefreiung für reine Elektrofahrzeuge auf alle Fahrzeugklassen sowie die Verlängerung der Befreiung von derzeit fünf auf zehn Jahre bei erstmaliger Zulassung bis zum Jahr 31. Dezember 2015. Für reine Elektrofahrzeuge mit Erstzulassungen vom 1. Januar 2016 bis zum 31. Dezember 2020 wird die fünfjährige Steuerbefreiung fortgeführt. Der Anwendungsbereich der Befreiung wird hinsichtlich Brennstoffzellenfahrzeuge mit der Neuregelung ausdrücklich klargestellt.

Die Novellierung der Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung ist am 01.12.2011 in Kraft getreten. Danach sind neu zugelassene Personenkraftwagen in eine CO₂-Effizienzklasse (A+ bis G) einzustufen und zusammen mit weiteren Angaben, z.B. zu dem offiziellen Kraftstoffverbrauch, den CO₂-Emissionen oder den Betriebskosten, anhand eines Informationsblatts (Label) zu kennzeichnen.

Ein weitere Ansatzpunkt von Maßnahmen im Verkehrsbereich zur Energieeinsparung setzt bei der Antriebsstruktur der Fahrzeuge und dem Kraftstoffmix an.

Unter Federführung des BMVBS wird derzeit aufbauend auf der Kraftstoffstrategie von 2004 die aktuelle Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) für die Zeithorizonte bis 2020, 2030 sowie mit perspektivischer Aussicht bis 2050 erarbeitet. Die damalige Strategie wird durch eine ganzheitlichere Sicht auf den Verkehrssektor weiterentwickelt, indem alle Verkehrsträger und sowohl die Beförderung von Personen als auch der Transport von Gütern berücksichtigt werden.

Die MKS soll alternative Kraftstoff- und innovative Antriebspfade, Technologieoptionen und die notwendige Kraftstoffinfrastrukturen ermitteln und die mittel- und langfristigen Potenziale bewerten. Der Erarbeitungsprozess der MKS ist als Beteiligungsverfahren organisiert (Einbeziehung von Unternehmen, Wissenschaft und Zivilgesellschaft) und ein Leuchtturmprojekt der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung geworden. Das Ziel der MKS ist eine strategische Verständigung über die Schrittfolge, wie die Änderung der Energieversorgung des Verkehrs bis 2050 gelingen kann.

Die Verbreitung elektrischer Antriebe (Batterie- und Brennstoffzellentechnologie) im Verkehrssektor hat ein großes Potenzial, einen wesentlichen Beitrag hin zu einem nachhaltigen Verkehr insgesamt zu leisten. Elektrische Antriebe haben einen hohen Wirkungsgrad und ermöglichen durch den Einsatz des Energieträgers Strom vor allem erneuerbare Energien im Verkehrsbebereich einzusetzen. Um die Vorteile und Anwendungsmöglichkeiten in Gänze auszuschöpfen, wird ein technologieoffener Ansatz verfolgt. Dabei ist es jedoch erforderlich, dass die Effizienzvorteile des Antriebs mit einer möglichst effizienten und nachhaltigen Her- und Bereitstellung des eingesetzten Energieträgers – unter Einsatz erneuerbarer Energien – kombiniert werden. So wird den unterschiedlichen Systemen und spezifischen Herausforderungen Rechnung getragen, (zum Beispiel bei der unterschiedlich energieintensiven Produktion von Strom, Wasserstoff oder Synthesegasen). Im Regierungsprogramm Elektromobilität von 2011 hat die Bundesregierung ein Maßnahmenbündel beschlossen, mit dem die Markteinführung batterieelektrischer Fahrzeuge beschleunigt werden soll. Das „Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, NIP“ wurde gemeinsam mit der Industrie und Wissenschaft zur Marktvorbereitung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie ins Leben gerufen.

Einige Maßnahmen setzen bei einer Veränderung der Anteile der verschiedenen Verkehrsmittel an der Verkehrsleistung oder dem -aufkommen (Modal Split) im Personen- und Güterverkehr zugunsten umweltfreundlicherer Verkehrsmittel an, wie etwa Investitionen der Bundesregierung in den Ausbau der Schieneninfrastruktur. Im Personenverkehr konnte der Anteil der Schiene an den Verkehrsleistungen seit 1990 insgesamt

gesteigert werden. Im Güterverkehr konnte der Verlust an Anteilen gestoppt werden und seit 2003 die Anteile der Eisenbahn an den Güterverkehrsleistungen wieder leicht gesteigert werden.

Auch die Förderung des Radverkehrs kann zu einer Veränderung des Modal Splits beitragen. Das Bundeskabinett hat am 05.09.2012 den Nationalen Radverkehrsplan 2020 (NRVP) beschlossen. Schwerpunkte des NRVP sind u.a. eine erhöhte Breitenwirkung der Radverkehrsförderung, eine verstärkte Einbeziehung der Elektromobilität sowie die Verbesserung der Verkehrssicherheit. Die Förderung des Radverkehrs ist allerdings eine gemeinschaftliche Aufgabe von Bund, Ländern und Kommunen. Mit dem NRVP und den zur Umsetzung des NRVP geförderten nichtinvestiven Maßnahmen hat der Bund dabei die wichtige Rolle als Moderator, Koordinator und Impulsgeber der bundesweiten Radverkehrsförderung übernommen. Auch darüber hinaus nimmt der Bund seine Verantwortung z. B. als Baulastträger wahr. So hat er in den vergangenen zehn Jahren insgesamt rund 877 Millionen Euro in den Bau und die Erhaltung von Radwegen an Bundesstraßen investiert. Zudem stellt der Bund den Ländern nach Art. 143c GG bis Ende 2019 Mittel u. a. zur Verbesserung der Verkehrsverhältnisse der Gemeinden zur Verfügung, die auch für die Radverkehrsinfrastruktur verwendet werden können. Der neue NRVP 2020 tritt am 01.01.2013 in Kraft. Als Teil einer integrierten Verkehrs- und Mobilitätspolitik zielt der NRVP schließlich über die Förderung des Radverkehrs hinaus auf eine Stärkung des sog. Umweltverbunds aus Öffentlichem Personennahverkehr, Fuß- und Radverkehr insgesamt.

10. Treibhausgasemissionen

Zusammenfassung

Ein ambitionierter Klimaschutz ist ein entscheidender Treiber für den durch das Energiekonzept eingeleiteten Umbau der deutschen Energieversorgung sowie für die damit ausgelösten Innovationen und den technologischen Fortschritt. Eingebettet in die internationalen Verpflichtungen nach dem Kyoto-Protokoll und der UN-Klimarahmenkonvention sowie auch im Kontext der europäischen Klimapolitik strebt Deutschland eine Reduktion der klimaschädlichen Treibhausgase gegenüber dem Basisjahr 1990 von 40 Prozent bis 2020 sowie von 80 bis 95 Prozent bis 2050 an.

Bis zum Jahr 2011 wurde bereits eine Gesamtreduktion der Treibhausgasemissionen um 26,4 Prozent gegenüber 1990 erreicht. Im Energiesektor, der mit über 80 Prozent die bedeutendste Quelle von Treibhausgasen in Deutschland ist, haben vor allem die Umstellung auf emissionsärmere Energieträger und eine gesteigerte Effizienz zu dieser Minderung beigetragen.

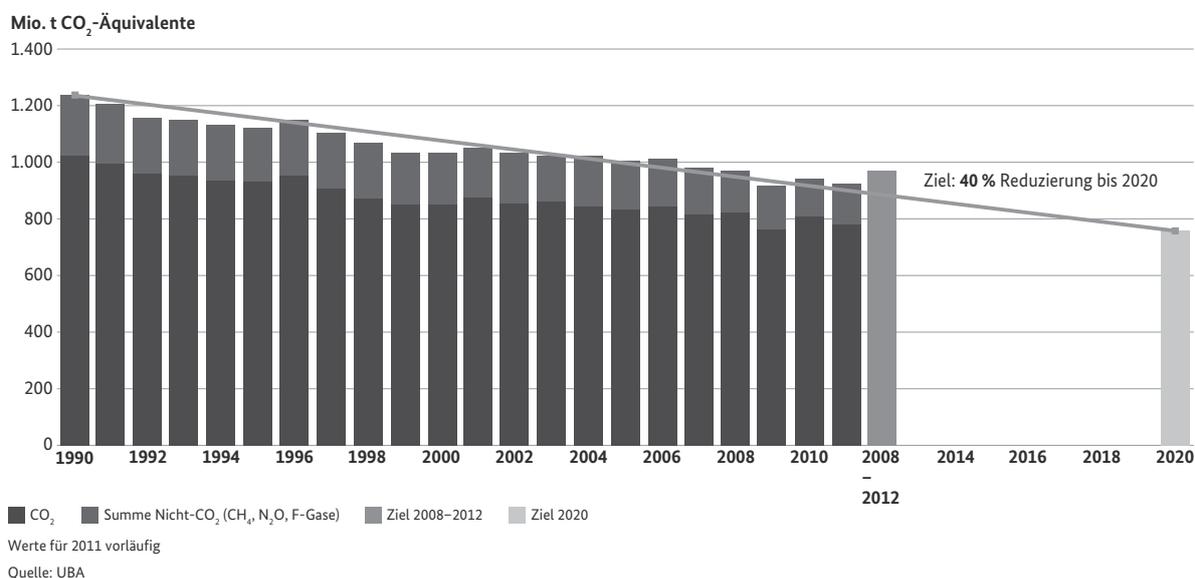
10.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen

10.1.1 Entwicklung der CO₂-Emissionen sowie der Treibhausgasemissionen

Die Bundesregierung strebt an, die klimaschädlichen Treibhausgase gegenüber dem Basisjahr 1990 um 40 Prozent bis 2020 und um 80 bis 95 Prozent bis 2050 zu senken.

Insgesamt konnte die Freisetzung von Treibhausgasen in Deutschland seit 1990 deutlich vermindert werden. Nach ersten Schätzungen sanken die in CO₂-Äquivalente umgerechneten Gesamtemissionen (dies sind Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), und Lachgas (N₂O) sowie die drei F-Gasgruppen, wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆), ohne CO₂-Emissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) bis 2011 um rund 315 Millionen Tonnen (Mio. t) beziehungsweise um 26,4 Prozent. Im selben Zeitraum sanken die Emissionen in allen Quellgruppen der energiebedingten Emissionen um insgesamt über 259 Mio. t CO₂.

Abbildung 35: Treibhausgasemissionen 1990–2011 und Ziele



Im Rahmen der Zielsetzung der europäischen Klimapolitik strebt die europäische Gemeinschaft zudem bis 2020 eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 20 Prozent an. In diesem Rahmen hat sich Deutschland dazu verpflichtet, die Emissionen in den Sektoren außerhalb des EU-Emissionshandels bis 2020 um 14 Prozent gegenüber 2005 zu senken. Dieses Ziel wird mit den bereits beschlossenen Maßnahmen voraussichtlich erreicht.

Auf EU-Ebene wird derzeit diskutiert, auf welchem Wege der Übergang in eine wettbewerbsfähige CO₂-arme Wirtschaft erreicht werden kann. Die EU verpflichtete sich zudem bereits 2007/2008 auf die Initiative „20-20-20“: Bis zum Jahr 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 20 Prozent, ggf. 30 Prozent (vgl. Beschlüsse des Europäischen Rates), gesenkt, der Anteil erneuerbarer Energieträger am Energieverbrauch auf 20 Prozent und die Energieeffizienz um 20 Prozent gesteigert werden. Eine Anhebung des EU-Klimaziels auf 30 Prozent trägt die Bundesregierung auf Basis des nationalen 40 Prozent-Ziels dann mit, wenn keine darüber hinausgehenden Emissionsminderungen von Deutschland verlangt werden und alle EU-Mitgliedstaaten einen fairen Beitrag leisten.

In Deutschland entfielen nach vorläufigen Daten im Jahr 2011 ca. 87 Prozent des Treibhausgasausstoßes (von insgesamt 1.245 Mt CO₂-Äquivalenten) auf Koh-

lendioxid, 5 Prozent auf Methan, 6 Prozent auf Lachgas und 2 Prozent auf die F-Gase. Die Emissionen pro Einwohner bezogen auf alle Treibhausgase sanken zwischen 1990 und 2011 von 15,6 t auf 11,2 t CO₂-Äquivalent, ein Rückgang von über 28 Prozent. Hauptursachen für diese Entwicklungen waren:

- Umstellungen der Nutzung fester Brennstoffe auf emissionsärmere flüssige und gasförmige Brennstoffe im Zeitraum seit 1990;
- Steigende Bedeutung der Nutzung der erneuerbaren Energien und damit verbundene Substitution fossiler Brennstoffe;
- Gesteigerte Anlageneffizienz;
- Veränderungen der Tierhaltungsbedingungen und rückläufiger Tierbestand v.a. unmittelbar nach 1990 in Ostdeutschland;
- das verstärkte Recycling wiederverwertbarer Stoffe, das 2005 in Kraft getretene Verbot der Deponierung unbehandelter organischer Abfälle sowie die zunehmende Methanerfassung auf Abfalldeponien;
- Industrieller Strukturwandel in Ostdeutschland in den 90er Jahren.

10.1.2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen

Mit über 80 Prozent sind die **energiebedingten Treibhausgasemissionen** die bei weitem bedeutendste Quelle. Diese Emissionen entstehen vornehmlich durch die Verbrennung fossiler Energieträger in Kraftwerken, Heizwerken, Kesseln zur Erzeugung von Prozesswärme und -kälte, Heizungsanlagen, Fahrzeugen sowie geringfügig auch durch diffuse Emissionen wie zum Beispiel bei der Förderung und Verteilung von Brennstoffen. Insgesamt nahmen die energiebedingten Emissionen aller Treibhausgase zwischen 1990 und 2011 um über 25 Prozent ab. Bei den verbrennungsbedingten Emissionen wurde dies durch Brennstoffumstellung, Erhöhung der Energieeffizienz und der technischen Wirkungsgrade erreicht. Bei den CH₄-relevanten Verteilungsemissionen wirkte sich unter anderem die verstärkte Grubengasnutzung positiv aus.

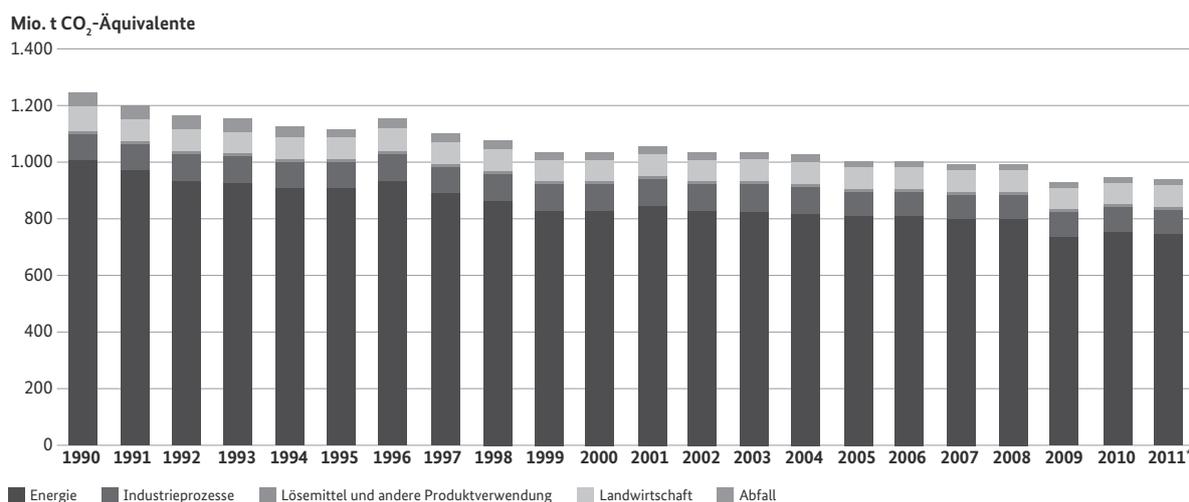
Die **Industrieprozesse** sind mit einem Anteil an den Gesamtemissionen von fast 8 Prozent die bedeutendste der anderen Quellkategorien, deren Gesamtemissionen gegenüber 1990 um fast 23 Prozent, beziehungsweise gegenüber dem Basisjahr (bei den hier ebenfalls emissionsrelevanten „F-Gasen“ ist dies 1995) um fast 25 Prozent sanken.

Die **Landwirtschaft** folgt mit einem relativ gleich bleibenden Anteil an den Treibhausgasemissionen von 6 bis 7 Prozent. Gegenüber 1990 sanken die Emissionen um rund 18 Prozent.

Die größte relative Minderung der Treibhausgas-Emissionen (ca. -73 Prozent) trat in der **Abfallwirtschaft** auf, so dass der Anteil an den Gesamtemissionen 2011 nur noch 1,3 Prozent betrug. Dies ist vor allem auf das gesetzliche Verbot der Deponierung von Abfällen zurückzuführen, aber auch auf eine effizientere Methangas erfassung.

Weitere Quellgruppen sind die Lösemittel- und Produktverwendung (0,2 Prozent) im Bereich der flüchtigen organischen Verbindungen ohne Methan (NMVOC) sowie die aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft entstehenden Lachgasemissionen (N₂O) (<0,1 Prozent).

Abbildung 36: Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen in Deutschland



* Werte für 2011 vorläufig

Quelle: UBA

10.1.3 Entwicklung der energiebedingten Treibhausgas-Emissionen nach Sektoren

2011 ging etwa 43 Prozent der deutschen Treibhausgasemissionen (also ca. 320 Mio. t CO₂-Äquivalente) auf den Einsatz fossiler Brennstoffe für die Stromerzeugung zurück, 25 Prozent (ca. 165 Mio. t CO₂e) auf den Einsatz fossiler Brennstoffe zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser sowie 15 Prozent (ca. 111 Mio. t CO₂e) auf die Bereitstellung von Prozesswärme vor allem in der Industrie. Auf den Verkehr entfielen 21 Prozent der deutschen Treibhausgasemissionen (ca. 157 Mio. t CO₂e).

Bei einer Zeitreihenbetrachtung ist der relative Anteil der Stromerzeugung mit Ausnahme des Krisenjahres 2009 in den letzten Jahren stetig auf über 40 Prozent gestiegen, was absoluten Werten zwischen 371 Mio. t CO₂e in 1990 und 304 Mio. t CO₂e 2011 entspricht. Der Anteil der Emissionen aus dem Verkehr ist hingegen seit Jahren mit ca. 20 Prozent konstant (zwischen 154 und 187 Mio. t CO₂e), während die Emissionen aus der Bereitstellung von Raumwärme temperaturbedingt zwischen 21 und 28 Prozent schwankten.

Eine alternative, an die RL 2010/31/EU über die Gesamteffizienz von Gebäuden angelehnte Betrachtung aggregiert die Emissionen der in Gebäuden verbrauchten Energie, „die benötigt wird, um den Ener-

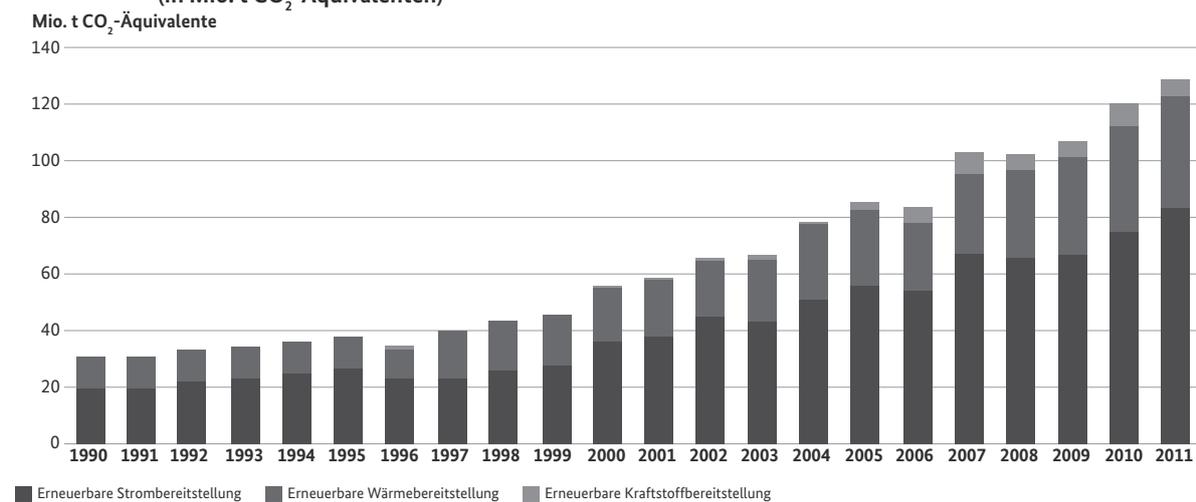
giebedarf im Rahmen der üblichen Nutzung des Gebäudes (u. a. Heizung, Kühlung, Lüftung, Warmwasser und Beleuchtung) zu decken“. Entsprechend werden zu den o. a. Emissionen aus dem Einsatz fossiler Brennstoffe für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser der Stromverbrauch für die genannten Gebäudefunktionen addiert. Im Ergebnis sind ca. ein Drittel der Treibhausgasemissionen Deutschlands auf die Nutzung von Gebäuden zurückzuführen.

10.2 Vermiedene Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland hat signifikant zur THG-Emissionsminderung in Deutschland beigetragen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor trägt wesentlich zur Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen und damit zum Erreichen der Klimaschutzziele bei. Die Netto-Bilanz der vermiedenen Emissionen durch erneuerbare Energien berücksichtigt grundsätzlich alle vorgelagerten Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger sowie zur Herstellung der Anlagen. Den Emissionen der durch erneuerbare

Abbildung 37: Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien vermiedene Treibhausgasemissionen (in Mio. t CO₂-Äquivalenten)



Quelle: BMU auf Basis AGEE-Stat

Energien ersetzen konventionellen Energieträger werden dabei diejenigen Emissionen gegenüber gestellt, die aus den Vorketten und dem Betrieb der regenerativen Energieerzeugungsanlagen stammen. So konnten im Jahr 2011 insgesamt 130,1 Mio. t CO₂-Äquivalente (ca. 39 Prozent der THG-Minderung seit 1990) durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermieden werden. Davon entfielen 86 Mio. t auf den Strom-, 39 Mio. t auf den Wärme- und 4,8 Mio. t CO₂-Äquivalente auf den Verkehrssektor. Etwa die Hälfte dieser Emissionsvermeidung (ca. 66 Mio. t CO₂-Äquivalente) wurde durch den Einsatz von fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse in allen drei Sektoren erzielt, ca. ein weiteres Viertel, (27 Prozent also 35,2 Mio. t) durch den Einsatz von Windenergie, etwa 14 Mio. t CO₂-Äquivalente durch Wasserkraft und weitere 12,8 Mio. t durch Photovoltaik.

10.3 Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele

Der europäische Emissionshandel ist das zentrale Klimaschutzinstrument in Deutschland und Europa. In diesem Rahmen trägt ein effizientes, auf erneuerbaren Energieträgern und innovativen Technologien beruhendes Energiesystem dazu bei, die energiebedingten Treibhausgase zu senken. Darüber hinaus hat die Bundesregierung zahlreiche Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz und zum Ausbau und zur Integration der erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem angestoßen, die zu einer erheblichen Treibhausgasemissionsminderung beitragen werden.

Zu den wichtigsten nationalen Maßnahmen, die bereits umgesetzt wurden und einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung des Klimaschutzzieles leisten und in Zukunft leisten werden, gehören unter anderem:

→ **Im Stromsektor:** Eine Förderung mit Augenmaß und zunehmende Marktintegration der erneuerbaren Stromerzeugung sollen zu einem stetig wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien beitragen und nukleare sowie emissionsintensive, fossile Energieträger ersetzen. Wichtige Initiativen der Bundesregierung in diesem Zusammenhang waren:

- die **Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetz** (2012) und Flankierung durch entsprechende Instrumente
- oder das **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz** (2012).

Um verbraucherseitig die **Stromeffizienz** zu erhöhen und somit den Stromverbrauch zu senken hat die EU-Kommission in Zusammenarbeit mit den Mitgliedstaaten unter anderem die EG-Ökodesign-Richtlinie initiiert. Auch mit der ökologischen Steuerreform wurde das Ziel verfolgt, über eine maßvolle und kalkulierbare Verteuerung der Energieträger den Energieverbrauch zu mindern sowie Anstöße für die Entwicklung von umweltfreundlichen und Ressourcen schonenden Verfahren und Technologien zu geben.

- **Im Gebäudebereich:** Erhöhte Energieeffizienz von Gebäuden senkt langfristig den Endenergieverbrauch im Gebäudebestand. Durch den geringeren Energieverbrauch und durch die Nutzung erneuerbarer Energien werden Treibhausgasemissionen vermieden. Für Maßnahmen im Gebäudebereich siehe Kapitel „9.1 Gebäude“.
- **Im Verkehrsbereich:** Etwa ein Fünftel der deutschen Treibhausgasemissionen (ca. 21 Prozent) entfielen 2011 auf den Verkehrssektor. Maßnahmen wie die **CO₂-Strategie der EU** oder der **Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität** helfen, die Emissionen dieses Sektors langfristig zu senken (Vergleiche Kapitel 9.2 „Verkehr“).
- **Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen:** Viele Maßnahmen der Energiewende benötigen erhebliche finanzielle Anfangsinvestitionen, wohingegen Kosteneinsparungen durch geringere Energiekosten über die gesamte Lebensdauer der Investition verteilt wirksam werden. Um die Finanzierung solcher Maßnahmen zu unterstützen, hat die Bundesregierung den **Energie- und Klimafonds** (EKF – Gesetz, Dezember 2010) als ein Sondervermögen des Bundes eingerichtet.

Das Sondervermögen ermöglicht zusätzliche Programmausgaben zur Förderung einer umwelt-schonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung sowie des nationalen und internationalen Klimaschutzes. Darüber hinaus werden im Sondervermögen alle Programmausgaben für die Entwicklung der Elektromobilität zusammengefasst. Aus dem Sondervermögen werden Maßnahmen in folgenden Bereichen – auch für Forschung und Entwicklung – finanziert:

- Energieeffizienz,
- erneuerbare Energien,
- Energiespeicher- und Netztechnologien,
- energetische Gebäudesanierung,
- nationaler Klimaschutz,
- internationaler Klima- und Umweltschutz,
- Entwicklung der Elektromobilität
- Ausgleich emissionshandelsbedingter Strom-preiserhöhungen.

Mit Beginn des Jahres 2012 wurden die Erlöse aus der Versteigerung von CO₂-Zertifikaten vom Bundeshaushalt vollständig in den EKF verlagert, soweit diese nicht zur Finanzierung der Deutschen Emissionshandelsstelle benötigt werden.

Die **Nationale Klimaschutzinitiative (NKI)** ist ein zentrales Förderprogramm zum Erreichen der Klimaschutzziele und der Energieeffizienzziele und wird zu einem Großteil aus dem EKF finanziert. Sie baut Hemmnisse zum Ausschöpfen großer Minderungspotenziale dort ab, wo andere Instrumente nicht greifen. Um alle gesellschaftlichen Akteure einzubinden, hat die NKI einen breiten Ansatz mit Schwerpunkten Kommunen, Wirtschaft, Verbraucher, Bildung. Dazu fördert sie Konzepte und ihre Umsetzung, die beschleunigte Marktdurchdringung von Klimaschutztechnologien sowie innovative Projekte für Information, Qualifizierung, Beratung und Vernetzung.

- **Emissionshandel:** Der **Emissionshandel** ist das zentrale übergreifende Klimaschutzinstrument in Deutschland und Europa; Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrien ab einem festgelegten Schwellenwert sind emissionshandelspflichtig. Der Emissionshandel umfasst damit etwa 50 Prozent der Treibhausgasemissionen

in Deutschland. Im Rahmen des europäischen Klima- und Energiepakets 2008 wurde eine jährliche Minderung des Emissionsbudgets dieser Anlagen um 1,74 Prozent ab 2010 vereinbart. Für 2020 ergibt sich daraus eine Minderung in diesem Bereich gegenüber den Emissionen 2005 von 21 Prozent.

Die Förderung von Energieeffizienz-, Erneuerbare-Energien- und Klimaschutzmaßnahmen trägt so zur Minderung der Treibhausgasemissionen in Deutschland bei.

- **Internationale Aktivitäten:** Die Energiewende hat eine sichtbare außenpolitische Komponente und ist ein wichtiges Element in unserem Bemühen um die Schaffung eines weltweiten Klimaschutzinstruments. Um dem internationalen Informationsbedarf zur Energiewende gerecht zu werden und diese klima-außenpolitisch zu verstärken, werden in ausgewählten Schlüsselländern Projekte der politischen Kommunikation, zur Förderung nachhaltiger Politik und Wirtschaftsweise sowie zur Unterstützung der Klimaverhandlungen durchgeführt.

11. Energiepreise und Energiekosten

Zusammenfassung

Die Preise für energetische Rohstoffe sind auf den für die deutsche Wirtschaft relevanten Beschaffungsmärkten 2011 auf historische Höchststände angestiegen. Beim Strom trägt darüber hinaus auch die steigende EEG-Umlage zur Preiserhöhung bei. Deutschland weist jedoch seit langem vergleichsweise hohe Strompreise auf. Ein unmittelbar preistreibender Effekt der Energiewendebeschlüsse war 2011 zunächst nicht erkennbar.

Die Energiekosten der Verbraucher erhöhten sich sowohl absolut als auch anteilig an den Haushaltseinkommen beziehungsweise der Wertschöpfung von Gewerbe und Industrie. Auch der Anteil der Energiekosten an der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung insgesamt ist gestiegen. Wenn auch in Einzelfällen die Belastungsfähigkeit bestimmter Verbrauchergruppen mit Energiekosten an Grenzen stößt, war insgesamt die Wettbewerbsfähigkeit beziehungsweise die Bezahlbarkeit der Energieversorgung gewährleistet.

11.1 Energiepreise

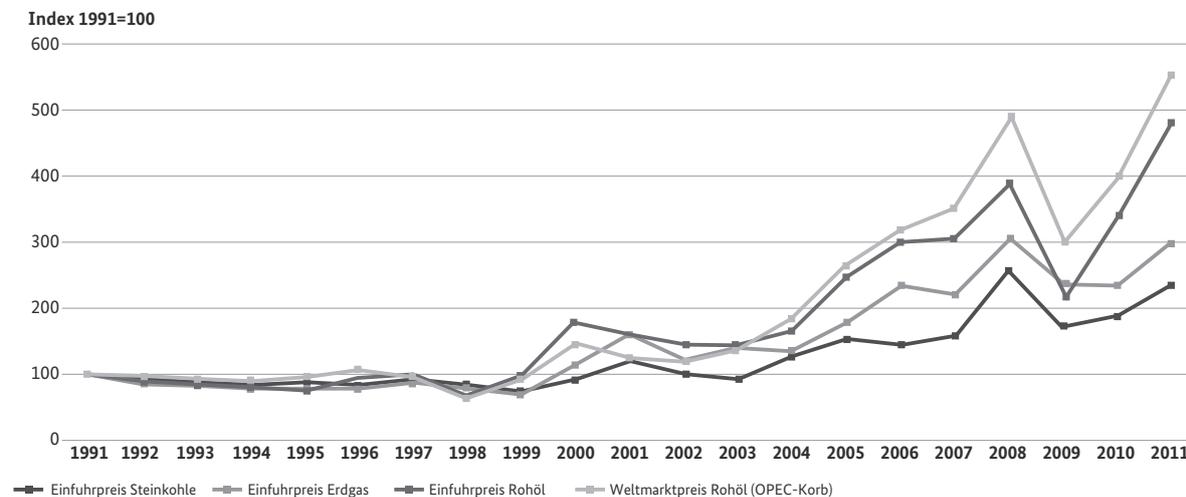
In Deutschland soll Energie weiterhin zu für Haushalte bezahlbaren und für Unternehmen wettbewerbsfähigen Preisen erhältlich sein.

11.1.1 Energetische Rohstoffe, Emissionszertifikate

Die Entwicklung der Preise für die energetischen Rohstoffe Öl, Gas und Steinkohle auf internationaler Ebene sind wichtige Treiber der nachfolgend beschriebenen Energiepreis- und -kostenentwicklungen für Endverbraucher in Deutschland.

Die Preise für die energetischen Rohstoffe zeigen seit dem Jahrtausendwechsel einen deutlich steigenden Trend. Die Preiserhöhungen sind unter anderem auf eine erhöhte weltweite Nachfrage zurückzuführen. In Folge der weltweiten Wirtschaftskrise im Jahr 2008 sind die Preise um über 30 Prozent gefallen, um in den letzten beiden Jahren wieder steil anzusteigen. Aufgrund wechselseitiger Preisbeziehungen verändern sich die Preise überwiegend im Gleichschritt. Der Erdgasmarkt hat sich davon seit 2009 geringfügig abgekoppelt, was unter anderem in den erheblichen Neuentdeckungen von unkonventionellen Gasquellen in Nordamerika begründet ist.

Abbildung 38: Weltmarkt- und Einfuhrpreise von Energierohstoffen



Quelle: BAFA/MWV 2011a

Die Rohölpreise bewegten sich 2011 auf historisch hohem Niveau. Der Preis pro Barrel Öl (OPEC Korb) lag mit durchschnittlich 107,46 \$/bbl (Einfuhrpreis: 592,82 €/t) um 39 Prozent höher als 2010 (77,38 \$/bbl). Im Laufe des Jahres 2012 stieg der Preis weiter an (durchschnittlicher Halbjahres-Wert: 112,07 \$/bbl).

Ebenso wie beim Öl waren auch beim Gas historische Rekordpreise zu vermelden. Der deutsche Grenzübergangspreis für Gas stieg 2011 gegenüber dem Vorjahr um 26 Prozent auf 7.236 €/TJ. Auch beim Gas setzten sich die Preissteigerungen 2012 zunächst weiter fort (durchschnittlicher Halbjahres-Wert: 8.420 €/TJ).

Die Einfuhrpreise für Steinkohle nach Deutschland blieben 2011 leicht unter dem Niveau des Höchstpreises des Jahres 2008. Sie lagen jedoch mit durchschnittlich 106,80 €/t SKE um 26 Prozent höher als 2010. Im Laufe des Jahres 2012 war der Preis weiter rückläufig (Wert 1. Quartal: 100,21 €/tSKE).

Bei den Preisen für EU-Emissionszertifikate (Spotmarkt EEX) war 2011 ein Abwärtstrend zu beobachten; sie fielen im Jahresverlauf bis auf unter 7 €/t CO₂. Im Jahresdurchschnitt lag der Preis 2011 bei 12,97 €/t CO₂ und damit um 1,37 €/t CO₂ beziehungsweise 9,5 Prozent tiefer als 2010. Im 1. Halbjahr 2012 verharrten die CO₂-Preise auf dem Niveau von Ende 2011 (Durchschnitt: 7,29 €/t CO₂).

Diese Preisentwicklungen auf internationaler und europäischer Ebene sind wesentliche Treiber der nachfolgend beschriebenen Energiepreis- und -kostenentwicklungen für Endverbraucher in Deutschland.

11.1.2 Erdgas

Im Zuge des gestiegenen Einfuhrpreises von Gas nach Deutschland erhöhten sich im Jahr 2011 auch die Endverbraucherpreise. Der durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden belief sich 2011 auf 6,66 ct/kWh. Insgesamt lagen die Haushaltsgaspreise im Jahresdurchschnitt damit um 0,30 ct/kWh beziehungsweise 4,7 Prozent höher als in 2010; 2012 stiegen sie weiter an (Halbjahreswert: 7,00 ct/kWh). Inflationbereinigt sind die Haushaltspreise in den vergangenen Jahren weitgehend konstant geblieben; aktuell liegen sie in etwa auf dem Niveau von 2006. (Tabelle 7)

Der durchschnittliche Gaspreis für Gewerbe- und Industriekunden (Verbrauch zwischen 100.000 und 1.000.000 GJ/a) belief sich 2011 auf durchschnittlich 3,905 ct/kWh. Insgesamt lagen die Gewerbegaspreise im Jahresdurchschnitt um 10 Prozent höher als 2010. (Eurostat)

Tabelle 7: Erdgaspreis für Haushaltskunden in ct/kWh

1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
3.55	3.58	3.55	3.55	3.48	3.35	3.49	3.52	3.38	3.94	4.84
2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
4.53	4.76	4.82	5.34	6.33	6.51	7.10	6.98	6.36	6.66	7.00

Quelle: BMWi nach Angaben des Statistischen Bundesamtes

Tabelle 8: Erdgaspreis für Gewerbe- und Industriekunden in ct/kWh (ohne MWSt.), jeweils 2. Halbjahr

2007	2008	2009	2010	2011
3.12	4.09	3.29	3.71	4.07

Quelle: Eurostat

11.1.3 Mineralölprodukte

Angesichts steigender Ölpreise waren Preisanhebungen auf breiter Front 2011 auch bei den Mineralölprodukten zu verzeichnen. Die Haushaltspreise für leichtes Heizöl lagen im Jahresdurchschnitt 2011 bei 81,6 €/100l und damit um 24,6 Prozent höher als 2010; sie stiegen 2012 weiter an (durchschnittlicher Preis des ersten Halbjahres: 88 €/100l). Ebenfalls erhöhten sich die Preise für Benzin-Super-Kraftstoffe. Im Jahresdurchschnitt lagen sie bei 1,56 €/l und damit um 9,8 Prozent höher als 2010. Der Preisanstieg setzte sich 2012 fort (durchschnittlicher Preis des ersten Halbjahres: 1,65 €/l). Die Preise für Super-Plus-Kraftstoffe verteuerten sich um 7,4 Prozent auf durchschnittlich 1,61 €/l (2011) und stiegen 2012 auf 1,674 €/l (1. Halbjahr). Die Preise für Diesel-Kraftstoffe stiegen um 15,9 Prozent auf 1,43 €/l. Auch inflationsbereinigt kam es in den vergangenen Jahren zu einem Preisanstieg der Mineralölprodukte. (Abbildung 39)

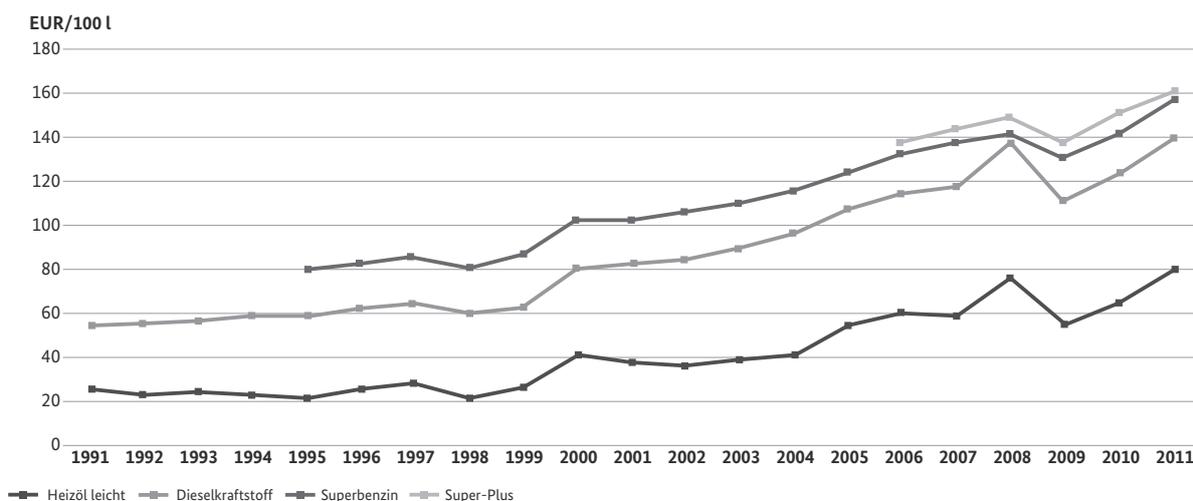
11.1.4 Strom

Die Entwicklung der Strompreise ist nicht ausschließlich als Folgewirkung von Maßnahmen der Bundesregierung interpretierbar. Sie ergibt sich aus einer Vielzahl von Kostengrößen und Markteffekten sowie von politischen Maßnahmen.

Der Großhandelspreis für Strom an der EEX-Börse in Leipzig (Terminmarkt) ist im Jahresdurchschnitt gegenüber 2010 um 12 Prozent auf 56,0 €/MWh angestiegen. Er lag damit auch über dem Wert von 2009, war jedoch deutlich niedriger als im bisherigen Rekordjahr 2008. Zu beachten ist die rückläufige Tendenz des Großhandelspreises ab der zweiten Hälfte des Jahres 2011, die sich im ersten Halbjahr des Jahres 2012 auf durchschnittlich 50,8 €/MWh fortsetzte (eine Rolle spielte dabei der „Merit-Order-Effekt“, vgl. Kapitel 6). Einen vergleichbaren Verlauf wies auch der Spotmarktpreis an der EEX auf. Veränderungen des Großhandelspreises beeinflussen zeitlich versetzt die Endverbraucherpreise. (Abbildung 40)

Daneben sind für Haushalts- und nicht privilegierte gewerbliche Kunden Entwicklungen der Steuern, Abgaben und sonstigen staatlich beeinflussten Preisbestandteile relevant. Dabei hat die Entwicklung der EEG-Umlage auch 2011 erheblich zu Preiserhöhungen für nicht privilegierte Letztverbraucher beigetragen

Abbildung 39: Entwicklung der Preise für Mineralölprodukte seit 1991



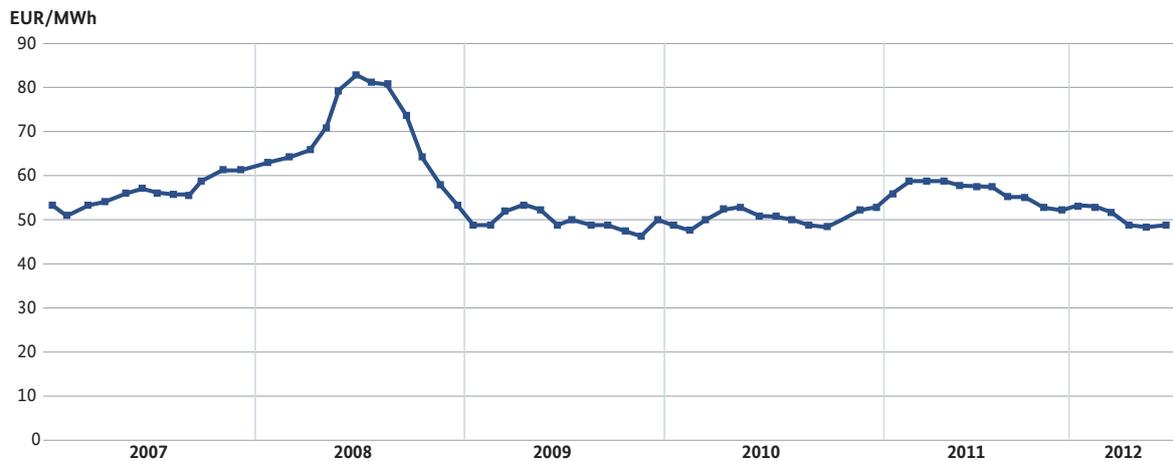
(siehe auch Kapitel erneuerbare Energien). Die Netz-entgelte sowie die KWK-Umlage gingen 2011 zurück.

Die Haushaltsstrompreise sind im Jahresdurchschnitt gegenüber 2010 um 1,54 ct/kWh (6,5 Prozent) auf 25,23 ct/kWh angestiegen (bei Verbrauch von 3.500 kWh/Jahr und inkl. Steuern und Abgaben). Dieser Trend setzte sich auch in den ersten Monaten des

Jahres 2012 weiter fort (April 2012: 25,54 ct/kWh). (BDEW) Von den Strompreissteigerungen zwischen 1998 und 2012 entfällt ein erheblicher Teil auf den Anstieg der EEG-Umlage.

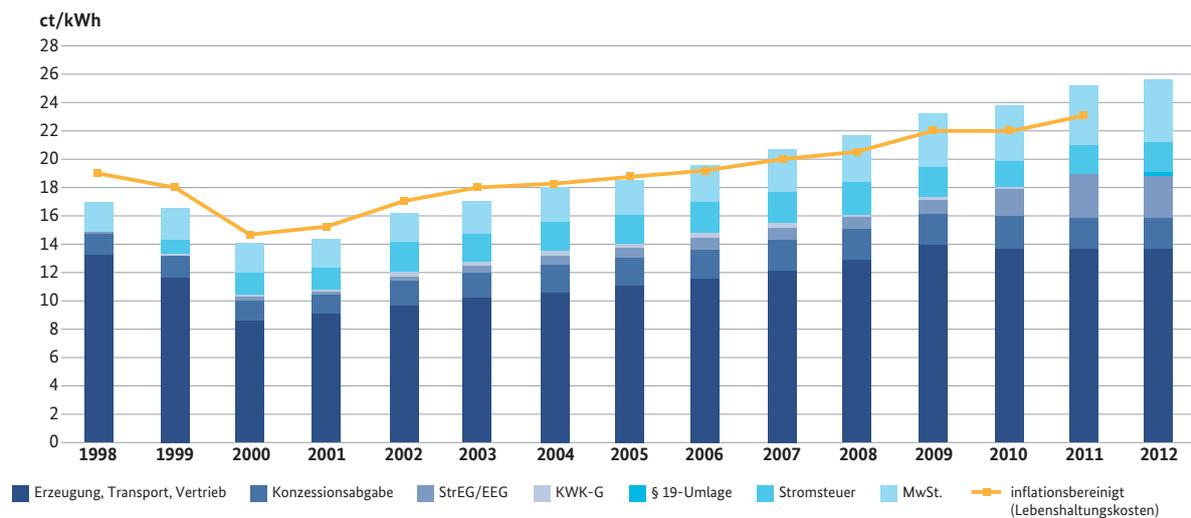
Auch inflationsbereinigt stiegen die Strompreise seit 1998 an; der Anstieg verlief in dieser Betrachtung jedoch deutlich moderater. (Abbildung 41)

Abbildung 40: Strompreise auf dem EEX-Terminmarkt (EEX 2012);
ermittelt als Monatsmittelwerte



Quelle: Phelix-Futures, Baseload, Year Future

Abbildung 41: Strompreise für Haushaltskunden



Quelle: BDEW

Für Gewerbe- und Industriekunden, die nicht unter entsprechende Ausnahmetatbestände fallen (vgl. auch Kapitel 11.2.1), entwickelten sich Steuern, Abgaben und sonstige staatlich beeinflusste Preisbestandteile ähnlich wie bei den Haushaltskunden. Die EEG-Umlage trug erheblich zu Preiserhöhungen bei diesen Endverbrauchern bei. Die Netzentgelte sowie die KWK-Umlage sanken in 2011.

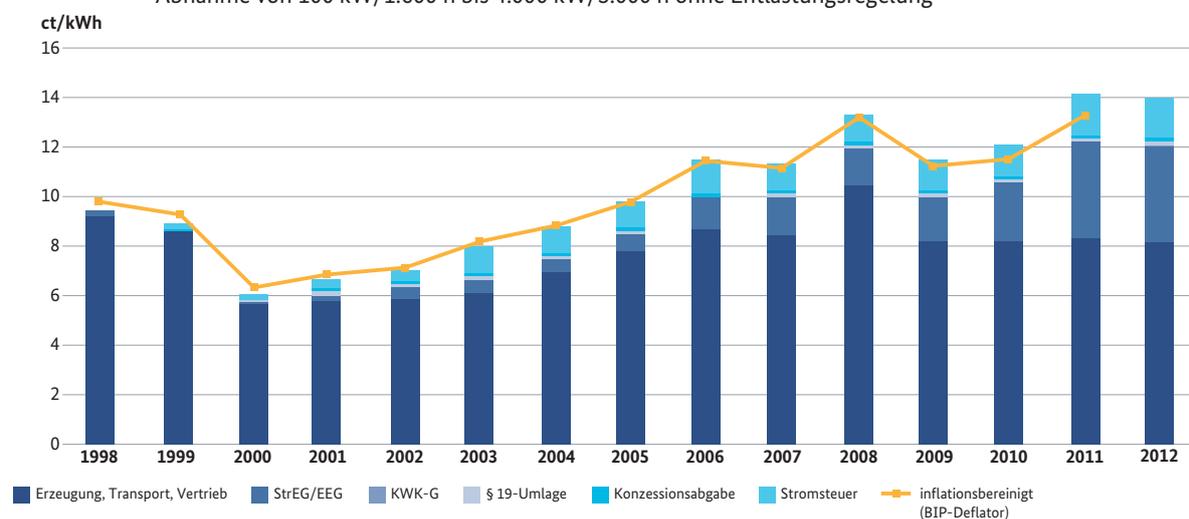
Die Strompreise für nicht-begünstigte Gewerbe und Industrie sind im Jahresdurchschnitt gegenüber 2010 um 1,97 ct/kWh (16,3 Prozent) auf 14,04 ct/kWh angestiegen (mittelspannungsseitige Versorgung mit einem Abnahmeband von 100 kW/1.600 h bis 4.000 kW/5.000 h). Anfang 2012 ging dieser Wert wieder leicht zurück (April 2012: 13,87 ct/kWh). Für von der Stromsteuer ausgenommene Betriebe stiegen die Preise 2011 um 1,66 ct/kWh (15,3 Prozent) auf 12,50 ct/kWh und sanken Anfang 2012 leicht auf 12,31 ct/kWh (April 2012) (BDEW). (Abbildung 42)

Werden inflationsbereinigte Preise betrachtet, so verlief der Preisanstieg auch in diesen Verbrauchssektoren seit 1998 deutlich moderater.

Die oben ausgewiesenen Strompreise für Gewerbe- und Industriekunden gelten jedoch nicht für stromintensive Unternehmen. Für dieses Verbrauchssegment gibt es keine statistischen Erhebungen. Große Stromverbraucher fallen, sofern die jeweiligen Kriterien erfüllt sind, unter verschiedene Entlastungsregelungen (vgl. auch Kapitel 11.2.1). Dementsprechend können die Strompreise für diese Abnehmer zum Teil deutlich niedriger ausfallen.

Um die Strompreise derartiger Abnahmefälle abzuschätzen, wird auf Berechnungen des Energiewirtschaftlichen Instituts (EWI) zurückgegriffen. Diese bilden den Strompreis eines Unternehmens der stromintensiven Industrie anhand von statistischen Daten über die Entwicklung der einzelnen Strompreiskomponenten nach. Die Abschätzung der Strompreisentwicklung eines großen stromintensiven Industriekunden erfolgt unter der Annahme eines jährlichen Stromverbrauchs von 330.000 MWh, was dem durchschnittlichen Verbrauch von Betrieben des Wirtschaftszweiges Roheisen und Stahl entspricht (zu den Annahmen und Details der Berechnungen vgl. EWI 2012).

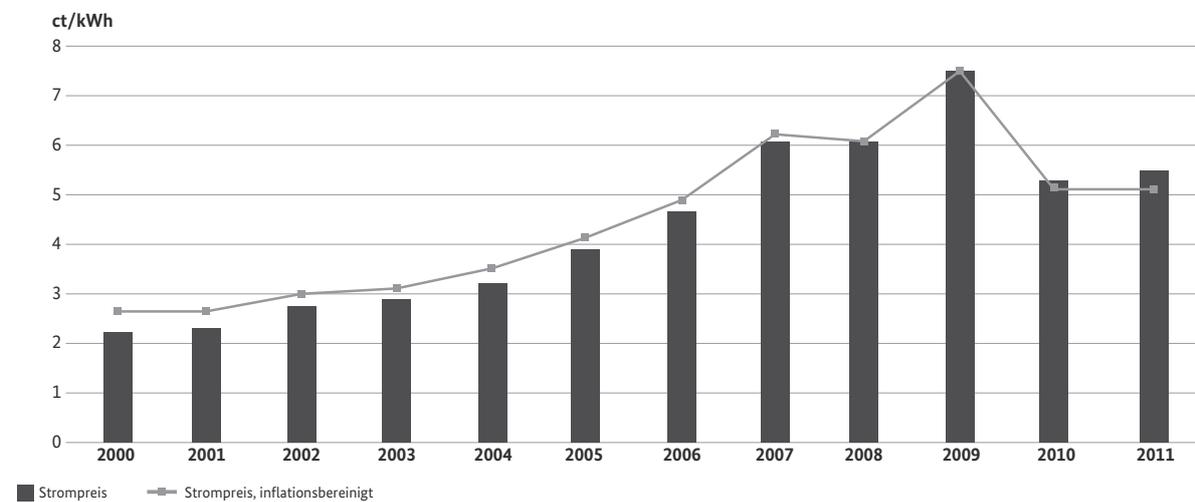
Abbildung 42: Strompreise für Gewerbe- und Industriekunden, Abnahmefall für Mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme von 100 kW/1.600 h bis 4.000 kW/5.000 h ohne Entlastungsregelung



Da ein Stromkunde mit einem Verbrauch in dieser Höhe seinen Strom in der Regel direkt am Großhandelsmarkt (oder mittels Verträgen, die eng an die Entwicklungen im Großhandelsmarkt angebunden sind) beschafft, an der Höchstspannungsebene des Stromnetzes angeschlossen ist und allen Ausnahmeregelungen bezüglich Steuern und Abgaben unterliegt, kann die hier dargestellte Strompreisentwicklung auch für Stromkunden mit einem Stromverbrauch oberhalb von 330.000 MWh herangezogen werden. In der Realität können die Strompreise von Großverbrauchern selbstverständlich von diesen berechneten Schätzergebnissen abweichen. (Abbildung 43)

Demnach sind die Strompreise für Großabnehmer in 2011 nominal um 0,1 ct/kWh auf 5,5 ct/kWh gestiegen und inflationsbereinigt leicht gesunken. Gegenüber dem Jahr 2000 beträgt der nominale Anstieg ca. 136 Prozent. Gegenüber dem Hochpreisjahr 2009 sind sie um ca. 2 ct/kWh beziehungsweise 27 Prozent gesunken.

Abbildung 43: Strompreis für stromintensive Industriekunden 2000–2011



Quelle: nach Frontier/EWI (2010), EWI (2012)

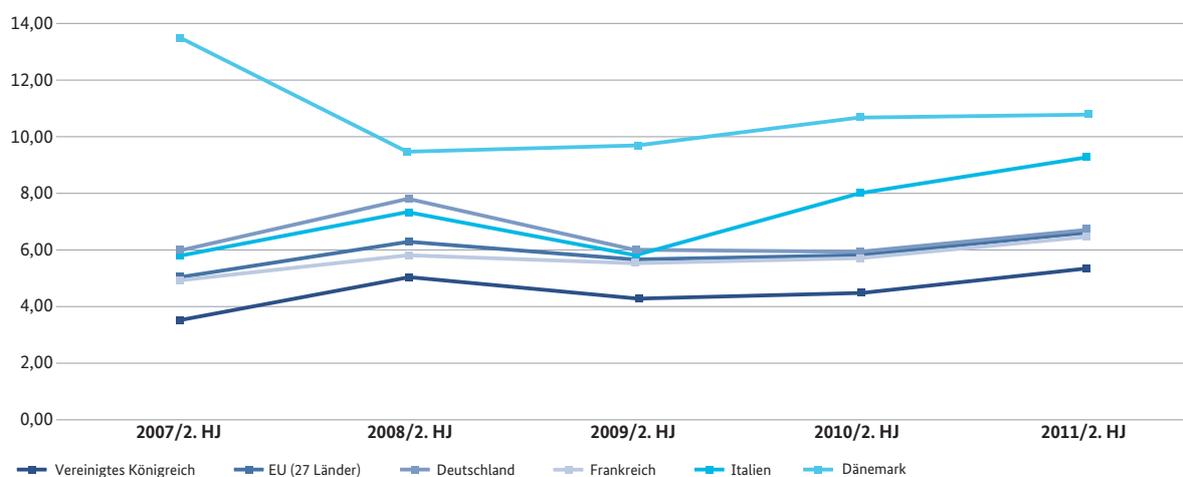
11.2 Europäischer Energiepreisvergleich

Im europäischen Vergleich liegen die Haushaltsgaspreise in Deutschland im Mittelfeld. Während beispielsweise in Dänemark mit 10,9 ct/kWh fast doppelt so hohe Gaspreise gezahlt werden wie in Deutschland (6,40 ct/kWh), liegen die Haushaltspreise im Vereinigten Königreich mit etwa 5 ct/kWh noch deutlich unter

den deutschen Preisen. Diese liegen in etwa auf dem Niveau des Mittelwerts der EU-27-Länder.

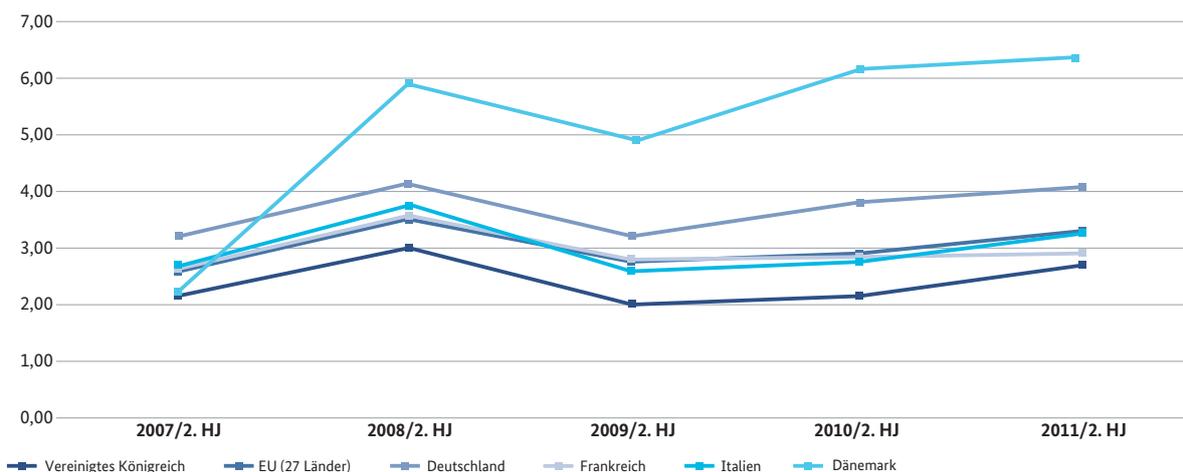
Ähnlich fällt der europäische Vergleich bei den Gaspreisen für Gewerbe und Industrie (ohne MWSt.) aus. Auch in diesem Kundensegment liegen die Preise insbesondere in skandinavischen Ländern wie Dänemark mit über 6,3 ct/kWh höher als in Deutschland

Abbildung 44: Europäische Erdgaspreise für private Haushalte



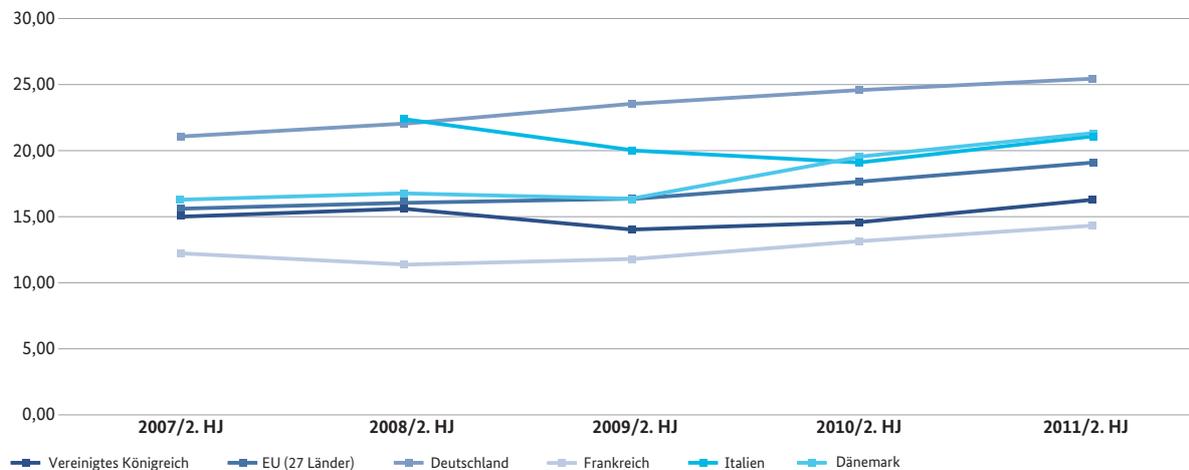
Quelle: Eurostat 2012a

Abbildung 45: Europäischer Energiepreisvergleich Erdgas Industrie



Quelle: Eurostat 2012

Abbildung 46: Europäische Strompreise für private Haushalte

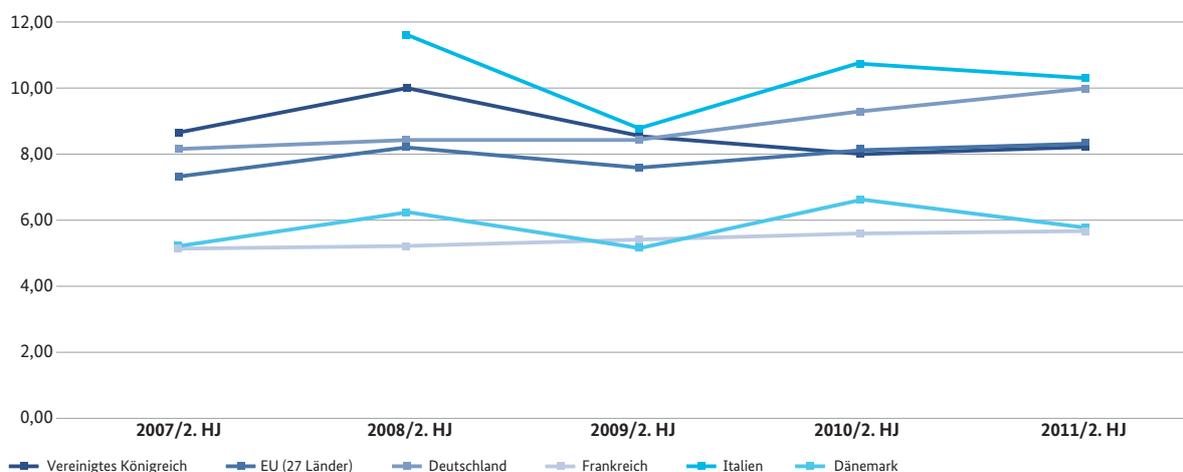


Quelle: Eurostat 2012b

(4,1 ct/kWh). Insbesondere im Vereinigten Königreich werden von gewerblichen Abnehmern erheblich niedrigere Preise gezahlt. Die deutschen Preise liegen leicht über dem europäischen Mittel. Generell ist vor dem Hintergrund der Entwicklungen auf den internationalen Märkten in den vergangenen Jahren in allen hier betrachteten Ländern ein steigender Preistrend beim Industriegas festzustellen. Die deutschen Haushaltsstrompreise sind im europäischen Vergleich hoch. In Frankreich liegen die Strompreise auf einem Niveau von um 14 ct/kWh und damit um 44 Prozent unter dem Wert von Deutschland. Auch der Preisdurchschnitt der EU-27-Länder liegt deutlich unter den deutschen Preisen.

Bei den Strompreisen für mittelgroße Industrie- und Gewerbetunden (Verbrauch 70.000 bis 150.000 MWh/a) weist Deutschland im europäischen Vergleich hohe

Werte aus. Diese Werte lassen sich jedoch auch aufgrund der Ausnahmeregelungen auf besonders stromintensive Unternehmen nicht übertragen. Für einen internationalen Strompreisvergleich für industrielle Großabnehmer liegen keine amtlichen Daten vor. Wie oben auf Basis der Berechnungen von Frontier/EWI (2010) sowie EWI (2012) gezeigt, können etwa die Strompreise von Betrieben mit jährlichem Stromverbrauch von 330.000 MWh oder darüber um ca. die Hälfte niedriger liegen als die hier dargestellten Strompreise für mittelgroße Industrie- und Gewerbetunden. Hierzu trägt unter anderem die weitgehende Befreiung von der EEG-Umlage bei. Es ist davon auszugehen, dass nicht nur in Deutschland, sondern auch im Ausland die Strompreise für stromintensive Unternehmen deutlich unter denen für mittelgroße Industrie- und Gewerbetunden liegen.

Abbildung 47: Entwicklung der Strompreise für mittelgroße Industrie- und Gewerbetunden

Die deutschen Preise für Benzin-Super- und Diesel-Kraftstoffe, für die vergleichbare Daten auf Ebene der EU-Mitgliedstaaten vorliegen, liegen im europäischen Mittel. Beim leichten Heizöl weist Deutschland ein vergleichsweise günstiges Preisniveau auf.

11.2.1 Entlastungsregelungen für die Wirtschaft

Im Vergleich zu vielen anderen Staaten sind die Energiepreise in Deutschland relativ hoch. Zur Sicherung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sieht das Energie- und Stromsteuerrecht für sie teilweise Entlastungen von staatlich reglementierten Kosten vor, die zum Teil in anderen Staaten so nicht anfallen. Diese Entlastungen dienen der Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen beziehungsweise von Wettbewerbsnachteilen und tragen dazu bei, den Industriestandort Deutschland und die Wertschöpfungsketten zu erhalten.

Auch wird der schienengebundene Verkehr durch Ausnahmeregelungen begünstigt. Mit den Entlastungen bei der Energie- und Stromsteuer (siehe Tabelle 9) ist jedoch keine Umverteilungswirkung innerhalb der Stromabnehmer und folglich auch kein strompreistreibender Effekt verbunden.

Darüber hinaus wurden das verarbeitende Gewerbe sowie Unternehmen des schienengebundenen Verkehrs im Jahr 2011 beim EEG, beim KWKG sowie bei den Netzentgelten in einem Umfang von ca. 4,5 Mrd. Euro entlastet. Das Entlastungsvolumen hat seit 2005 vor allem aufgrund der steigenden Umlagen kontinuierlich zugenommen. (siehe Tabelle 10)

In der Konzessionsabgabenverordnung vom 09.01.1992 werden bestimmte Höchstbeträge für die Höhe der Konzessionsabgabe bei der Belieferung von Tarifkunden festgelegt. Diese Regelungen haben seitdem Bestand. Die Regelungen zu den Umlagen (EEG, KWKG, Netzentgelte) wurden in den vergangenen Jahren fortentwickelt.

Die Ausnahmen bei den Umlagen (EEG, KWKG, Netzentgelte) führen bei den nicht begünstigten Verbrauchern zu Strompreiserhöhungen. Dieser Effekt lässt sich am Beispiel der EEG-Umlage wie folgt beziffern: Durch die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) des EEG wurden für das Jahr 2011 insgesamt 603 Unternehmen mit einer Verbrauchsmenge von 85,118 TWh weitgehend von der EEG-Umlage befreit. Ohne die Entlastung durch die BesAR wäre die EEG-Umlage im Jahr 2011 um 0,6 ct/kWh niedriger ausgefallen („Fiktive EEG-Umlage ohne BesAR“, siehe Tabelle 11, Seite 96).

Tabelle 9: Mindereinnahmen durch Entlastungen bei der Energie- und Stromsteuer

	(Mio. Euro)			
	2009	2010	2011	2012
Energiesteuerbegünstigung für bestimmte Prozesse und Verfahren	586	590	625	630
Energiesteuerbegünstigung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft	317	318	150	150
Energiesteuerbegünstigung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes in Sonderfällen (Spitzenausgleich)	146	173	195	220
Stromsteuerbegünstigung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft	2.200	2.200	830	1.100
Stromsteuerbegünstigung für bestimmte Prozesse und Verfahren	367	393	530	580
Stromsteuerbegünstigung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes in Sonderfällen (Spitzenausgleich)	1.758	1.766	2.050	2.080

Quelle: 23. Subventionsbericht der Bundesregierung, S. 63–65

Tabelle 10: Entlastungsregelungen der Wirtschaft bei EEG, KWKG, Netzentgelten und Regelung zur Konzessionsabgabe

	(in Mrd. Euro)							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
EEG Besondere Ausgleichsregelung	0,345	0,485	0,630	0,759	0,740	1,455	2,736	2,715
EEG Eigenstromprivileg	0,279	0,295	0,379	0,414	0,477	0,754	1,521	1,600
KWKG Ermäßigung (Großverbraucher)	0,267	0,235	0,172	0,118	0,107	0,063	0,008	0,004
KWKG Ermäßigung (energieintensive Industrie)	0,103	0,092	0,076	0,060	0,052	0,040	0,018	0,020
Netzentgelte (atypische Nutzer)						0,137	0,163	0,140
Netzentgelte (energieintensive Industrie)			0,034	0,026	0,027	0,033	0,220	0,300
Konzessionsabgabe						3,5	3,6	3,6

Tabelle 11: Entlastungsregelung aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung nach § 40 ff EEG

Jahr	Inanspruchnahme der BesAR	Fiktive EEG-Umlage ohne BesAR	Tatsächliche EEG-Umlage	Erhöhung der EEG-Umlage
	GWh		ct/kWh	
2012**	85.000	2,964	3,59	0,628
2011	85.118	2,61	3,21*	0,6
2010	80.665	1,94	2,33*	0,39
2009	65.023	1,14	1,31	0,17
2008	77.991	0,98	1,15	0,17
2007	72.050	0,82	0,96	0,14
2006	70.161	0,74	0,85	0,11

Datengrundlage: EEG-Jahresabschlussrechnungen der ÜNB

* Ist-Werte bei jahresscharfer Abrechnung, die Prognosen der ÜNB waren zunächst von 2,05 ct/kWh (2010) beziehungsweise 3,53 ct/kWh (2011) ausgegangen

** Grundlage der Berechnung ist u. a. die Annahme der ÜNB, dass die BesAR 2012 in einem Umfang von etwa 85.000 GWh in Anspruch genommen wird. Diese stützt sich auf ein Gutachten der Prognos AG für die ÜNB, abrufbar unter http://www.eeg-kwk.net/de/file/Letzterverbrauch_2012_111012.pdf und entspricht in etwa den vom BAFA ermittelten Daten.

11.3 Energiekosten

Die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Energieversorgung ist eine der Voraussetzungen, um die Wettbewerbsfähigkeit des Standortes Deutschland auch langfristig zu sichern und die Kostenbelastung der Haushalte beherrschbar zu halten.

Die überwiegend gestiegenen Energiepreise haben 2011 die Energiekostenbelastung der Endverbraucher in Deutschland sowie der deutschen Volkswirtschaft insgesamt erhöht.

11.3.1 Haushalte

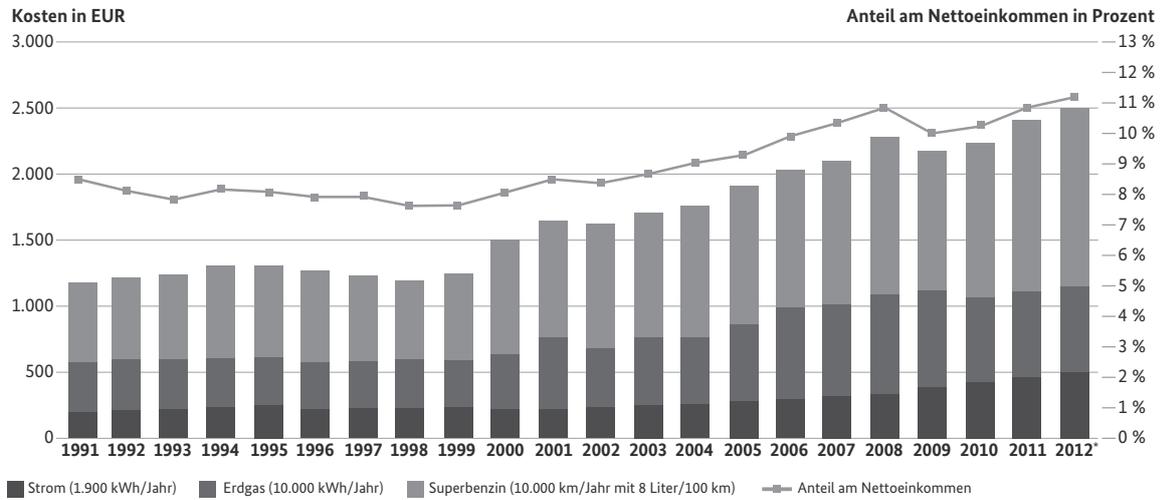
Die Energiekosten für Haushalte sind in den letzten Jahren deutlich angestiegen. Gleichzeitig hat sich zwar das Einkommen erhöht, aber auch gemessen am Haushaltsnettoeinkommen zeigt sich insbesondere seit dem Jahr 2000 eine spürbare Steigerung, die je nach Haushaltsgröße unterschiedlich stark ausfällt.

Die Energiekostenentwicklung von privaten Haushalten wird auf Basis definierter Musterhaushalte dargestellt.

Die gesamten Energiekosten (Strom, Wärme, Verkehr) eines durchschnittlichen Ein- beziehungsweise Vier-Personen-Haushalts erhöhten sich von 2.217 (2010) auf 2.390 €/a (2011) (Ein-Personen-Haushalt) beziehungsweise von 3.611 auf 3.932 €/a (Vier-Personen-Haushalt). Gemessen an ihrem Anteil am Haushaltsnettoeinkommen sind sie 2011 (gegenüber dem Vorjahr) von 10,4 auf 10,9 Prozent (Ein-Personen-Haushalt) beziehungsweise von 6,9 auf 7,3 Prozent (Vier-Personen-Haushalt) gestiegen. Bei einem Vier-Personen-Haushalt betrug der Anteil der Stromkosten an diesen Kostensteigerungen 25 Prozent, der Anteil der Gaskosten 20 Prozent und der Anteil der Kraftstoffkosten 55 Prozent.

Vorläufigen Angaben zufolge setzt sich der Anstieg der Energiekosten unabhängig von der Haushaltsgröße auch in 2012 fort. Er fällt jedoch geringer aus als im Vorjahr.

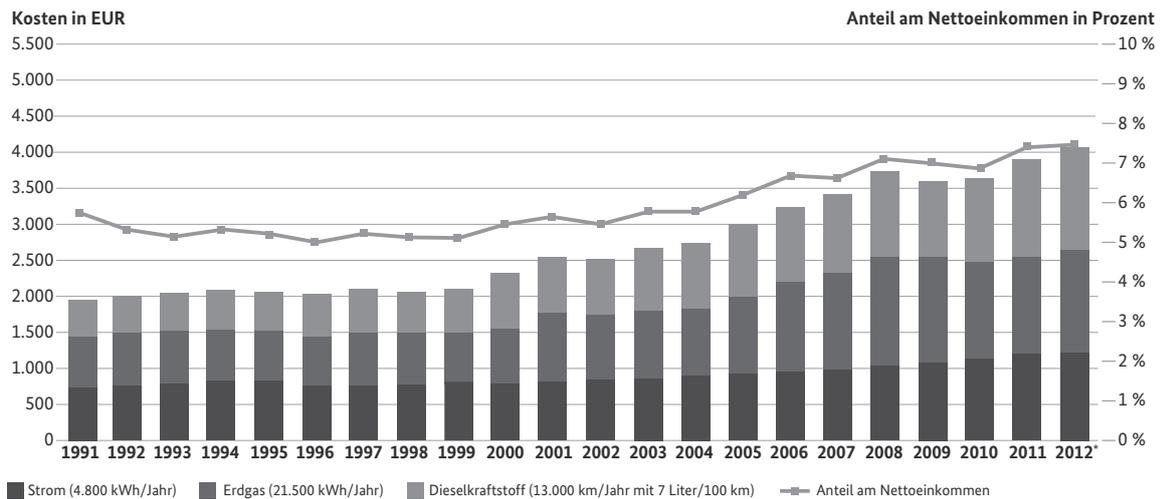
Abbildung 48: Jährliche Energiekosten und Energiekostenanteile am Nettoeinkommen
Ein-Personen-Musterhaushalt



* 2012: Annahme

Quelle: BMWi

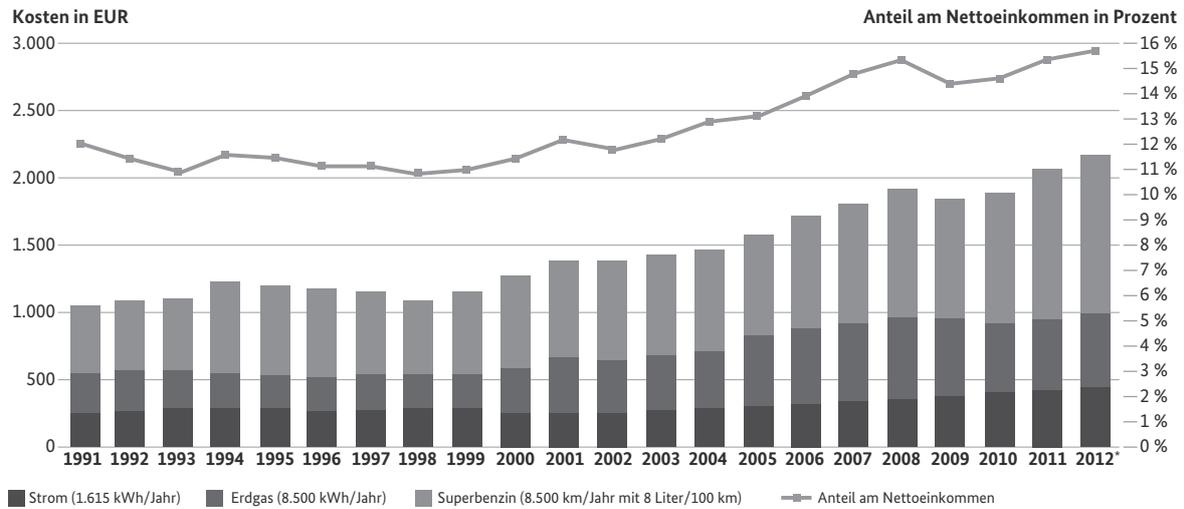
Vier-Personen-Musterhaushalt



* 2012: Annahme

Quelle: BMWi

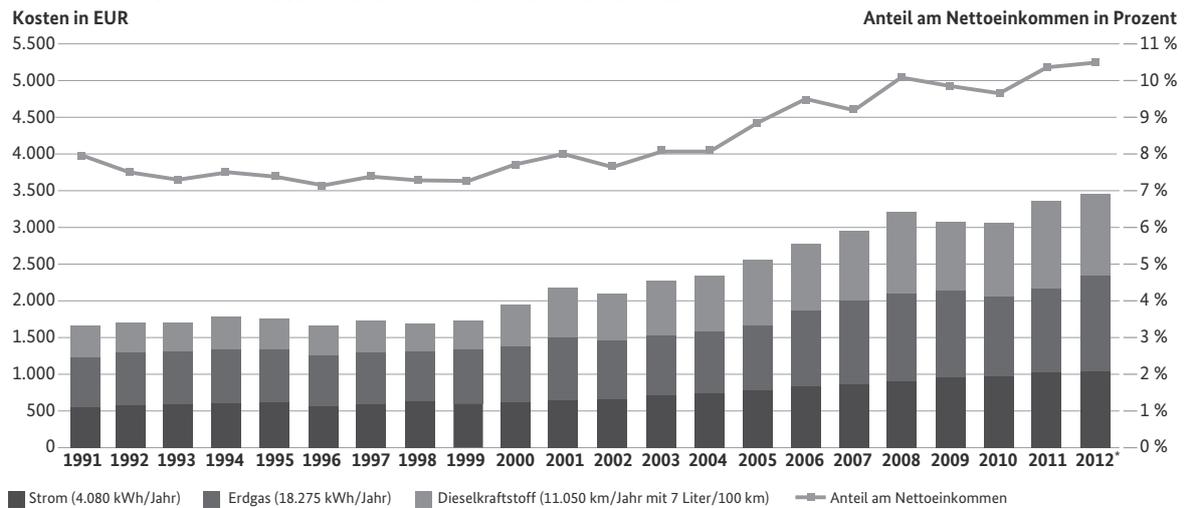
Abbildung 49: Jährliche Energiekosten und Energiekostenanteile am Nettoeinkommen bei einem einkommensschwachen Ein-Personen-Musterhaushalt



* 2012: Annahme

Quelle: BMWi

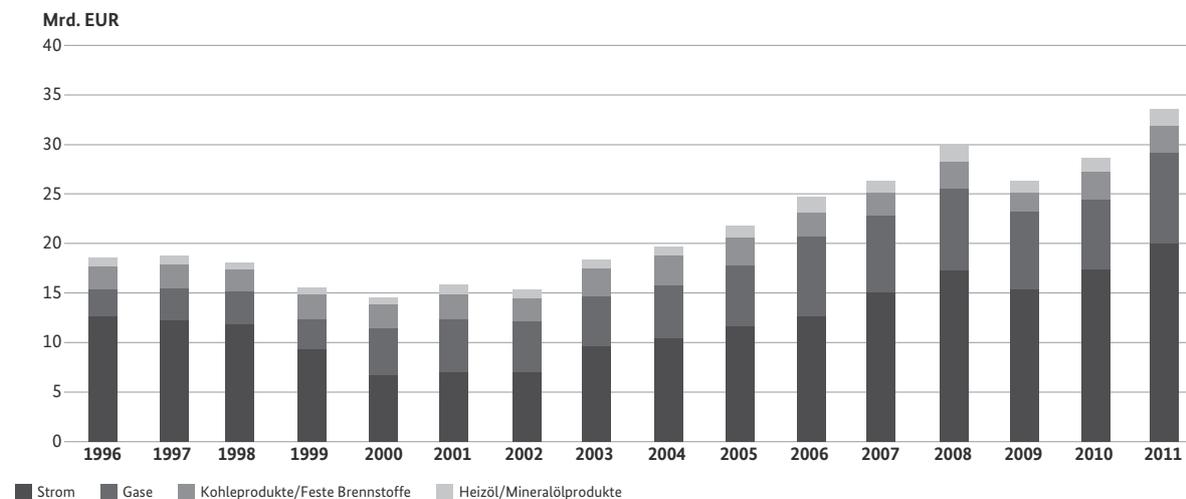
Abbildung 50: Jährliche Energiekosten und Energiekostenanteile am Nettoeinkommen bei einem einkommensschwachen Vier-Personen-Musterhaushalt



* 2012: Annahme

Quelle: BMWi

Abbildung 51: Entwicklung der Energiekosten in der Industrie



Quelle: BMWi auf der Basis von AGEB und Stat. Bundesamt

Legt man das Nettoeinkommen einkommensschwacher Haushalte zu Grunde (d.h. 60 Prozent des Durchschnittseinkommens) und unterstellt man wie von vorliegenden Studien ermittelt einen leicht geringeren Energieverbrauch als in Durchschnittshaushalten (minus 15 Prozent; Quelle: ifeu, ISOE (2009)), so haben sich die gesamten Energiekosten (anteilig) 2011 von 14,7 auf 15,4 Prozent (Ein-Personen-Haushalt) beziehungsweise von 10,0 auf 10,6 Prozent (Vier-Personen-Haushalt) gegenüber dem Vorjahr erhöht.

Auch diese Anteile sind nach vorläufigen Angaben in 2012 weiter angestiegen, wenn auch die Kostenzunahme geringer ausfiel als im Jahr 2011.

Bei der Betrachtung der Musterhaushalte wird ein konstanter Energieverbrauch unterstellt. Die tatsächliche Energiekostenbelastung von Haushalten ist von zahlreichen Faktoren abhängig, die – wie die Witterung – zum Teil exogen gegeben sind und zum anderen Teil von den Haushalten selbst beeinflusst werden können, beispielsweise durch Energieeinsparungen oder Wechsel von Energieanbietern beziehungsweise -tarifen.

11.3.2 Industrie

Die Energiebezugskosten der Industrie in Deutschland sind angesichts der geschilderten Preissteigerungen sowie einer erhöhten Nachfrage unter anderem in Folge des Wirtschaftswachstums 2011 stark angestiegen. Die Kostenzunahme betrug mehr als 3 Mrd. Euro beziehungsweise über 10 Prozent. Der Stromkostenanteil an den gesamten Industrie-Energiekosten ist gegenüber 1996 (Beginn der Zeitreihe) leicht zurückgegangen.

Die Energiekostenbelastung ausgewählter Wirtschaftszweige, gemessen als Energiekostenanteil am Bruttoproduktionswert, ist für 2010 in Tabelle 12 dargestellt. Im Durchschnitt lag die Energiekostenbelastung im Verarbeitenden Gewerbe bei 2,14 Prozent und damit etwas niedriger als in 2009, aber höher als in den übrigen Vorjahren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die hier dargestellten Energiekostenanteile für eine relativ grobe Wirtschaftszweigklassifikation berechnet wurden; in enger definierten Subsektoren können die Anteile deutlich höher oder aber niedriger ausfallen.

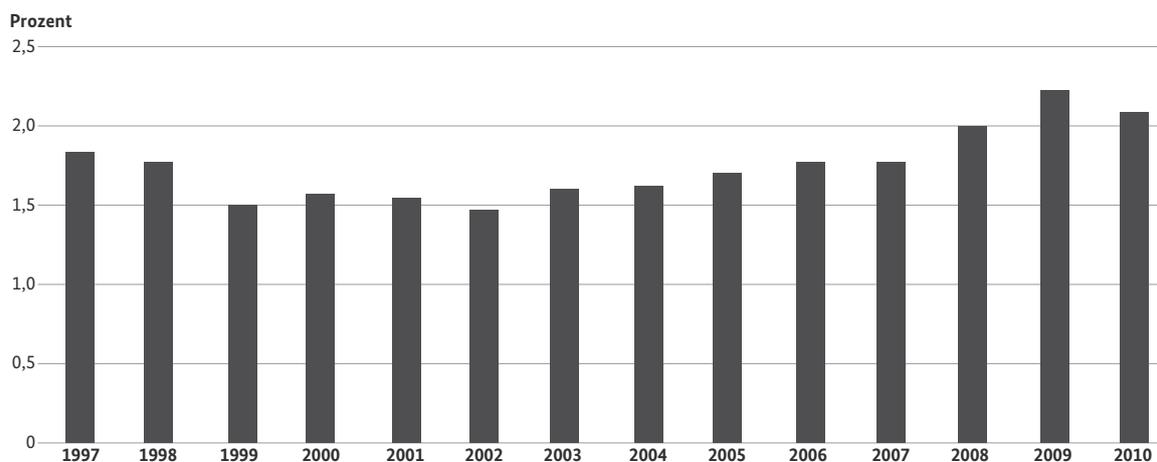
Insbesondere im Bereich Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden sowie im Papiergewerbe und im Glasgewerbe einschließlich Keramik liegen in Einzelsektoren höhere Energiekostenanteile vor, die zum Teil deutlich über 10 Prozent reichen.

Tabelle 12: Energiekostenbelastung ausgewählter Wirtschaftszweige

	Anteil am Bruttoproduktionswert 2010 (in %)	Anteil an Bruttowertschöpfung 2010 (in %)
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	6,3	18,3
Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	9,3	26,1
Kohlenbergbau, Torfgewinnung	5,6	20,8
Gewinnung von Erdöl und Erdgas	2,4	5,5
Verarbeitendes Gewerbe	2,1	7,5
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	7,3	22,7
Metallerzeugung und -bearbeitung	7,1	38,1
Papiergewerbe	6,6	28,0
Chemische Industrie	4,8	19,4
Holzgewerbe (ohne H. v. Möbeln)	3,7	16,0
Textilgewerbe	3,7	12,5
Ernährungsgewerbe	2,5	13,1
H. v. Metallerzeugnissen	2,2	6,1

Quelle: Statistisches Bundesamt, BMWi

Abbildung 52: Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert im Verarbeitenden Gewerbe



Quelle: Statistisches Bundesamt, BMWi

11.3.3 Volkswirtschaft

Die Gesamtkosten für die Primärenergiebereitstellung in Deutschland lagen 2011 bei rund 125 Mrd. Euro. Sie waren damit um 22 Prozent (22,6 Mrd. Euro) höher als im Jahr 2010. Das nominale Bruttoinlandsprodukt in 2011 stieg um 3,8 Prozent (real um 3 Prozent). Der Anteil der Energiekosten am BIP erhöhte sich gegenüber 2010 um 0,8 Prozentpunkte auf 4,9 Prozent.

Für den gesamten Endenergieverbrauch ergab sich 2011 eine Kostenbelastung von 332,2 Mrd. Euro – ein Anstieg von 10,3 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Der Anteil der (End-) Energieausgaben am BIP stieg von 12,7 Prozent auf 13,7 Prozent.

11.4 Wettbewerbsfähige Energiepreise und -kosten

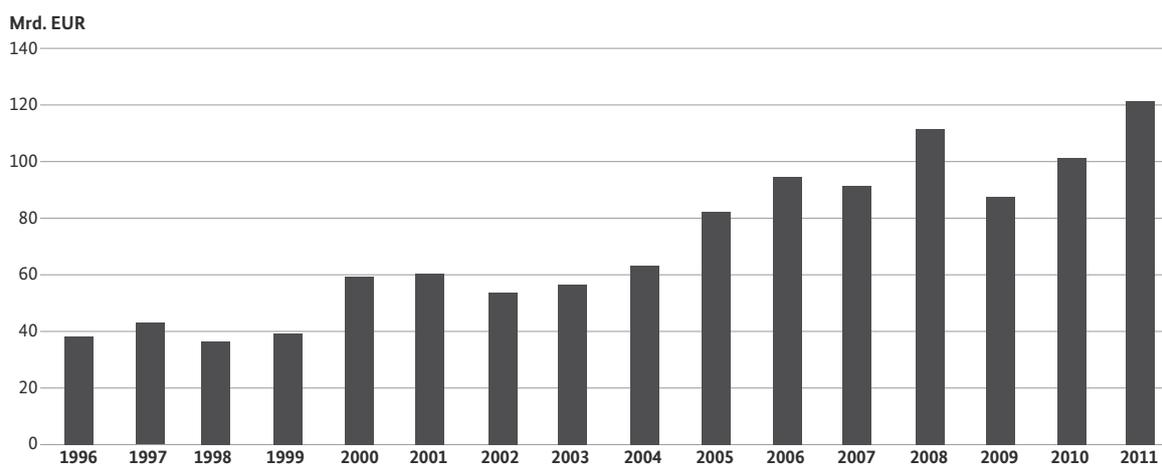
Es ist notwendig, faire Bedingungen im europäischen und auch globalen Wettbewerb für in Deutschland produzierende Unternehmen zu schaffen (level playing field).

Zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit für stromintensive Unternehmen bestehen umfassende Regelungen. Sie wurden zum Teil erweitert und ergänzt. Zum Ausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen sind im Energie- und Klimafonds Mittel

in Höhe von bis zu 500 Millionen Euro sowie gegebenenfalls auch aus dem Bundeshaushalt vorgesehen. Darüber hinaus wurde die Besondere Ausgleichsregelung im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zur Entlastung energieintensiver Unternehmen flexibler und großzügiger ausgestaltet.

Die beihilferechtliche Genehmigung für den Spitzenausgleich bei der Energie- und Stromsteuer läuft Ende des Jahres 2012 aus. Nach dem Energiekonzept soll Unternehmen des Produzierenden Gewerbes der Spitzenausgleich bei der Energiesteuer und der Stromsteuer ab dem Jahr 2013 nur noch gewährt werden, wenn diese Effizienzanforderungen erfüllen. Diesem Auftrag ist die Bundesregierung mit dem am 1. August 2012 vom Bundeskabinett beschlossenen Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes nachgekommen. In dem Gesetzentwurf werden jährliche Energieeffizienzziele für die Wirtschaft festgelegt. Darüber hinaus sollen die Unternehmen den Spitzenausgleich künftig nur noch erhalten, wenn sie Energie- oder Umweltmanagementsysteme einführen. Die Bundesregierung geht mit diesen neuen Anforderungen über die bislang geltenden Voraussetzungen für den Spitzenausgleich hinaus. Sie geht davon aus, dass die Unternehmen für den Erhalt des Spitzenausgleichs ab dem Jahr 2013 ihre Effizienzanstrengungen im Vergleich zum Basiszeitraum 2007 bis 2012 steigern müssen.

Abbildung 53: Entwicklung der Kosten für die Primärenergiebereitstellung in Deutschland



Quelle: BMWi; eigene Berechnungen auf Basis der AG Energiebilanzen

Zur Stärkung des Wettbewerbs auf den Energiemärkten haben der Deutsche Bundestag und der Bundesrat ein Gesetz zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas sowie einer Markttransparenzstelle für Kraftstoffe beschlossen. Angestrebt ist die Aufnahme der Tätigkeit der beiden Markttransparenzstellen im Jahr 2013. Mit der Einrichtung der Markttransparenzstellen wird das Ziel verfolgt, durch eine laufende Datenauswertung eine zeitnähere Aufdeckung von Marktmissbrauch zu ermöglichen. Zudem soll geprüft werden, ob beziehungsweise wie die von der Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas erhobenen Daten in den Monitoring-Prozess einfließen könnten. Bis die Markttransparenzstellen ihre Arbeit aufnehmen, können und werden die zuständigen Behörden bei Anhaltspunkten für eine unzulässige Preisbildung beim Großhandel mit Strom oder Gas sowie bei Kraftstoffen Einzelfälle aufgreifen und auf unerlaubtes Verhalten, etwa Marktmissbrauch, untersuchen.

Das gemeinsame Energie-Monitoring von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt zeigt, dass die mengenbezogene Lieferantenwechselquote 2011 über alle

Abnehmergruppen im Vergleich zum Jahr 2010 um 1,8 Prozentpunkte auf 11,3 Prozent gestiegen ist. Die anzahlbezogene Lieferantenwechselquote aller Abnehmer zeigt einen Anstieg um 1,6 Prozentpunkte auf 8 Prozent.

Neue Regelungen zur Stromkennzeichnung verbessern die Verlässlichkeit der Ausweisung von regenerativem Strom. Die Strom- und Gasrechnung enthält mehr Informationen zu Verbrauch und Aussagen zur Energieeffizienz. Im Falle eines Konflikts mit dem Energielieferanten können sich private Verbraucher an eine Schlichtungsstelle wenden. Intelligente Messgeräte und variable Stromtarife können Verbraucher dabei unterstützen, ihren Stromverbrauch zu steuern und aktiv am Markt teilzunehmen; hierfür wurden gesetzliche Grundlagen, insbesondere auch zum Schutz personenbezogener Daten geschaffen.

12. Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende

Zusammenfassung

Mit der Energiewende beschreitet Deutschland als erste große Industrienation einen Weg hin zu einer effizienten und umweltgerechten Energieversorgung.

Eine umfassende Evaluierung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende ist aufgrund der kurzen Umsetzungsperiode noch nicht möglich. Dennoch können die Effekte bisheriger energiepolitischer Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau erneuerbarer Energien erste Hinweise auf die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende geben. Teilindikatoren deuten an, dass die Energiewende vorteilhafte Wirkungen auf Innovation, Investitionen, Beschäftigung sowie durch die Vermeidung von Energieimporten und externen Kosten hat. Dem müssen die Wirkung steigender Strompreise und damit dämpfende Wirkungen auf den Konsum entgegengehalten werden.

Für eine gesamtwirtschaftliche Beurteilung müssen positive und negative Effekte der Energiewende identifiziert und – auch mit Blick auf ihre zeitliche Abfolge – saldiert werden. Solche tiefergehenden Analysen werden erst im Fortschrittsbericht 2014 sinnvoll vorgenommen werden können.

12.1 Der Energiesektor in der Volkswirtschaft

Die Energiewende wird die heutigen Energieversorgungsstrukturen in Deutschland langfristig grundlegend verändern. Zielsetzung ist, dass Deutschland bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen und steigendem Wohlstandsniveau eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt werden soll. Ein hohes Maß an Versorgungssicherheit, ein wirksamer Klima- und Umweltschutz sowie eine wirtschaftlich effiziente Energieversorgung sind wichtige Voraussetzungen dafür, dass Deutschland auch langfristig ein wettbewerbsfähiger Industriestandort bleibt.

Als wichtigster Vorleistungssektor erfüllt die Energiebranche eine zentrale Rolle innerhalb der deutschen Volkswirtschaft. Die ökonomische Relevanz des Energiesektors geht über den direkten Beitrag zu Beschäftigung und Wertschöpfung weit hinaus. Der Energiesektor ist unverzichtbarer Teil der integrierten Wertschöpfungsketten in Deutschland und bestimmt maßgeblich die Konkurrenzfähigkeit der Produktion von Grundstoffen (zum Beispiel chemische Erzeugnisse), Zwischenprodukten (zum Beispiel Metalle, Legierungen) bis hin zu den Endprodukten (zum Beispiel Maschinenbau, Anlagen). Die Zuverlässigkeit der Energieversorgung und international wettbewerbsfähige Energiekosten sind deshalb unverzichtbare Voraussetzungen für einen wettbewerbsfähigen Wirtschaftsstandort Deutschland.

12.2 Einordnung gesamtwirtschaftlicher Effekte

Die Energiewende ist jung. Eine belastbare gesamtwirtschaftliche Evaluation der bisherigen Entwicklungen und ergriffenen Maßnahmen im Rahmen dieses ersten Monitoring-Berichts ist allein schon wegen der kurzen Umsetzungsperiode nicht möglich. Aus wissenschaftlicher Perspektive müssten außerdem mittels Modellrechnungen Vergleiche der tatsächlichen Situation mit einer kontrafaktischen Situation (Referenz-Szenario) durchgeführt werden, um die spezifischen Effekte der Energiewende identifizieren zu können. Dabei bestehen methodische Probleme bei der Trennung politikgetriebener Entwicklungen von einer autonomen Entwicklung (z. B. durch Einsatz neuer Technologien).

Solche tiefergehenden Analysen stehen für diesen ersten Energie-Monitoring-Bericht nicht zur Verfügung und können erst im Rahmen des Fortschrittsberichts 2014 vorgenommen werden.

Der Umbau der Energieversorgung soll möglichst effizient vollzogen werden. Ein gesamtwirtschaftlicher Indikator, der belastbare Aussagen zu allen wesentlichen Kosten- und Nutzenaspekten der Energiewende liefert, liegt allerdings nicht vor. Deshalb werden in diesem Monitoring-Bericht verschiedene Hilfsindikatoren betrachtet, die eine erste – auf Teilaspekte begrenzte – Einschätzung der Entwicklung erlauben.

Forschungsbedarf für den Monitoring-Prozess

Um die gesamtwirtschaftlichen Effekte belastbar empirisch bewerten zu können, ist ein größerer zeitlicher Abstand für die Evaluierung der Entwicklungen nötig. Zudem muss die Analyse gesamtwirtschaftlicher Effekte umfassender mit Modellen angegangen werden. Dazu ist es notwendig, aussagekräftige Modelle zur Messung der Kosten und Nutzen der Energiewende einzusetzen sowie die ihnen zugrunde liegende Methoden kontinuierlich zu verbessern (zum Beispiel zur Darstellung einer kontrafaktischen Entwicklung, Identifikation von Investitionsmotiven). Die gesamtwirtschaftliche Analyse soll ein wesentlicher Bestandteil des für 2014 geplanten Fortschrittsberichts sein.

12.3 Kosten und Nutzen der Energiewende

Teilindikatoren können genutzt werden, um erste Hinweise zu gesamtwirtschaftlichen Effekten zu erhalten. Die gesamtwirtschaftlichen Kosten werden vor allem durch Verdrängungseffekte und Verlust an gesamtwirtschaftlicher Wertschöpfung unter anderem aufgrund von Preissteigerungen (siehe Kapitel 10) determiniert. Die gesamtwirtschaftlichen Nutzeneffekte hingegen setzen sich aus verschiedenen Teilaspekten wie dem Zugewinn an gesamtwirtschaftlicher Wertschöpfung sowie vermiedenen Kosten für Energieimporte, vermiedenen externen Kosten und verstärkten Innovationsimpulsen durch Forschung und Entwicklung zusammen.

Kosten

Die gestiegenen Energiepreise haben 2011 die Energiekostenbelastung der Endverbraucher in Deutschland sowie der deutschen Volkswirtschaft insgesamt erhöht. Dies führte unter anderem auch zu einem Kaufkraftentzug für die Endverbraucher, die damit weniger finanzielle Mittel für andere Konsumausgaben zur Verfügung hatten. Insgesamt lagen die Gesamtkosten für die Primärenergiebereitstellung in Deutschland im Jahr 2011 bei 125 Mrd. Euro (Gesamtkosten Endenergieverbrauch: 332,2 Mrd. Euro; siehe auch Kapitel 11.3.3).

Die Energiewende muss effizient umgesetzt werden, damit die Kosten des Umbaus so gering wie möglich gehalten werden. Dies ist Voraussetzung dafür, dass die Energiekosten bezahlbar sind und Deutschland auch langfristig ein wettbewerbsfähiger Standort bleibt. Zudem lassen sich die Chancen für Deutschland als Exportnation nur dann nutzen, wenn eine wettbewerbsfähige industrielle Basis für neue Technologien und Produkte und deren Vorprodukte vorhanden ist.

Nutzen durch vermiedene Energieimporte

Als rohstoffarmes Land importiert Deutschland heute ca. 69 Prozent der Primärenergieträger. Bei den wichtigsten Energieträgern Mineralöl, Erdgas und Steinkohle lagen die Netto-Importquoten 2011 bei 96, 86 und 79 Prozent. Aus makroökonomischer Sicht stellt dies jedoch kein gesamtwirtschaftliches Problem dar, weil Deutschland kein Leistungsbilanzdefizit aufweist. Durch die hohe Importabhängigkeit ist die deutsche Volkswirtschaft allerdings in erheblichem Maße den steigenden und oft schwankenden Weltmarktpreisen ausgesetzt. So mussten im Jahr 2011 Primärenergieträger für 89 Mrd. Euro eingeführt werden (Vergleich 2009: 60 Mrd. Euro; 2010: 74 Mrd. Euro), der bisherige Spitzenwert von 84 Mrd. Euro aus dem Jahr 2008 wurde damit überschritten.

Die im Energiekonzept formulierten Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz sowie zum Umstieg auf erneuerbare Energien tragen dazu bei, aktuelle und zukünftige Energiepreissteigerungen zu dämpfen. Dabei kann auf die bereits seit Mitte der 1990er Jahre erzielte Steigerung der Energieeffizienz und den Ausbau erneuerbarer Energien aufgebaut werden, durch

die in 2011 schätzungsweise Importe von ca. 25 Mrd. Euro vermieden wurden, wie sich aus Berechnungen unter anderem auf Basis des zweiten Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplans ergibt (Schlomann 2012). Allerdings spielt bei dieser Entwicklung unter anderem auch der Strukturwandel (Stärkung des Dienstleistungssektors) eine Rolle.

Nutzen durch Vermeidung externer Kosten

Eine der wichtigsten Nutzenkategorie der Energiewende ist die Vermeidung negativer externer Effekte, vor allem durch die Reduktion von Treibhausgasemissionen und Luftschadstoffen. Zu solchen negativen externen Effekten gehören beispielsweise die Kosten von Überschwemmungen und Ernteaussfällen (Klimawandel) oder die Kosten von Atemwegserkrankungen (Luftschadstoffe), aber auch weniger einfach zu quantifizierende Kosten wie etwa der Verlust von Biodiversität. Eine wissenschaftliche Beschäftigung mit den externen Effekten sowie Versuche ihrer Quantifizierung finden bereits seit mehreren Jahrzehnten statt. Wesentliche Abschätzungen zu CO₂-Vermeidungskosten und Schadenskosten wurden unter anderem im EU-geförderten NEEDS-Projekt (New Energy Externalities Developments for Sustainability, NEEDS 2009) durchgeführt. Die dort errechneten Werte variieren von nahe null bis zu mehreren hundert EUR/t CO₂ je nach gesetzten Annahmen. Das Umweltbundesamt geht nach eigenen Analysen hingegen von schätzungsweise 40 bis 120 EUR/t CO₂ aus und hat aufbauend auf diesen Werten Schätzwerte für die spezifischen Umweltschäden und CO₂-Kosten in Cent pro Kilowattstunde Strom je nach Energieträgern berechnet (Quelle, UBA 2012, BMU 2012). Unter Verwendung dieser Schätzwerte zeigt sich, dass durch den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor die externen Kosten der Strom- und Fernwärmeerzeugung deutlich zurückgegangen sind.

Insgesamt ist die geschätzte Bandbreite der externen Kosten groß. Sie werden allerdings teilweise durch bestehende Instrumente wie Steuern und Abgaben internalisiert.

Forschung und Entwicklung

Der Umbau des Energiesystems in Deutschland wird eine Vielzahl von derzeit nicht bekannten und auch nicht vorhersehbaren Fragestellungen aufwerfen, die nur auf der Basis soliden Wissens in kalkulierbaren Zeiträumen gelöst werden können. Die Forschung hat die wichtige Aufgabe, Vorsorge dafür zu treffen, dass hier alternative Lösungswege und -konzepte rechtzeitig zur Verfügung stehen. Durch die Förderung in der Energieforschung schafft die Bundesregierung die Basis, dass künftig eine breite Palette von Optionen bereitgestellt werden kann.

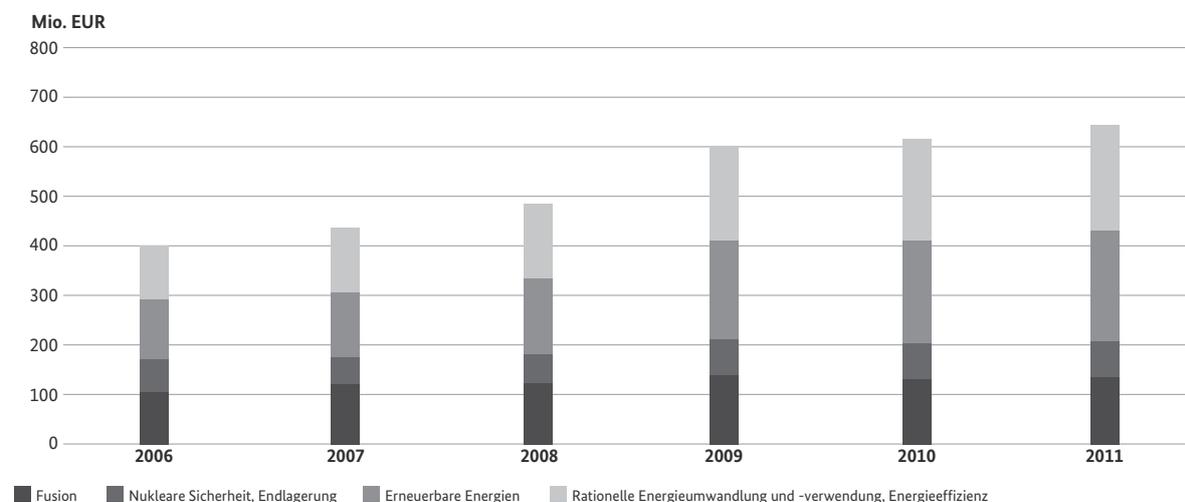
Einen zusammenfassenden energiespezifischen Indikator für die Innovationsimpulse, die von der Energiewende ausgehen, gibt es nicht. Durch die verstärkte Konzentration von Finanzmitteln auf den Forschungs- und Entwicklungsbereich wird jedoch die führende Position deutscher Unternehmen in den Technologiemärkten gestärkt. Daher können die öffentlichen Ausgaben für Energieforschung auch als Hinweis für Innovationsimpulse, die ausgelöst werden können, dienen.

Die Ausgaben des Bundes im Rahmen des 5. Energieforschungsprogramms wurden zwischen 2006 (401 Mio. Euro) und 2011 (647 Mio. Euro) um 61 Prozent gesteigert. Wesentliche Teile flossen in die beiden Forschungsbereiche Energieeffizienz und Erneuerbare Energien, deren Anteil an den gesamten Energieforschungsmitteln zwischen 2006 und 2011 von 57,5 auf 67,5 Prozent kontinuierlich gewachsen ist.

Auch durch die Einrichtung des Energie- und Klimafonds im Zuge der Energiewende sind die Forschungsausgaben des Bundes für Energieforschung ausgeweitet worden. Die zusätzlich bereitgestellten Mittel des Energie- und Klimafonds werden insbesondere zur Stärkung der anwendungsorientierten Projektförderung in den Bereichen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz sowie Elektromobilität eingesetzt.

Die öffentliche Forschungsförderung hat dabei eine wesentliche Hebelwirkung, die deutlich höhere private Forschungsinvestitionen auslösen kann. Außerdem werden durch die Forschungsförderung sowie durch die Förderung erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz Produktivitätsverbesserungen bei zahlreichen Technologien ermöglicht, die über eine autonome technische Entwicklung hinausgehen.

Abbildung 54: Ausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm



Quelle: BMWi

Für die Innovationskraft und damit auch für zukünftige Wettbewerbschancen der deutschen Unternehmen auf den „Clean Energy“-Leitmärkten der Zukunft sind Patentanmeldungen ein weiterer interessanter Frühindikator. Seit 2010 werden hierzu „Clean Energy Patents“ (CEP) beim europäischen Patentamt erhoben. Demnach gab es 2010 in Deutschland 5.609 solcher Patente, 2011 stieg die Anzahl auf 6.211. Mehr als die Hälfte aller beim Europäischen Patentamt unter „Clean Energy“ registrierten Patente wurden von Unternehmen aus nur fünf Staaten angemeldet. Seit 2007 war insbesondere bei den Patentneuanmeldungen aus Deutschland, Südkorea und auch China eine hohe Dynamik zu verzeichnen.

12.4 Investitionen

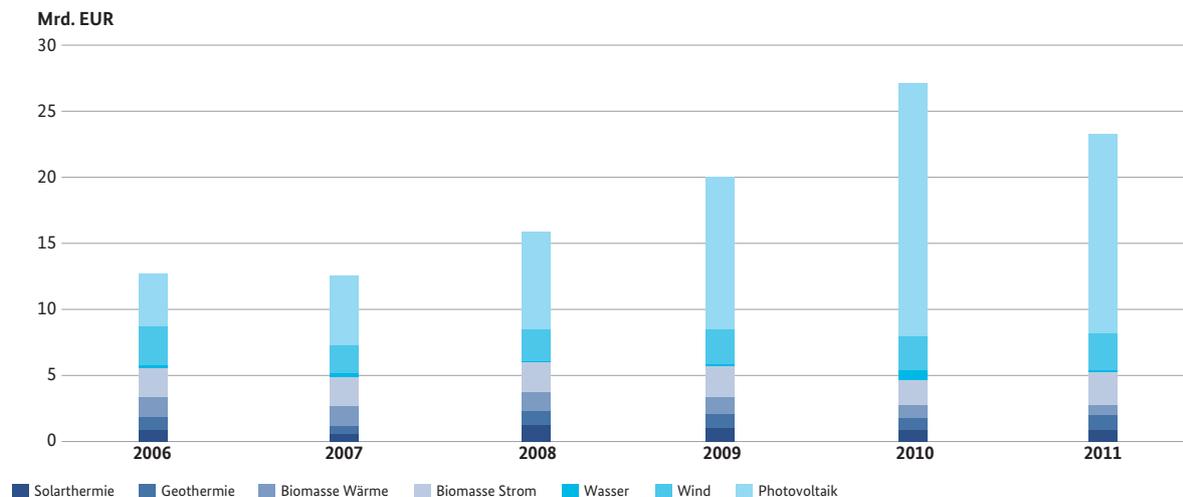
Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien sind Dreh- und Angelpunkt der Energiewende. Sie lösen weitere Investitionsimpulse zum Beispiel für die Netzinfrastruktur, im Bereich von Ersatzkraftwerken und beim Einsatz moderner Informations- und Telekommunikationstechnologien („smart grids“) aus. Für die gesamtwirtschaftliche Bewertung von Investitionen ist es notwendig, eine Differenzierung der Investitionsimpulse hinsichtlich der Zusätzlichkeit und

ggf. der Verdrängung alternativer Investitionen vorzunehmen.

Zusätzlich ausgelöste Investitionen können generell als wachstumsfördernd begriffen werden. Zusätzlichkeit kann beispielsweise angenommen werden, wenn politische Maßnahmen zur Überwindung ineffizienter Barrieren führen. Verdrängen hingegen die Investitionen in Energieeffizienz oder erneuerbare Energien andere Investitionen, bleibt der Umfang der gesamtwirtschaftlichen Nachfrage zunächst unverändert.

Für die Messung der Effekte der Energiewende muss zudem auf eine längerfristige Betrachtung gesetzt werden, da die Effekte zeitlich verzögert auftreten können (zum Beispiel läuft die Förderung erneuerbarer Energien über 20 Jahre; Investitionen im Gebäudebereich wirken sich über einen noch längeren Zeitraum aus). Aktuelle Daten und Analysen zu Investitionseffekten der Energiewende sind wegen der kurzen Umsetzungsfrist naturgemäß nur sehr begrenzt verfügbar. Die amtliche Statistik kann hierzu keine Angaben machen. Schätzungen im Bereich erneuerbarer Energien für das Jahr 2011 geben das Investitionsvolumen in Höhe von 22,9 Mrd. Euro an (Quelle: BMU 2012a).

Abbildung 55: Investitionen in erneuerbare Energien



Für den Bereich der Energieeffizienz liegen nur vereinzelt Angaben zur Höhe der jährlichen Investitionen in Deutschland vor. Nach den Evaluationen der verschiedenen KfW-Förderprogramme im Bereich energetische Sanierung und Neubau stiegen die KfW-induzierten zusätzlichen Investitionen in die energetische Gebäudesanierung und energetisch anspruchsvolle Neubauten in den Jahren 2009 und 2010 auf über 12 Mrd. Euro an (Quelle: KfW). 2011 entwickelt sich das Investitionsvolumen rückläufig, insbesondere das Investitionsvolumen im Programmteil „Energieeffizient Sanieren“ halbierte sich im Vergleich zu 2010 nahezu (3,9 Mrd. Euro in 2011 zu 7,0 Mrd. Euro in 2010).

Die für das Energiekonzept der Bundesregierung berechneten Energieszenarien weisen insgesamt bis 2050 jährliche Zusatzinvestitionen von bis zu 20 Mrd. Euro aus.

12.5 Beschäftigungseffekte

Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes ist die Zahl der direkt im Energiesektor beschäftigten Personen in Deutschland seit Jahren stetig rückläufig. Arbeiteten 1991 noch über 564 Tsd. Personen im deutschen Energiesektor (siehe Abbildung 56, S. 108), so waren es im Jahr 2000 ca. 300 Tsd. und 2011 nur noch 228 Tsd. (2010: 230 Tsd.). Hauptursache dafür ist die stark rückläufige Beschäftigung im heimischen Stein- und Braunkohlenbergbau. Mehr als die Hälfte der Beschäftigten sind aktuell im Elektrizitätsbereich tätig.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Energiesektor nach Definition des Statistischen Bundesamtes einzelne Wirtschaftszweige, nicht jedoch die vor- sowie nachgelagerten Bereiche umfasst. In weiteren Branchen (zum Beispiel Maschinenbau) ist ebenfalls ein energiewirtschaftlicher Bezug vorhanden, jedoch werden die Unternehmen gemäß ihres wirtschaftlichen Schwerpunktes nicht der Energiewirtschaft zugerechnet. Daher lässt sich auch der Bereich der erneuerbaren Energie und der dezentralen Erzeugung nicht eindeutig zuordnen.

Abbildung 56: Beschäftigte im konventionellen Energiesektor

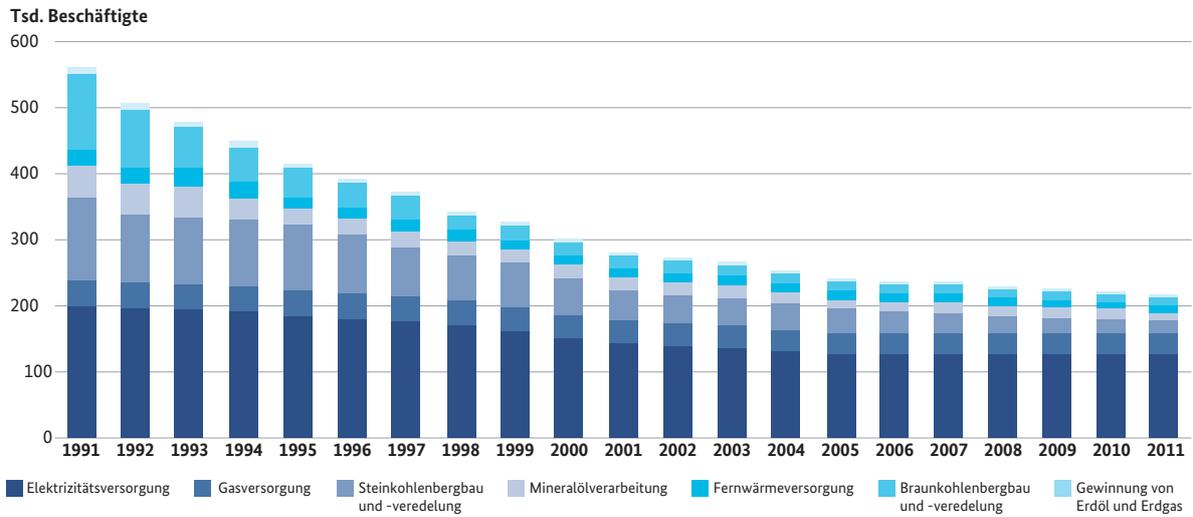
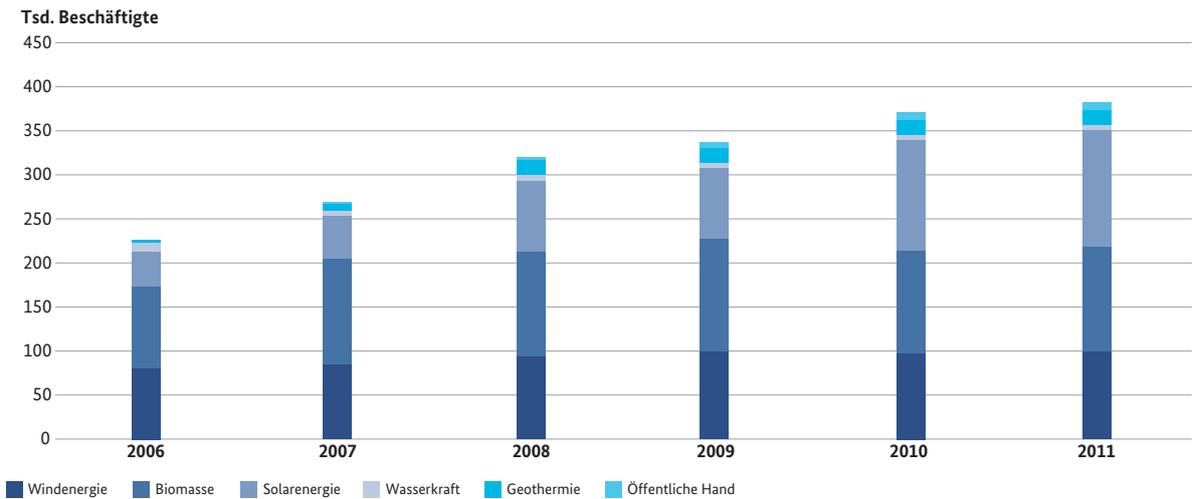


Abbildung 57: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien



Wissenschaftliche Abschätzungen für diesen Bereich berücksichtigen neben der eigentlichen Energieproduktion aus erneuerbaren auch Liefer- und Leistungsverflechtungen und sind somit nicht mit den Angaben der amtlichen Statistik vergleichbar. Gemäß der Analysen zur Bruttobeschäftigung waren im Jahr 2011 382 Tsd. Personen im Bereich der erneuerbaren Energien in Deutschland beschäftigt, vier Prozent mehr als noch 2010 mit 367 Tsd (Quelle: DLR 2012). Für den konventionellen Energiesektor liegen belastbare Vergleichszahlen, die mittels Multiplikatoren die Beschäftigungseffekte auch der vor- und nachgelagerten Bereiche abschätzen, noch nicht vor.

Will man die gesamtwirtschaftlichen Beschäftigungswirkungen energiepolitischer Maßnahmen abschätzen, müssen deren Nettowirkungen ermittelt werden. Hierbei sind auch mögliche negative Wirkungen wie die Mehrkosten durch Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz oder die Substitution von Investitionen in herkömmliche Kraftwerke berücksichtigt.

Die höheren Kosten der erneuerbaren Energien wirken sich einerseits auf die Kosten der im europäischen und internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen aus, sofern sie nicht in den Anwendungsbereich der „besonderen Ausgleichsregelung“ des EEG fallen. Andererseits entziehen sie bei den Verbrauchern Kaufkraft, was zu verringerter Nachfrage nach anderen Verbrauchsgütern führen kann. Beide Effekte können negative Rückwirkung auf Beschäftigung (und Wachstum) entfalten.

Gesamtwirtschaftliche Arbeitsplatz- und Wachstumseffekte durch die Energiewende lassen sich nur mittels komplexer gesamtwirtschaftlicher Modelle ermitteln. Um die notwendigen Nettoeffekte abzubilden, müssen verschiedene Szenarien miteinander verglichen werden. Auch müsste in Zeiten knapper Fachkräfte eine mögliche Verdrängung von Beschäftigung in anderen Sektoren untersucht werden. Die Ergebnisse der Analysen hängen dabei kritisch von der Auswahl der gegenübergestellten Szenarien ab. Da zur Wirkung der in den Jahren 2011 und 2012 verabschiedeten Maßnahmen noch kaum Daten vorliegen, wird auf Ergebnisse zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten früherer Maßnahmen im Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz zurückgegriffen.

Vorliegenden Studien entsprechend wurde für die Jahre 2009 und 2010 eine Netto-Beschäftigung von ca. 70.000 bis 90.000 Arbeitsplätzen durch den Ausbau erneuerbarer Energien ermittelt (Quelle: Lehr 2011).

Im Bereich der Energieeffizienz werden bei einer durch Einsparinvestitionen ausgelösten Steigerung der Energieeffizienz Energieträgerimporte zumindest teilweise durch heimische Wertschöpfung ersetzt. Im Allgemeinen kann aufgrund des primär lokalen Charakters von Energieeffizienzmaßnahmen und -dienstleistungen von positiven Beschäftigungswirkungen ausgegangen werden. Untersuchungen für Energieeffizienzmaßnahmen gehen von positiven Beschäftigungseffekten der Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ von 285 Tsd. Personenjahren in 2010 und 251 Tsd. Personenjahren in 2011 aus (Quelle: Institut Wohnen und Umwelt, BEI 2011, KfW 2012).

12.6 Wachstumseffekte

Die Ermittlung von Wachstumseffekten steht vor den zuvor genannten Problemen. Vorliegende Studien – zum Beispiel im Rahmen der Energieszenarien für das Energiekonzept 2010 – fokussieren sich auf Szenarioberechnungen für die Zukunft, eine umfassende historische und kontrafaktische Analyse der Energiewende liegt hingegen noch nicht vor. Die für das Energiekonzept der Bundesregierung berechneten Energieszenarien gehen dabei von positiven Wirkungen auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) aus. Auch die zur Abschätzung der Nettobeschäftigung der erneuerbaren Energien verwendeten Schätzungen zeigen positive Auswirkungen auf das BIP für das Jahr 2010 in Höhe von 14,2 bis 22,5 Mrd. Euro (Quelle: Lehr 2011). Deutsche Unternehmen sind bereits heute auf dem dynamisch wachsenden Weltmarkt gut aufgestellt und haben derzeit einen globalen Marktanteil von durchschnittlich 15 Prozent (Quelle: BMU 2012b).

Umsetzungsstand wichtiger energiepolitischer Maßnahmen

Lfd Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
A Erneuerbare Energien		
1	Optionale Marktprämie oder Stetigkeitsbonus	Marktprämie durch EEG 2012 (§ 33g) eingeführt; Weiterentwicklung durch Managementprämienverordnung (MaPrV)
2	Weiterentwicklung Ausgleichsmechanismus-Verordnung (Vermarktung durch ÜNB)	Die Weiterentwicklung wurde geprüft, unter anderem durch einen Evaluationsbericht der BNetzA. Hieraus hat sich kein kurzfristiger Änderungsbedarf ergeben.
3	Weiterentwicklung Grünstromvermarktung und Herkunftsnachweise	Im Rahmen der EEG-Novelle wurden das Grünstromprivileg und das Recht der Herkunftsnachweise weiterentwickelt; anschließend wurden die Herkunftsnachweisverordnung (HkNV) und die Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung (HkNDV) erlassen.
4	Überprüfung der Boni im EEG (v.a. Biomasse)	Erfolgt durch EEG-Novelle 2012 (§§ 27 – 27c EEG)
5	Neuregelung Eigenverbrauch EE-Strom	Durch EEG 2012 verlängert; durch PV-Novelle 2012 im Rahmen des „Marktintegrationsmodells“ weiterentwickelt
6	Mittelfristig: Prüfung einer Ausschreibungsoption für Wind-Offshore	Gutachten abgeschlossen
7	KfW-Sonderprogramm „Offshore Windenergie“	Umgesetzt durch KfW-Programm „Offshore-Windenergie“
8	Flankierende Maßnahmen zum Ausbau Offshore	Gesetzesentwurf zu Haftungsregelung und eines Offshore-Netzentwicklungsplans „Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften“ vom 29.08.2012
9	Genehmigungsgrundlagen Offshore-Windparks weiterentwickeln	Umgesetzt durch das Erste Gesetz zur Änderung schiffahrtsrechtlicher Vorschriften, (1.SchiffRÄndG, §9) vom 30.06.2011
10	Seeanlagen-Verordnung novellieren (Befristete Genehmigungen gegen Vorratshaltung, Konzentrationswirkung)	Umgesetzt durch die Novelle der Seeanlagen-Verordnung vom 30.01.2012
11	Kostenneutrale Vergütungsoption für Offshore-Windenergie im EEG	Umgesetzt durch EEG 2012 (§31)
12	Fortschreibung des Raumordnungsplans für die AWZ	Fortschreibung des Raumordnungsplans für die AWZ - Kabinettschluss zum Evaluierungsbericht voraussichtlich am 12.12.2012
13	Ausweisung neuer Flächen Onshore-Wind in Raumordnungsplänen	Auf Länderebene zu regeln, läuft daher in der BLEW (siehe BLEW)
14	Absicherung des Repowerings im Bauplanungsrecht	Umgesetzt durch BMVBS mit BauGB 2011 (§249 BauGB)
15	Rechtliche Voraussetzungen für Reduzierung der Lichtemissionen	Grundsätzlich bereits durch Allgemeine Verwaltungsvorschrift (AVV) zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 29. April 2007 umgesetzt. Der Entwurf von Systemanforderungen für von der Ausstattung von Luftfahrzeugen unabhängiger bedarfsgesteuerter Nacht Kennzeichnungen liegt vor; entsprechende Änderung o.g. AVV für 2013/14 vorgesehen.
16	Einsatz optimierter Radaranlagen F+E - Vorhaben zur besseren Verträglichkeit militärischer Radaranlagen mit der Windenergienutzung	Unterst. durch F+E (BMU) an Radarhersteller angeboten, derzeit keine Demoanlage oder Weiterverfolgung seitens der Industrie
17	Bund-Länder-Initiative-Windenergie (BLEW)	Im Mai 2011 gegründet
18	Windpotenzialstudie Bund und Länder	(In Erarbeitung durch das Umweltbundesamt)
19	Bundesweite Kriterien zur Anwendung von sachgerechten Abstands- und Höhenbegrenzungen im Einzelfall (Bund und Länder)	(Erarbeitung läuft im Rahmen von BLEW)
20	Evaluation der Nachhaltigkeitsregelungen für flüssige Biomasse im Strom- und Kraftstoffsektor	Jährlicher Evaluierungsbericht der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE), vgl. Kapitel 14 des Berichts nach Art. 22 der Richtlinie 2009/28/EG
21	Ausweitung der Nachhaltigkeitskriterien auf alle Bioenergieträger (auf EU-Ebene); Einbezug von Landnutzungsänderungen	Bemühungen auf der EU-Ebene zur Ausweitung der Nachhaltigkeitskriterien auf alle Bioenergieträger laufen; Ergänzungen zur Erneuerbare-Energien-Richtlinie sollen noch 2012 vorgelegt werden. Zusätzlich Unterstützung durch F+E. KOM-Vorschlag zu ILUC wurde am 17.10.2012 vorgelegt und soll im Mitentscheidungsverfahren im Rat und EP beraten werden (Stand: Oktober 2012)
22	Erschließung der Potenziale an biogenen Reststoffen und Bioabfällen	Anreize gesetzt in EEG 2012 (unter anderem §27a Vergärung von Bioabfällen) Doppelanrechnung von Biokraftstoffen aus Abfällen und Reststoffen (Änderung der 36. BImSchV in 2011)

Lfd Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
23	Stärkerer Einsatz von Biogas im Wärme- und Kraftstoffsektor; Knüpfung an angemessene Effizienz- und THG-Reduktions-Anforderungen	Änderung des EEWärmeG (EEWärmeG 2011, § 5/ § 5a) im Zuge des „Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien“ (EAG EE) und weitere Prüfung durch Erfahrungsbericht zum EEWärmeG (4. Quartal 2012). Die Anrechenbarkeit von Biogas auf die Biokraftstoffquote wurde bereits 2009 durch das Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen eingeführt; Doppelanrechnung von Biogas aus Abfällen und Reststoffen seit 2011 möglich.
24	Entwicklung einer konsistenten, sektorübergreifenden Biomassenutzungsstrategie	Erarbeitung im Lichte der Erfahrungen des EEG 2012 (Federführende Ressorts: BMU, BMELV)
25	Flexibilitätsprämie für bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biomasse	Umgesetzt durch EEG 2012 (§33i)
B Energieeffizienz		
26	Verpflichtung der öffentlichen Hand zu energieeffizienter Beschaffung (Änderung Vergaberechtsverordnung)	4. ÄndVO zur VgV vom 16. August 2011, veröffentlicht im BGBl. 2011 Teil I S. 1724 f., Änderung von § 4 VgV dahingehend, dass in der Leistungsbeschreibung künftig das höchste Leistungsniveau an Energieeffizienz und, soweit vorhanden, die höchste EnEff-Klasse i.S.d. Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung zu fordern ist. Zugleich diene die 4. ÄndVO zur VgV der Umsetzung der RL 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge.
27	Weiterentwicklung Markt für Energiedienstleistungen (Contracting);	Erfolgt durch „Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen (EDL-G)“ vom 04.11.2010
28	Information und Beratung "Initiative Energieeffizienz"	Fortlaufende Initiative der dena seit 2002, vom BMWi gefördert
29	Vorantreiben transparenter Energieverbrauchskennzeichnung von Pkw, Produkten und Gebäuden	Erfolgt durch: Änderung der Pkw-Energie-verbrauchskennzVO vom 22.08.2011 (BGBl. I 1756-1767) Änderung der EnergieverbrauchskennzVO und des EnergieverbrauchskennzG vom 16.5.2012 (BGBl. I 1070-1079) PKW-Energieverbrauchskennzeichnung novelliert und zum 01.12.2011 in Kraft getreten
30	Produkt-Kennzeichnung: Vorantreiben freiwillige Kennzeichnung energieeffizienter Produkte (zum Beispiel Umweltzeichen Blauer Engel und EU-Umweltzeichen)	In Bearbeitung ist die Entwicklung weiterer Kriterien für weitere relevante Produktgruppen und Unterstützung in diesem Bereich sowie Abstimmung mit der Jury Umweltzeichen
31	Effizienzkriterien für öffentliche Beschaffung – Ergebnisse des Monitoring (Ende 2011) nutzen	Erfolgt durch 4. ÄndVO zur VgV vom 16. August 2011 (BGBl. 2011 Teil I Seite 1724–1725) Das Maßnahmenprogramm NHK der Bundesregierung vom 6. Dezember 2010 formuliert unter Ziffer 6 diverse Zielvorgaben für Beschaffungen durch Bundesbehörden, u. a. auch solche mit Bezug zur Energieeffizienz
32	Prüfung einer Kompetenzstelle für nachhaltige Beschaffung	Erichtung der Kompetenzstelle im BMI in Umsetzung. Das Maßnahmenprogramm NHK der Bundesregierung vom 6. Dezember 2010 formuliert unter Ziffer 8. d) und e) zwei Prüfaufträge betreffend die Einrichtung einer Kompetenzstelle für nachhaltige Beschaffung sowie die Einrichtung einer webbasierten Informationsplattform zur nachhaltigen Beschaffung. Mit Prüfbericht vom 24. Juli 2011 hat das BMWi, abgestimmt mit allen Ressorts, zu diesen Prüfpunkten an BK-Amt berichtet und Vorschläge für die jeweilige Einrichtung unterbreitet. Mit Beschluss des St-Ausschusses NHK vom 21.10.2011 wurde festgelegt, die Kompetenzstelle für nachhaltige Beschaffung im Beschaffungssamt des BMI einzurichten. Bei der Kompetenzstelle für nachhaltige Beschaffung wird auch die webbasierte Informationsplattform geführt. Zwischenzeitlich wurde im BMI eine Projektgruppe zur Errichtung der Kompetenzstelle installiert und personell besetzt.

Lfd Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
33	Produkt-Kennzeichnung: verbesserte Implementierung des bestehenden EU-Energieverbrauchs-Kennzeichnungsrechts und Anwendung auf weitere Produktgruppen	Implementierung im nat. Recht erfolgt durch Änderung der Energieverbrauchskennz-VO und des EnergieverbrauchskennzG vom 16.5.2012 (BGBl. I 1070-1079) (siehe unter 31)
34	Produkte: Weiterentwicklung EU Top Runner Ansatz (inkl. Weiterentw. der EG-Ökodesignrichtlinie): Kombination Mindeststandards, Energieeffizienzkennzeichnung, Umweltkennzeichen für Spitzenprodukte und Koppelung mit umweltfreundlichem Beschaffungswesen	Entscheidungsbefugnis liegt bei EU-KOM, da harmonisiertes EU-Recht. Konzeptpapier BMWi/BMU zur Weiterentwicklung Top-Runner Ansatz an EU-KOM übermittelt am 20.10.2011; Erste Abstimmung mit anderen MS Juli 2012
35	Produkt-Standards: Verbesserte Implementierung des bestehenden Rechtsrahmens: ambitioniertere Mindeststandards unter Berücksichtigung der Lebenszykluskosten definieren, die regelmäßig überprüft und an Marktentwicklung angepasst werden	Entscheidungsbefugnis liegt bei EU-KOM, da harmonisiertes EU-Recht. Konzeptpapier BMWi/BMU an EU-KOM übermittelt am 20.10.2011; KOM entscheidet über die anstehende Überarbeitung der Ökodesign-RL ggf. erst 2014, gemeinsam mit Revision der Energieverbrauchskennz-RL
36	Produkte-Kennzeichnung: Weiterentwicklung des EU Rechts zur Energieverbrauchs-Kennzeichnung: Die Standards der EU Energieeffizienz-Kennzeichnung sollen stärker als bisher entsprechend dem fortgeschrittenen Stand der Technik festgelegt und deutlich schneller aktualisiert werden.	Entscheidungsbefugnis liegt bei EU-KOM, da harmonisiertes EU-Recht.
37	Unterstützung der Eigeninitiativen der Industrie z.B. DIHK-Partnerschaft für Klimaschutz und Energieeffizienz	Einrichtung einer Partnerschaft für Klimaschutz, Energieeffizienz und Innovation zwischen BMWi, BMU und DIHK
38	Spitzenausgleich bei der Energiesteuer und der Stromsteuer nur noch, wenn die Betriebe einen Beitrag zu Energieeinsparungen leisten	Der Deutsche Bundestag hat am 8. November 2012 das Zweite Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes sowie zur Änderung des Luftverkehrssteuergesetzes beschlossen (Spitzenausgleich ab 2013 nur noch bei Einführung von Energie- bzw. Umweltmanagementsystem und Nachweis von Effizienzsteigerungen des Produzierenden Gewerbes).
39	Prüfungsauftrag, mit welchen Maßnahmen etwaige Anforderungen der EU-Energiesteuerrichtlinie, auch weitere Steuervergünstigungen bei der Energiesteuer und Stromsteuer an eine Gegenleistung zu knüpfen, umgesetzt werden könnten	Es konnte geklärt werden, dass eine entsprechende Gegenleistung von der EU-Energiesteuerrichtlinie für andere Steuerbegünstigungen als den Spitzenausgleich nicht verlangt wird. Die allgemeine Steuerermäßigung und die Steuerbefreiung für bestimmte Prozesse und Verfahren sind deshalb nicht Gegenstand des Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes.
40	Ausbau und Weiterentwicklung von Programmen zur Förderung Energieberatung Verbraucher sowie KMU	<ul style="list-style-type: none"> → Energieberatung der Verbraucherzentralen → BAFA-Vor-Ort-Beratung – aktuelle Fassung der Förderrichtlinie von Juni 2012 → KfW-Sonderfonds Energieeffizienz KMU Programm – Förderrichtlinien Anfang 2012 überarbeitet und Programm umbenannt in „Energieberatung Mittelstand“
41	Zinsgünstige Kredite und Zuschüsse für KMU für Effizienzmaßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> → Förderrichtlinie für Energiemanagementsysteme wird derzeit erarbeitet, Inkrafttreten Ende 2012 geplant → Umweltinnovationsprogramm → Förderung der Neuerrichtung von Mini-KWK-Anlagen – aktuelle Förderrichtlinie von Januar 2012 → Förderung von effizienten Klima- und Kälteanlagen in gewerblichen Unternehmen → ERP-Umwelt- und Energieeffizienzprogramm B - Förderrichtlinien Anfang 2012 überarbeitet und Programm umbenannt in „KfW-Energieeffizienzprogramm“ → Hocheffiziente Querschnittstechnologien in KMU und Mittelstand – Förderrichtlinie trat am 01.10.2012 in Kraft → Förderung von Energiemanagement-Systemen mittels Zuschuss – Förderrichtlinie soll 2012 noch in Kraft treten → Förderung energieeffizienter Produktionsprozesse mittels Zuschuss – Förderrichtlinie soll 2012 noch in Kraft treten
42	Einführung Energiemanagementsysteme und Nachweis zertifizierter Protokollierung als Voraussetzung	Spitzenausgleich soll ab 2013 nur noch gewährt werden, wenn Unternehmen Energie- oder Umweltmanagementsysteme einführen (Erleichterungen bei kleinen und mittleren Unternehmen); s.o. (lfd. Nr. 40)
43	Einrichtung Energieeffizienzfonds	Förderrichtlinie für energieeffiziente und klimaschonende Produktionsprozesse wird derzeit erarbeitet. Seit 2011 Teil des Energie- und Klimafonds. Die Mittel sind beim BMWi und zum Teil beim BMVBS etatisiert.

Lfd Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
44	Ausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen für Industrie im EKF bis max. 500 Mio. Euro	Nach Erlass der Beihilferichtlinien der KOM im Mai 2012 erarbeitet die Bundesregierung eine nationale Förderrichtlinie.
45	Nationale Klimaschutzinitiative des BMU	Programme und Projekt für Klimaschutzmaßnahmen in Kommunen, in der Wirtschaft, bei Verbrauchern und in Schulen und Bildungseinrichtungen.
C Kernenergie und fossile Kraftwerke		
46	Einrichtung einer Markttransparenzstelle	Kabinettsbeschluss vom 02.05.2012 erste Beratung im Bundestag erfolgte im September 2012, voraussichtlicher Abschluss Ende 2012
47	Beschleunigte Genehmigung für Zubau gesicherter Kraftwerksleistung	Ergänzung von § 1 Abs. 6 BauGB um den Belang der Versorgungssicherheit in laufender BauGB Novelle
48	Verlängerung der KWK-Förderung über 2016 hinaus	KWKG-Förderungsstichtag wurde in Art. 6 EnWGÄndG bis 2020 verlängert und die Förderung flexibilisiert; seit 26.07.2011 in Kraft
49	Weiterentwicklung KWK-Förderung zum Stromeffizienzgesetz	KWKG-Novelle bis 2020 verlängert und Zuschläge angehoben, seit 19.07.12 in Kraft Art. 6 EnWGÄndG und KWKG-Novelle 2012
50	Ergänzende Regelung Sicherheitsanforderungen KKW	Ist erfolgt durch 12. AtGÄndG (§ 2, 3a ; §§7c und 7d))
52	Schrittweiser Vollzug des Kernkraftausstiegs bis 2022	Erfolgt nach gesetzlichem Zeitplan, laut 13. AtG-ÄndG
53	Bestimmung Reservekraftwerk bis 2013 und Ermächtigung BNetzA zur Bestimmung dieses Reservekraftwerkes	13. AtG-ÄndG (§7 Abs. 1e), EnWG-Novelle (§118a), BNetzA hat auf Möglichkeit der Bestimmung eines Reservekraftwerkes in der gesetzlichen Frist verzichtet
54	Entsorgung von Kernkraftabfällen: Ermittlung geologischer Eignungskriterien u. alternat. Entsorgungsoptionen	Standortauswahlgesetz (Artikelgesetz) zurzeit in Erarbeitung
55	Kraftwerksförderprogramm für hocheffiziente Kraftwerke	Anhebung KWKG-Förderung, KfW-Kreditprogramm
56	CCS-Gesetz	Das Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid vom 17. August 2012 (BGBl I S. 1726) ist am 24. August 2012 in Kraft getreten;
57	Zwei Energie-CCS-Demonstrationsvorhaben bis 2020; ein Industrie-Biomasse-CCS-Demonstrationsvorhaben	Derzeit sind keine Demonstrationsprojekte geplant.
58	F+E Stoffliche Nutzung CO ₂ (zum Beispiel Methan, Algen)	Forschungsprogramm zur stofflichen Verwertung von CO ₂ ; „Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz – Chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von Kohlendioxid“.
59	Geothermie-Atlas	Arbeiten des Leibniz Institutes für Angewandte Geophysik (LIAG) und der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) am sog. „Geothermie-Atlas“
60	Bürgerdialog CCS-Technologie	Eine Wiederaufnahme der von BMBF, BMU und BMWi 2009 ins Leben gerufenen Projektgruppe CCS-Dialog ist derzeit nicht geplant.
61	Auslaufen der Subventionen für Steinkohleförderung	Erfolgt durch Steinkohlefinanzierungsgesetz vom 20.12.2007. Der Stilllegungsplan wurde von der EU-KOM Ende 2011 genehmigt.
D Leistungsfähige Netzinfrastruktur für Strom und Integration erneuerbare Energien		
62	Weiterentwicklung Netzplattform	Umsetzung erfolgt. Die im Sommer 2010 gegründete Plattform wurde im Februar 2011 zu einem permanenten Gremium mit einer im BMWi angesiedelten Geschäftsstelle ausgebaut. Im November 2011 erhielt sie einen Beirat, in dem unter anderem alle Fraktionen des Deutschen Bundestags vertreten sind.
63	Konzept für „Zielnetz 2050“ inkl. Bestand, Overlay-Netz, Nordsee-Netz, EU-Integration	In Umsetzung.
64	Informationsoffensive „Netze für eine umweltschonende Energieversorgung“	Umsetzung in Planung
65	Deutschlandweit abgestimmte Netzausbauplanung der ÜNB (Netzentwicklungspläne)	Mit EnWG 2011 (§ 12b) eingeführt; zweiter NEP-Entwurf und der Umweltbericht wird derzeit von BNetzA geprüft und konsultiert
66	Bundesfachplanung für Übertragungsnetz (Bundesnetzplan)	Mit NABEG 2011 (Abschnitt 2) eingeführt

Lfd Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
67	Netzausbau: Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren – Musterplanungsleitlinien/Verwaltungsvorschriften für das Planfeststellungsverfahren Energieleitungsbau	Mit NABEG 2011 für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen umgesetzt; zu Verwaltungsvorschriften laufen Beratungen in einer Bund-Länder-Arbeitsgruppe
68	Modernisierung des Regulierungsrahmens für den Netzausbau	Mit ARegV-Novelle 2012 umgesetzt
69	Nord-Süd-Pilotrassen als erste Pfeiler eines Overlay Netzes	Mit EnWG 2011 (§ 12b) umgesetzt; sind im NEP-Entwurf der ÜNBs enthalten
70	Smart Meter: Rechtsgrundlagen für den schrittweise flächen-deckenden Einsatz intelligenter Zähler	Mit EnWG 2011 (§§ 21b ff.) umgesetzt
71	Smart Meter: Festlegung technischer Mindeststandards für intelligente Zähler (auch Datenschutz und Datensicherheit)	In Planung (Novelle-MessZV)
72	Anerkennung der vollen Investitionskosten intelligenter Zähler in StromNEV und ARegV	Novelle StromNEV und ARegV in Planung
73	Initiative für Nordsee-Netz mit Anrainerstaaten	DEU arbeitet mit Nordseeanrainerstaaten in der Nordsee-Offshore-Initiative zusammen
74	Wind-Offshore: rechtliche Voraussetzungen für Cluster-Anbindung von Offshore-Parks	Mit EnWG-Novelle (§ 17 Abs. 2a) umgesetzt, Fortentwicklung zum Offshore-Netzplan mit laufender EnWG-Novelle (Kabinett 29.08.2012)
75	Rahmenbedingungen für Ausbau Grenzkuppelstellen im Rahmen der Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpakets	Ergibt sich bereits direkt aus dem 3. EU-Binnenmarktpaket (VO 714/2009)
76	Bundesbedarfsplan	In Umsetzung.
77	Optimierung der Rahmenbedingungen für den Einsatz von Erdkabeln auf der 110 kV-Ebene und grenzüberschreitenden Stromkabeln	Durch EnWG-Novelle 2011 (§43h) umgesetzt; grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen werden in den Bundesbedarfsplan aufgenommen und sind vom NABEG umfasst Im Bundesbedarfsplan kann vorgesehen werden, dass ein einzelnes Pilotprojekt [...] auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichtet und betrieben werden kann, wenn §2 Abs. 2 des EnLAG erfüllt ist.
78	Finanzieller Ausgleich für Gemeinden, die vom Netzausbau betroffen sind (Anreizregulierung)	In StromNEV (§ 5 Abs. 4) 2011 umgesetzt
79	Verbesserung der Planungsbedingungen von Hochspannungs-Gleichstrom-Leitungen (HGÜ)	Mit EnWG Novelle 2011 und NABEG umgesetzt
80	Verteilnetze intelligent und EE-kompatibel machen: Voraussetzungen schaffen, damit – marktgetrieben – Verteilnetze ausgebaut werden, dezentrales Erzeugungs- und Lastmanagement gesichert, und Erneuerbare integriert werden	Verteilnetzstudie zur Vorbereitung weiterer Maßnahmen in Planung
81	Speichertechnologien: Neuer Schwerpunkt im 6. Energie-Forschungsprogramm	6. Energieforschungsprogramm beschlossen (Kabinett 03.08.2011), Förderbekanntmachung Speicher veröffentlicht, Projekte zur Förderung ausgewählt, erste Projekte sind gestartet
82	Erlass 50,2 Hertz-Verordnung zur Gewährleistung der Systemstabilität	Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung – SysStabV (26.07.2012) in Kraft getreten.)
83	Abbau der Zugangsschwellen für Erneuerbare in Regel- und Ausgleichenergiemärkten	Die Bundesnetzagentur hat im vergangenen Jahr neue Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für die wettbewerbliche Beschaffung von Regelenergie festgelegt (vgl. Beschlüsse BK6-10-097/098 vom 12.04.11, BK6-10-099 vom 18.10.11).
84	Netze und Lastmanagement: Verbesserter Zugang der stromintensiven Industrie zu Regel- und Ausgleichenergiemärkten	S. o. zu 86 RVO abschaltbare Lasten liegt im Entwurf vor und soll zum 01.01.2013 in Kraft treten
85	Systemdienstleistungen durch EE	Durch EEG-Novelle 2011 umgesetzt (§ 64 Verordnungsermächtigung zu Systemdienstleistungen) und Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV vom 28.07.2011)
86	Neue Speicher von Entgelten für Netzzugang befreien	Umsetzung erfolgte durch EnWG-Novelle 2011 in § 118 Abs. 6 EnWG
87	Anreize für Biogas-Speicherbetrieb setzen	Umgesetzt durch Flexibilitätsprämie im EEG 2012 (§33i)
88	Förderprogramm zur Umrüstung von Biogasanlagen mit Speicher-Infrastruktur	Nicht mehr erforderlich durch Einführung der Flexibilitätsprämie im EEG 2012
89	Energiespeicher für Regelenergie zulassen	S. o. zu Ziffer 86

Lfd Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
E Energetische Gebäudesanierung und effizientes Bauen		
90	Energetische Sanierung Gebäude	→ KfW Programme: – „Energieeffizient Bauen“, – „Energieeffizient Sanieren“ (Erhöhung der Zuschüsse in 2012, Förderbaustein KfW-Effizienzhaus Denkmal) für Wohngebäude, – „Energieeffizient Sanieren – Kommunen“, „Energieeffizient Sanieren – Soziale Organisationen“, „Energieeffizient Sanieren – Kommunale Unternehmen“ (Einführung Effizienzhaus 70 und 55 i.V. mit Tilgungszuschüssen, Effizienzhaus Denkmal)
91	Entwicklung eines Sanierungsfahrplans – für den Gebäudebestand als Orientierung für Investitionen, inkl. eines Monitoringverfahrens	In Bearbeitung
92	Zusätzliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung	Das vom Bund vorgelegte Gesetzesvorhaben zur steuerlichen Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen an Wohngebäuden wurde im Vermittlungsausschuss zurückgewiesen. Die Bundesregierung beabsichtigt daher, ab 2013 über einen Zeitraum von 8 Jahren ein das bestehende CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm ergänzendes Zuschussprogramm in Höhe von 300 Millionen Euro jährlich aufzulegen.
93	Aufstockung Marktanzreizprogramm	Bereits ab 2011 erfolgt, Wirtschaftsplan EKF 2012/13
94	Haushaltsunabhängiges Fördersystem für EE-Wärme	Unterschiedliche Anreiz- und Förderinstrumente für EE-Wärme werden im Erfahrungsbericht zum EEWärmeG geprüft
95	KfW-Förderprogramm „Energetische Stadtsanierung“	Bereits ab 2011 mit Einführung des Programms „Energetische Stadtsanierung – Zuschüsse für integrierte Konzepte und Sanierungsmanager“ und „Energetische Stadtsanierung – Quartiersversorgung“ erfolgt. Wirtschaftsplan EKF (Titel 661 01), siehe Nr. 38
96	Novelle des Mietrechts zur Förderung energetischer Sanierungen unter Wahrung des sozialen Mieterschutzes	Der Deutsche Bundestag hat den Gesetzentwurf für ein MietRÄndG (Federführung: BMJ) am 13. Dezember 2012 in 2. und 3. Lesung angenommen (BT-Drs. 17/10485 in der Fassung der Beschlussempfehlung BT-Drs. 17/11894). Zweiter Durchgang Bundesrat ist für den 1. Februar 2013 geplant.
97	Einheitlicher Rahmen für Wärmeliefer-Contracting im Mietrecht	Teil des Mietrechtsänderungsgesetzes (MietRÄndG) (s. Nr. 95). Eine Verordnung zur Regelung der technischen Details auf Grundlage von § 556c Absatz 3 BGB-E soll zeitnah erlassen werden.
98	Ökosteuerbegünstigung Contracting nur noch wenn ambitionierte Einsparvorgaben erfüllt	Reduzierung des Missbrauchspotenzials bei Energieliefer-Contracting durch Haushaltsbegleitgesetz 2011. Spitzenausgleich soll ab 2013 nur noch gewährt werden, wenn Unternehmen des produzierenden Gewerbes ambitionierte Effizienzanforderungen erfüllen.
99	Technologieoffenere Gestaltung des EE-WärmeG	EEWärmeG bereits im Zuge des Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien technologieoffener ausgestaltet. Im Übrigen werden Möglichkeiten im EEWärmeG-Erfahrungsbericht geprüft; Ressortabstimmung zum Bericht läuft.
100	Mittelfristig schrittweise und aufkommensneutrale Ausrichtung der Energiesteuern im Wärmemarkt nach CO ₂ -Emissionen	Mittelfristiger Prüfauftrag: Abschließende Prüfung erst möglich, wenn künftige europarechtliche Rahmenbedingungen für Energiebesteuerung feststehen.
101	Bessere und regelmäßige Fortbildung von Handwerkern durch die Wirtschaft	Regelmäßige Anpassung der Ausbildungs- und Meisterprüfungsverordnungen, in denen „energie- und bauspezifische“ Belange zu berücksichtigen sind.
102	Vorbildfunktion bei der Reduzierung des Energieverbrauchs der Liegenschaften der Bundesregierung	Umsetzung u. a. über Energieeinsparprogramm für Bundesbauten und energetischen Vorgaben für Neubauten und Sanierungen
103	Pilotvorhaben „Weiße Zertifikate“ realisieren und bei Erfolg deutschlandweite Markteinführung	Prüfung im Rahmen des BMWi-Gutachtens „Kosten-/Nutzen-Analyse der Einführung marktorientierter Instrumente zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland“- Gutachten im März 2012 abgeschlossen
104	Verstetigung CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm mit mind. 1,5 Mrd. Euro/a (2011: 936 Mio. Euro, 2012-2014: 1,5 Mrd. Euro/a)	Mit Sondervermögen Klima- u. Energiefondsgesetz (Mittelanweisung) umgesetzt
105	Prüfen, ob die Förderung im Wärmebereich ab 2015 auf eine markt-basierte und haushaltsunabhängige Lösung umgestellt werden kann	Prüfauftrag in Bearbeitung
106	Wirtschaftliche Anreize zur energ. Gebäudesanierung richten sich am Sanierungsfahrplan aus	Sanierungsfahrplan als Orientierung für Investitionen in den Gebäudebestand inklusive eines Monitoringverfahrens

Lfd Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
107	ENEV: Ziele des EK in Präambel zur EnEV aufnehmen	Die Umsetzung wird im Rahmen der anstehenden EnEV-Novelle (voraus. 2013) geprüft.
108	Energieausweis für Gebäude weiterentwickeln: Berechnungsverfahren angleichen und Darstellung verständlicher und transparenter machen	Umsetzung erfolgt mit anstehender EnEV-Novelle, soweit erforderlich
109	EnEV: Anforderungen an alle Neubauten mit der EnEV 2012 schrittweise an den europaweiten Standard bis 2020 heranführen	Umsetzung erfolgt mit anstehender EnEG-Novelle Einführung einer generellen Grundpflicht zur Errichtung von Niedrigstenergiegebäuden ab 2021. Ferner Heranführung an den künftigen Standard durch zweistufige Verschärfung der Neubauanforderungen in der geplanten EnEV-Novelle.
110	EnEV: Anforderungen an öffentliche Neubauten mit der EnEV 2012 schrittweise an den europaweiten Standard bis 2020 heranführen	Umsetzung erfolgt mit anstehender EnEG-Novelle Einführung einer generellen Grundpflicht zur Errichtung von Niedrigstenergiegebäuden ab 2019 für öffentliche Gebäude. Ferner Heranführung an den künftigen Standard durch zweistufige Verschärfung der Neubauanforderungen in der geplanten EnEV-Novelle.
111	Niedrigstenergiegebäude-Standard für Neubauten des Bundes ab 2012	Erste Schritte zum Niedrigstenergiegebäude werden im Referententwurf zur EnEV Novelle beschrieben, für Neubauten des Bundes gibt es entsprechende Vorgaben
112	Bundesgebäude: Umsetzung des energetischen Sanierungsfahrplans für öffentlich genutzte Gebäude zur Senkung des Wärmebedarfs um 20 Prozent bis 2020 (Bezugsjahr 2010) und zur Erreichung eines nahezu klimaneutralen öffentlichen Gebäudebestands bis 2050	Sanierungsfahrplan für Bundesgebäude wird derzeit erarbeitet
113	Bundesgebäude: Energieeinsparprogramm Bundesliegenschaften (Bundes- beziehungsweise BImA-eigene Liegenschaften sowie der vom Bund geförderten Zuwendungsempfänger und Dritter) weiterführen	Energieeinsparprogramm Bundesliegenschaften wird weiter umgesetzt
114	Anforderungen an Energieberater weiterentwickeln und vereinheitlichen	Neue Anforderungen im Rahmen der Überarbeitung des so genannten Vor-Ort-Beratungsprogramms für Wohngebäude ist erfolgt und gelten auch für die Energie-Effizienz-Expertenliste
115	Qualität der Energieberatung verbessern	Einführung einer qualitätsgesicherten Expertenliste für alle gebäudebezogenen Energieberatungen und Baubegleitungen sowie Planung KfW-geförderter Effizienzhäusern www.energie-effizienz-experten.de
116	Monitoringverfahren einführen, das alle 4 Jahre überprüft, ob sich Bestandsgebäude insgesamt auf Zielpfad bewegen	Umsetzung im Rahmen des Sanierungsfahrplans (siehe u.a. Nr. 91 und 106)
117	Gebäudebezogener Ansatz wird durch planungsrechtliche und quartiersbezogene Maßnahmen ergänzt (Ergänzung BauGB, Förderprogramm) ergänz	Siehe Nr. 98 KfW-Programm „Energetische Stadtsanierung“
118	Modellvorhaben zur Erstellung „energetischer Mietspiegel“ unterstützen Refinanzierungsmöglichkeiten energetischer Maßnahmen im Mietwohnungsbestand	Projekt zur Umsetzung und Evaluierung von energetisch differenzierten Mietspiegeln in Modellkommunen ist im Oktober 2011 im Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung angelaufen
119	Novelle Bauplanungsrecht (Teil 1: energie- und klimapolitische Regelungen); Teil 2: Stärkung der Innenentwicklung einschließlich weiterer Regelungen im Kontext mit der Energiewende	Teil 1: umgesetzt Teil 2: Umsetzung läuft. Erste Lesung Bundestag: 29.11.2012.
F Herausforderung Mobilität		
120	Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität konsequent vorantreiben	Die Umsetzung der Beschlüsse des Regierungsprogramms Elektromobilität läuft seit Mai 2011. Es findet ein kontinuierlicher Austausch mit Stakeholdern im Rahmen der Nationalen Plattform Elektromobilität statt. Hierzu zählen auch die FuE- und Demonstrationsprojekte, insbesondere die so genannten Schaufenster, Modellregionen und Leuchttürme Elektromobilität der Bundesregierung.
121	Kennzeichnungsverordnung für Elektrofahrzeuge	Eine Umsetzung soll bis Sommer 2013 erfolgen.
122	Fortführung Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie	Fortführung der Finanzierung des NIP durch BMVBS bis 2016

Lfd Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
123	Ambitionierte CO ₂ -Grenzwerte für Neufahrzeuge post 2020 (alle Fahrzeugklassen) beschließen	Entscheidungsbefugnis liegt bei EU-KOM. EU Kommission hat noch keinen Vorschlag vorgelegt.
124	Stärkerer Einsatz von Biogas in Erdgasfahrzeugen	Wird im Rahmen der zurzeit laufenden Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie diskutiert.
125	Förderinitiative für Entwicklungs- und Demo-Vorhaben Kraftstoffe der zweiten Generation	Bisher 1 Vorhaben BMELV; 2 Förderanträge im Rahmen von NER300-Demonstrationsvorhaben
126	Schrittweise Zielvorgaben für Dekarbonisierung durch steigenden Anteil von Biokraftstoffen	im BiokraftstoffquotenG geregelt
127	Aufforderung an Industrie, Voraussetzungen für Biosprit-Anteil über 10 beziehungsweise 7 Prozent zu schaffen	Die Beimischungsgrenzen werden im Rahmen der Kraftstoffqualitätsrichtlinie und der Normung in den Ausschüssen des CEN und DIN geregelt. Die Bundesregierung begleitet die Normungsprozesse.
128	Biokraftstoffe im Bahnverkehr und in der Binnenschifffahrt	Wird im Rahmen der zurzeit laufenden Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie diskutiert.
129	Einbeziehung des Flugverkehrs in Emissionshandel	Durch das Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) vom 21.07.2011 sowie die Datenerhebungsverordnung (DEV 2012) (19.07.2006) eingeführt.
130	Ausweitung der LKW-Maut auf Bundesstraßen	Umsetzung seit 01.08.2012 für gut 1.100 km, die die Voraussetzungen des BFStrMG erfüllen.
131	Ausweitung der LKW-Maut auf Euro VI Lkw	Mauthöheverordnung, Abstimmung neues Wegekostengutachten voraussichtl. im März 2013, danach neuer Änderungsentwurf der Mauthöheverordnung, die im Oktober 2013 in Kraft treten soll
132	Prüfung, inwieweit bei Besteuerung fossiler Kraftstoffe THG-Emissionen stärker berücksichtigt werden können	Mittelfristiger Prüfauftrag: Abschließende Prüfung erst möglich, wenn künftige europarechtliche Rahmenbedingungen für Energiebesteuerung feststehen.
133	Investitionen in Schieneninfrastruktur ausbauen und bedarfsgerecht konzentrieren	Mit der 2011 auf Beschluss der Bundesregierung erfolgten Anhebung der mittelfristigen Finanzlinie wurde ein erster Schritt hin zu einer bedarfsgerechten Finanzierung der Schienenwegeinvestitionen unternommen und die Realisierung der vordringlichsten Maßnahmen im Bereich Neu- und Ausbau gesichert. Zur zügigen Realisierung darüber hinaus anstehender wichtiger Vorhaben bedarf es jedoch noch weiterer Anstrengungen.
134	Konkrete Angebote zur Stärkung umweltfreundlicher Mobilitätsformen als Alternative zum MIV	Im Rahmen der Förderung der Elektromobilität werden umweltfreundliche Mobilitätsformen wie das Car-Sharing gefördert. Zur Stärkung des Radverkehrs soll der in 2012 beschlossene Radverkehrsplan 2020 beitragen. Auch im Rahmen der derzeit laufenden Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie wird dieses Thema adressiert.
135	Nationaler Radverkehrsplan (NRVP 2002 – 2012) – Weiterentwicklung bis 2020	Das Bundeskabinett hat am 5. September 2012 den Nationalen Radverkehrsplan 2020 beschlossen. Er tritt am 1. Januar 2013 in Kraft.
136	Fortentwicklung der emissionsbasierten Kfz-Steuer	VerkehrStÄndG am 25.10.2012 vom BT verabschiedet, abschließende Beratung im BR am 23.11.2012, Verkündung voraussichtlich im Dezember 2012
137	Erarbeitung einer neuen Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie	In Erarbeitung: Nach Voruntersuchungen durch die dena (Dezember 2010 – August 2011) einem Dialogprozess mit der Öffentlichkeit (Okt 2011 – Sommer 2012) befindet sich der Prozess derzeit in der Strategiephase (Sommer 2012 – Frühjahr 2013), d.h. abschließende Dialogphase und Entwurf Kabinetttvorlage zur Ressortabstimmung bis Ende 2012, Kabinettsbeschluss für März 2013
G Energieforschung für Innovationen und neue Technologie		
139	6. Energieforschungsprogramm für die Zeit bis 2020 und in Eckpunkten darüber hinaus	6. Energieforschungsprogramm „Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ am 03.08.2011 von der Bundesregierung verabschiedet; in Kraft getreten am 01.09.2011
140	Gemeinsame Förderinitiative „Energiespeicher“	Förderbekanntmachung veröffentlicht Bereits ca. 80 laufende Projekte mit ca. 60 Mio. Euro Fördersumme; weitere im Bewilligungsverfahren

Lfd Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
141	Gemeinsame Förderinitiative „Netze“	Ressortübergreifende Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ von BMU, BMWi und BMBF in Vorbereitung; Veröffentlichung der Förderbekanntmachung geplant für Januar 2013.
142	Gemeinsame Förderinitiative „Solares Bauen“	In Umsetzung; wird auf der Koordinierungsplattform Energieforschung abgestimmt.
143	Ausbau „Koordinierungsplattform Energieforschungspolitik“ – Einrichtung zentrale Informationssystem	Koordinierungsplattform gestärkt durch jährliches Bund-Länder-Gespräch; Informationssystem in Vorbereitung durch Forschungsprojekt
144	Erhalt der Forschungskompetenz für Nuklearsicherheit und Non-Proliferation	Erfolgt durch Forschung des BMWi und des BMBF im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung durch die Forschungsmaßnahmen „Sicherheitsforschung für kerntechnische Anlagen“ (BMWi) und Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) in der Forschungsinitiative „Grundlegende FuE-Arbeiten in der nuklearen Sicherheits- und Entsorgungsforschung zur Förderung des wissenschaftlichen Nachwuchses und zum Kompetenzerhalt“ (BMBF)
(145)	Aufbau „Forschungsforum Energiewende“	In dieser Dialogplattform des BMBF erörtern hochrangige Vertreter der Ressorts, der Länder, der Akademien, der Wissenschaftsorganisationen und Universitäten mit Vertretern aus Wirtschaft und gesellschaftlichen Gruppen die Entwicklung der Energiewende aus der Perspektive der Wissenschaft, identifizieren neue Forschungsfragen und geben Anregungen zu langfristigen Forschungsthemen. Dabei wird insbesondere auf die Ergebnisse der Analysen der Wissenschaftsakademien zurückgegriffen. Der Vorsitzende der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ wird in den Dialog eingebunden.
H Energieversorgung im europäischen und internationalen Kontext		
145	Internationales Klimaschutzabkommen	Deutschland im Rahmen des UNFCCC und des Kyoto-Prozesses aktiv
146	Unterstützung des Klimaschutzes in Entwicklungs- und Schwellenländern	Finanzierung durch das Sondervermögen Energie- und Klimafonds (Titel 687 01) ergänzend zu den aus den Einzelplänen 23 (BMZ) und 16 (BMU) finanzierten Maßnahmen
147	Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpakets	Umsetzungsakt zum Dritten Binnenmarktpaket erfolgt mit EnWG 2011
148	Initiative zur Planung eines europäischen Netzverbundes und Entwicklung gemeinsamer technischer Netzstandards	Arbeiten an einem europäische Netzverbund und gemeinsamer technischer Netzstandards laufen auf europäischer Ebene (ENTSO-E, ENTSO-G, ACER)
149	Verbesserung des europäischen Rechtsrahmen zum Ausbau der Grenzkuppelstellen	Verhandlungen des EU-Energieinfrastrukturpakets laufen
150	Zusammenarbeit mit BeNeLux-Staaten und Osteuropa für regional integrierte Strommärkte	DEU arbeitet mit den BeNeLux-Staaten, FRA und AUT im Pentilateralen Energieforum an einem regional integrierten Strommarkt in Zentralwesteuropa; im Central Eastern European Electricity Forum arbeitet DEU zusammen mit osteuropäischen Staaten an einem regional integrierten Strommarkt in Zentralosteuropa
151	Stromversorgung und Speicherkapazitäten Gespräche mit Norwegen und Alpenländern	Zwei deutsch-norwegische Arbeitsgruppen befassen sich mit möglichen Interkonnektoren beziehungsweise mit der CCS-Technologie. Als Ergebnis dieser Arbeiten hat NOR zugesagt, die nächste Stromleitung aus Südnorwegen nach Kontinentaleuropa nach Deutschland zu bauen; dies wäre die erste direkte Stromverbindung DEU-NOR. Zur Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken haben DEU-AT-CH in einer Ministererklärung gemeinsame Initiativen vereinbart.
152	Verknüpfung von Emissionshandelssystemen im Rahmen ICAP	Sekretariat wurde mit HH-Mitteln erweitert und Aktivitäten verstärkt, unter anderem ICAP Meetings in Berlin im Oktober 2011
153	Mehrerlöse aus Versteigerung der Zertifikate für Sondervermögen Klima- und Energiefonds	ETS-Erlöse gehen ab 2012 vollständig in EKF (Energie- und Klimafond)

Lfd Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
154	Produkt-Standards: Weiterentwicklung der Rechtsgrundlage Öko-Design-RL entsprechend einem fortschrittlichen Stand der Technik und Weiterentwicklung EU Top Runner-Ansatz (B1-8).	Konzeptpapier BMWi/BMU an EU-KOM übermittelt am 20.10.2011; Vorstellung des Konzepts gegenüber Mitgliedstaaten auf Konsultationsforum am 18.04.2012. Abhängig von der jeweiligen Durchführungsmaßnahme. Maßnahme umfasst darüber hinaus die Evaluierung und Revision der Richtlinie selbst sowie der Methodologie zur Festsetzung von Produktstandards. (Abhängig von EU-Kom)
155	Verbesserte und europaweite Verbraucherinformation bei Ökostromkennzeichnung	Umsetzung im Rahmen der EU Energiestrategie 2011–2020
156	Formulierung einer deutschen Gesamtstrategie für den Solarplan der EU	Anstatt einer singulären deutschen Strategie unterstützt BuReg. die Ausarbeitung des Mittelmeersolarplans mit EU-KOM und MS der Union. Der MSP-Materplan soll im Herbst 2013 von EU und Südmittelmeer Energieministern verabschiedet werden.
157	Bilaterale und regionale Energie- und Rohstoffpartnerschaften	Mit der Rohstoffstrategie der Bundesregierung (Oktober 2010) sowie mit bilateralen Rohstoffpartnerschaften wurde eine Strategie zur Sicherung einer nachhaltigen Rohstoffversorgung Deutschland vorgelegt. Um günstige Investitions- und Einkaufsbedingungen in für unsere Versorgungssicherheit wichtigen Liefer- und Transitländern zu erreichen, ist die Bundesregierung in den letzten Jahren eine Reihe neuer institutionalisierter Energiepartnerschaften und -dialoge eingegangen.
158	Politische Flankierung der deutschen Unternehmen bei großen Infrastrukturprojekten zur Diversifizierung der Energieversorgung (zum Beispiel Nordstream, Nabucco, LNG, Desertec, Nordsee super grid)	Vor dem Hintergrund der hohen und noch zunehmenden Energieimportabhängigkeit Deutschlands setzt die Bundesregierung v. a. auf „Risikostreuung“ durch Projekte deutscher und europäischer Investoren und Importeure mit dem Ziel der weiteren Diversifizierung bei den Energielieferländern und Transportrouten. Die Bundesregierung hat in diesem Kontext die genannten Großprojekte mit deutscher Beteiligung gezielt politisch flankiert und wird dies auch zukünftig fortsetzen.
159	Konferenzen zum Thema Energiewende	Durch bilaterale Durchführung mittels staatlicher und nichtstaatlicher Träger des Gastlandes unter Federführung der deutschen Auslandsvertretungen werden die Energiewende und damit verbundenen Vorteile unter klimapolitischen und ökonomischen Gesichtspunkten beworben. Ziel ist die Bewusstseinsbildung bei Entscheidungsträgern und Zivilgesellschaft und die Verstärkung der Diskussion sowie die Beförderung des Prozesses. Durchgeführt wurden bereits Konferenzen und Workshops in Kairo, Ottawa, Santo Domingo, Seoul, Tripolis und Warschau, Folgeveranstaltungen und Ausweitungen auf andere Länder sind in Vorbereitung.
160	Studien- und Informationsreisen für Legislative, Exekutive und Medienvertreter aus Schwerpunktländern zum Thema Energiewende in Deutschland	Bei durch die deutschen Auslandsvertretungen und das Auswärtige Amt geförderten Reisen von Abgeordneten, Regierungsvertretern und Journalisten aus ausgewählten Staaten und Regionen werden Ansätze für die Energiewende und daraus resultierende volkswirtschaftliche Vorteile vorgestellt und auf Deutschland und deutsche Unternehmen als Partner aufmerksam gemacht. Durchgeführt wurden bereits Reisen aus Brasilien, Russland, der Karibik und den OASIS-Staaten, weitere Reisen sind in Vorbereitung.
161	Bewerben der Energiewende bei Entscheidungsträgern in Schlüsseländern	In klima- und energieaußenpolitischen Dialogveranstaltungen mit gezielt ausgewählten Partnern innerhalb und außerhalb der Europäischen Union wird der Zusammenhang zwischen ambitioniertem Klimaschutz und der erforderlichen Transformation der Energiesysteme herausgearbeitet. Dadurch können sowohl die Positionen gerade außereuropäischer Länder im Kontext der internationalen Klimaverhandlungen als auch die nationalen Ambitionen dieser Länder beim Klimaschutz positiv beeinflusst werden. Einbezogen werden Vertreter nationaler Regierungen wie etwa von Kolumbien, Äthiopien und Bangladesch sowie Vertreter von regionalen Organisationen wie OAS, AU und ASEAN und auch Vertreter von Wissenschaft, Wirtschaft, Nichtregierungsorganisationen, Zivilgesellschaft und Medien der Partnerländer.

Lfd Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
162	Projekte und Workshops der Energieaußenpolitik	Schwerpunkte sind EKF-finanzierte Maßnahmen im Bereich der erneuerbaren Energien und hier speziell in Nordafrika / Naher Osten. Damit leistet Deutschland auch einen langfristigen Beitrag zur Stabilisierung dieser Konfliktregion.
I Transparenz und Akzeptanz		
163	Netzplattform, Kraftwerksforum und Plattform Erneuerbare Energien	Bei der Umsetzung der Energiewende ist für die Bundesregierung der Dialog mit den relevanten Akteuren von zentraler Bedeutung. Sie tauscht sich deshalb regelmäßig aus, unter anderem mit Vertretern der Länder sowie mit Wirtschafts- und Umweltverbänden. Diesem Dialog dienen insbesondere die Netzplattform, das Kraftwerksforum und die Plattform Erneuerbare Energien.
164	EEG Dialog	Das Bundesumweltministerium führt zur Reform des EEG zwischen November 2012 und Mai 2013 eine Reihe von öffentlichen Dialogveranstaltungen durch. Dabei sollen Betroffene, Akteure, Öffentlichkeit und Fachöffentlichkeit frühzeitig und umfassend über Problemstellungen, Konfliktlinien und Entscheidungsalternativen diskutieren.
165	Bürgerdialog	Das BMBF hat beispielsweise einen Bürgerdialog zu Energietechnologien initiiert. Insgesamt beteiligten sich im Rahmen von acht regionalen Bürgerkonferenzen sowie 22 Bürgerwerkstätten rund 1.500 Bürgerinnen und Bürger am Dialog. Ihre Erwartungen sind in einem Bürgerreport zusammengefasst worden. Zentrale Anliegen sind unmittelbar in die Forschungsförderung eingeflossen.
166	Neuer Förderschwerpunkt „Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“	Mit diesem Schwerpunkt verfolgt das BMBF einen neuen Ansatz in der Energieforschung, in dessen Mittelpunkt die Nachfrage- und Partizipationsforschung sowie Fragen der Akzeptabilität der Energiewende stehen.

Glossar

Anreizregulierung	Die Anreizregulierung im Strom- und Gasbereich dient dazu, die Netzzugangsentgelte so zu ermitteln, dass die Netzbetreiber den Anreiz haben, ihre wirtschaftliche Effizienz zu steigern. Sie erreicht damit, dass die Verbraucher vor ungerechtfertigten Kosten geschützt werden.
Arbeit, elektrische	Die elektrische Arbeit ist das Produkt aus der Leistung, die in Watt gemessen wird, und der Zeit. Sie wird meistens in Kilowattstunden (kWh) oder Wattsekunden (Ws) angegeben.
Bahnstromfernleitung	Mit Bahnstromfernleitungen wird die für den Betrieb der Bahnen erforderliche Energie von den Kraftwerken zu den Bahnanlagen transportiert; es handelt sich dabei nicht um die Oberleitungen.
Blackout	Als Blackout werden großflächige Stromausfälle bezeichnet.
Blindleistung	Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z. B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) benötigt wird, aber nicht nutzbar ist. Vielfach entsteht diese Blindleistung auch unerwünscht, und muss gezielt kompensiert werden.
Bruttoendenergieverbrauch	<p>Der Bruttoendenergieverbrauch umfasst den Endenergieverbrauch beim Letztverbraucher und die Verluste in den Erzeugungsanlagen und beim Transport. Der Bruttoendenergieverbrauch für erneuerbare Energien ergibt sich aus dem Endenergieverbrauch der Haushalte, des Verkehrs, der Industrie und des Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD) zuzüglich des Eigenverbrauchs des Umwandlungssektors sowie der Leitungs- und Fackelverluste.</p> <p>Die Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch, wie sie im Rahmen der Richtlinie 2009/28/EG ermittelt werden (unter Berücksichtigung besonderer Rechenvorschriften, u. a. die „normalisierte“ Strombereitstellung aus Wasserkraft und Windenergie) sind im Anhang A zu diesem Bericht auf der Seite der BNetzA nachrichtlich aufgeführt.</p> <p>Erneuerbare Energien im Elektromobilitäts- und Bahnstrombereich werden im vorliegenden Bericht implizit dem Stromsektor zugerechnet. Eine Methodik zur Anrechnung der Anteile von Strom aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor, die nicht auf einer doppelten Anrechnung beruht, wurde noch nicht entwickelt. Jedoch wird im Rahmen der Berichterstattung gegenüber der Europäischen Kommission zur Erfüllung des 10%-Mindestziels von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2020 detailliert auf diese Beiträge eingegangen.</p>
Bruttostromerzeugung	Die Bruttostromerzeugung umfasst die insgesamt erzeugte Strommenge eines Landes. Nach Abzug des Eigenverbrauchs der Erzeugungsanlagen verbleibt die Nettostromerzeugung.
Bruttostromverbrauch	Der Bruttostromverbrauch entspricht der Summe der gesamten inländischen Stromerzeugung (Wind, Wasser, Sonne, Kohle, Öl, Erdgas und andere), zuzüglich der Stromflüsse aus dem Ausland und abzüglich der Stromflüsse ins Ausland.
CO₂-Äquivalent	Die Einheit für das Treibhauspotenzial eines Gases gibt an, welche Menge CO ₂ in einem Betrachtungszeitraum von 100 Jahren die gleiche Treibhauswirkung entfalten würde, wie das betrachtete Vergleichsgas. Die verwendeten Äquivalenzfaktoren folgen den für die nationale Emissionsberichterstattung vorgegebenen Werten aus dem IPCC Second Assessment Report: Climate Change (1995).
CO₂-Zertifikate	Ein Zertifikat ist ein verbrieftes Recht, in einem bestimmten Zeitraum eine bestimmte Menge eines Schadstoffes zu emittieren. CO ₂ -Zertifikate sind an den Energiebörsen handelbar, wodurch das CO ₂ -Emissionsrecht einen Marktpreis bekommt. Indem immer weniger Zertifikate ausgegeben werden, soll eine Reduktion des Treibhausgasemissionen-Ausstoßes erreicht werden.
Day-ahead-Markt	Am Day-ahead-Markt wird der Strom gehandelt, der am nächsten Tag erzeugt und geliefert werden soll.
Differenzkosten	Die Differenzkosten des EEG ergeben sich aus den gezahlten Vergütungszahlungen der ÜNB abzüglich der durch den Verkauf des EEG-Stroms erzielten Einnahmen der ÜNB.
Direktvermarktung	Während im System des EEG der in Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Energien gewonnene Strom vergütet und an die Netzbetreiber abgegeben wird, kann der Anlagenbetreiber mit dem Modell der Direktvermarktung den Strom direkt an Abnehmer verkaufen. Dieser Verkauf wird ebenfalls vergütet.
EEG	Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Kurzfassung: Erneuerbare-Energien-Gesetz, „EEG“) aus dem Jahr 2000 regelt die Vorrang-Abnahmepflicht erneuerbarer Energien durch die Netzbetreiber, die (degressiven) Vergütungssätze der einzelnen Erzeugungsarten wie auch das Umlageverfahren der resultierenden Mehrkosten auf alle Stromabnehmer.
EEG-Umlage	Elektrizitätslieferanten müssen nach der Ausgleichsmechanismusverordnung seit dem 1. Januar 2010 für jede Kilowattstunde Elektrizität eine EEG-Umlage an den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entrichten. Die EEG-Umlage ist bundesweit einheitlich. Mit der EEG-Umlage soll die Differenz zwischen den zu zahlenden EEG-Einspeisevergütungen und den Einnahmen der ÜNB aus der Vermarktung des EEG-Stromes an der Börse gedeckt werden. Elektrizitätslieferanten, die Elektrizität an Letztverbraucher liefern, dürfen die EEG-Umlage an ihre Kunden weitergeben.
EEX	Die EEX (= European Energy Exchange) als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, CO ₂ -Emissionsrechten und Kohle.

Einspeisemanagement	Maßnahmen zur Stabilisierung der Stromnetze durch Eingriffe in den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.
Einspeisevergütung	Betreibern von Erneuerbaren-Energien-Anlagen wird nach dem EEG eine gesetzliche Vergütung pro eingespeister Kilowattstunde Strom zugesichert.
Emissionsbilanz	In einer Emissionsbilanz werden die durch einen Energieträger vermiedenen Emissionen und die verursachten Emissionen gegenübergestellt. Bei der Bilanzierung erneuerbarer Energieträger entsprechen die vermiedenen Emissionen den Emissionen der konventionellen Energieträger, die durch erneuerbare Energien ersetzt werden, während die verursachten Emissionen aus den Vorketten sowie dem Betrieb der erneuerbaren Energien resultieren.
Endenergie	Endenergie ist der Teil der Primärenergie, der den Verbraucher nach Abzug von Übertragungs- und Umwandlungsverlusten erreicht und der dann zur weiteren Verfügung steht. Endenergieformen sind zum Beispiel Fernwärme, elektrischer Strom, Kohlenwasserstoffe wie Benzin, Kerosin, Heizöl oder Holz und verschiedene Gase wie Erdgas, Biogas und Wasserstoff.
Endenergieverbrauch	Als Endenergieverbrauch wird die Verwendung von Energieträgern in einzelnen Verbrauchssektoren bezeichnet, sofern sie unmittelbar zur Erzeugung von Nutzenergie oder für Energiedienstleistungen eingesetzt werden.
Energiebilanz	Eine Energiebilanz gibt in Form einer Matrix Aufkommen, Umwandlung und Verwendung von Energieträgern in einer Volkswirtschaft für einen bestimmten Zeitraum, meist ein Jahr, an.
Energieträger	Energieträger sind Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist.
EPEX Spot	An der EPEX Spot (= European Power Exchange) mit Sitz in Paris wird der kurzfristige Elektrizitätshandel, der sogenannten Spotmarkt für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz abgewickelt.
Erneuerbare Energien	Erneuerbare Energien – auch regenerative oder alternative Energien genannt – sind Energiequellen, die nach den Zeitmaßstäben des Menschen unendlich lange zur Verfügung stehen. Nahezu alle erneuerbaren Energien werden letztlich durch die Sonne gespeist. Solarstrahlung, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenkraft können entweder direkt genutzt werden oder indirekt in Form von Biomasse, Wind, Wasserkraft, Umgebungswärme sowie Wellenergie.
Fossile Energieträger	Fossile Energieträger sind solche, deren Vorrat erschöpfbar ist und die aus Biomasse im Laufe von Jahrmillionen unter hohem Druck und Temperatur entstanden sind; es handelt sich um Energierohstoffe mit unterschiedlichen Kohlenstoffverbindungen: Öle, Kohlen, Gase.
Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung, HGÜ	Die Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (ab 220 kV) über sehr große Entfernungen. Oft zu finden ist das Kürzel DC, was von der englischen Bezeichnung „direct current“ (= Gleichstrom) stammt. Für die Verbindung mit dem herkömmlichen Wechselstromnetz sind Konverter erforderlich.
Jahreshöchstlast	Die Jahreshöchstlast ist der innerhalb eines Jahres in einem Netz auftretende maximale Bedarf an elektrischer Leistung.
Jahresvolllaststunden	Die Volllaststundenzahl eines Kraftwerks ist als Quotient aus im Jahr erzeugter Strommenge und Maximalleistung definiert.
Kernumlage nach EEG	Die Kernumlage bezieht sich nur auf die Deckung der im Prognosejahr anfallenden EEG-Förderkosten ohne Ausgleicheffekte für Vorjahre oder den Aufbau eines Liquiditätspuffers.
kontrafaktisch	Ein kontrafaktisches Szenario beschreibt eine Entwicklung, die stattgefunden hätte, wenn ein bestimmte Veränderung (zum Beispiel eine politische Maßnahme) nicht eingetreten wäre. Sie dient damit der vergleichenden Analyse von Entwicklungen.
Kraft-Wärme-Kopplung	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gleichzeitige Umwandlung von Brennstoffen in elektrische Energie und Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage.
Kuppelleitung	Als Kuppelleitungen oder Grenzkuppelleitungen werden die grenzüberschreitenden Leitungen bezeichnet, mit denen die Übertragungsnetze in verschiedenen Staaten verbunden sind.
Lastmanagement	Unter Lastmanagement ist die gezielte und aktive Steuerung des Energieverbrauchs zur Netzstabilisierung beziehungsweise zur Ausnutzung von Preisausschlägen im Strompreis zu verstehen. Damit soll die Energienutzung zeitnah an die Erzeugung angepasst werden. So kann zum Beispiel der Verbraucher gezielt Stromabnehmer zu- oder abschalten.
Leistung, elektrische	Die elektrische Leistung gibt an, wieviel Arbeit in einer bestimmten Zeit verrichtet wird. Die physikalische Leistung ist definiert als Arbeit pro Zeiteinheit. Die Leistung (P) wird gemessen in Watt (W). Entsprechend ist: 1 Kilowatt (kW) = 1.000 Watt, 1 Megawatt (MW) = 1.000 kW.

Market-Coupling	Im Rahmen eines Market Coupling wird die Nutzung der knappen Grenzkuppelleitungen durch die Berücksichtigung der Energiepreise in den gekoppelten Märkten verbessert und damit zur effizienten Bewirtschaftung von Engpässen zwischen verschiedenen Marktgebieten unter Beteiligung mehrerer Strombörsen beigetragen. Dabei wird die Day-ahead Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gemeinsam mit der Energieauktion an den Elektrizitätsbörsen auf Basis der Preise an den beteiligten Börsen durchgeführt. Daher spricht man hier auch von impliziten Kapazitätsauktionen.
Merit-Order	Als „Merit-Order“ wird die Sortierung der Angebote eines Marktes nach ihrem Angebotspreis bezeichnet. Bei der Strombörse wird diese Merit-Order verwendet, um sicherzustellen, dass nur die billigsten Kraftwerke zum Einsatz kommen. Im Ergebnis wird durch die Merit-Order der Einsatzplan der Kraftwerke anhand der variablen Erzeugungskosten, also der Brennstoffkosten, bestimmt, wodurch die am teuersten produzierenden Kraftwerke (bei unveränderter Nachfrage) vom Markt verdrängt werden und Strom zu günstigeren Preisen verkauft wird.
(n-1)-Kriterium	Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine beliebige Komponente, etwa ein Transformator oder eine Stromleitung, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heißt, es darf in diesem Fall nicht zu Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben; die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden.
Netto-Leistung	Die an das Versorgungssystem abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit wird als Netto-Leistung bezeichnet; sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung nach Abzug der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird.
Nicht-privilegiertes Letztverbrauch	Der abgenommene EEG-Strom wird auf die Gesamtheit aller Stromverbraucher überwält, die nicht von den Entlastungsregelungen profitieren.
Nutzenergie	Ist die Energie, die dem Endnutzer für seine Bedürfnisse zur Verfügung steht. Nutzenergie wird direkt aus der Endenergie gewonnen. Mögliche Formen von Nutzenergie sind Wärme zur Raumheizung, Kälte zur Raumkühlung, Licht oder mechanische Arbeit.
Primärenergie	Primärenergie ist der rechnerisch nutzbare Energiegehalt eines natürlich vorkommenden Energieträgers.
Primärenergieträger	Primärenergieträger sind Energieträger, die noch keiner Umwandlung unterworfen wurden. (Beispielsweise Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas und spaltbares Material wie Uran sowie erneuerbare Energien (Sonnenergie, Windkraft, Wasserkraft, Erdwärme und Gezeitenenergie).)
Primärenergieverbrauch	Der Primärenergieverbrauch (PEV) ist das saldierte Ergebnis aus inländischer Produktion, dem Außenhandelsaldo bei Energieträgern unter Abzug der Hochseebunkerungen sowie unter Berücksichtigung der Lagerbestandsveränderungen.
Privilegiertes Letztverbrauch	Die Besondere Ausgleichsregelung des § 410ff EEG begrenzt die Menge des gemäß EEG vergüteten Stroms aus Erneuerbaren Energien, den bestimmte Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sowie solche, die Schienenbahnen betreiben, als Teil ihres gesamten Strombezugs von den sie beliefernden Energieversorgungsunternehmen (EVU) abnehmen müssen
Prozesswärme	Wird für technische Prozesse wie Garen, Schmieden, Schmelzen oder Trocknen benötigt. Sie kann durch Verbrennung, elektrischen Strom oder, im günstigsten Fall, durch Abwärme bereitgestellt werden.
Redispatch	Beim Redispatch wird der Kraftwerkseinsatz (= Dispatch) bei bestehenden oder drohenden Netzengpässen vom Übertragungsnetzbetreiber an die Anforderungen des Netzes angepasst. Da Handelsgeschäfte nicht von diesen Maßnahmen tangiert werden, werden die hiermit verbundenen Kosten bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt.
Regelenergie	Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung lassen in einem Elektrizitätsnetz Leistungsungleichgewichte entstehen. Die Regelenergie wird dazu benötigt, diese Ungleichgewichte auszugleichen und dadurch Netzfrequenz und -spannung wieder auf ihren Sollwert zu bringen. Bei einer Überspeisung muss dem Netz durch den Einsatz negativer Regelenergie Strom entzogen werden; bei einer zu geringen Einspeisung muss das Netz durch das Zuführen von positiver Regelenergie gestützt werden.
Rekommunalisierung	Bei der Rekommunalisierung werden zuvor privatisierte Werte eigentumsrechtlich zurück in öffentlich-rechtliche Organisationsformen geführt. In den Strom- und Gasnetzen hat es in den letzten Jahren vielfach einen Kauf örtlicher Netze durch die Kommunen gegeben. Die Zahl der Netzbetreiber steigt dadurch an.
Schwarzstartfähigkeit	Die Fähigkeit eines Kraftwerks, ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können, wird als Schwarzstartfähig bezeichnet. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von großer Bedeutung.

Sekundärenergieträger	Im Unterschied zu den Primärenergieträgern sind Sekundärenergieträger solche, die aus der Umwandlung von Primärenergieträgern entstehen. Dies sind alle Stein- und Braunkohlenprodukte sowie Mineralölprodukte, Gichtgas, Konvertergas, Kokereigas, Strom und Fernwärme. Sekundärenergieträger können aber auch aus der Umwandlung anderer Sekundärenergieträger entstehen.
Spitzenlast	Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.
Substitutionsprinzip	In den deutschen Energiebilanzen wurde bis zum Bilanzjahr 1994 wurde für die Bewertung von Energieträgern, bei denen es keinen einheitlichen Umrechnungsmaßstab wie den Heizwert gibt, sowie beim Stromaußenhandel als Hilfsgröße der durchschnittliche Brennstoffbedarf in konventionellen Kraftwerken herangezogen. Es wurde davon ausgegangen, dass Strom aus konventionellen Wärmekraftwerken ersetzt wird und sich dadurch der Brennstoffeinsatz in diesen Anlagen vermindert. In Angleichung an die internationale Konvention wurde dieses Prinzip ab dem Berichtsjahr 1995 durch die Wirkungsgradmethode abgelöst.
Systemdienstleistungen	Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unvermeidlichen Dienstleistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für ihre Netzkunden zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen.
Umlagepflichtiger Letztverbrauch	Der umlagepflichtige Letztverbrauch gliedert sich in zwei Teilbereiche: den regulären, d. h. nicht-privilegierten Letztverbrauch und den privilegierten Letztverbrauch.
Unbundling	Unbundling, auch Entflechtung genannt, bedeutet, dass auf Grund gesetzlicher Vorgaben die Funktionen (Übertragung und Verteilung) der Strom- und Gasversorger von den freien organisierten Tätigkeiten (Erzeugung, Handel und Vertrieb) zumindest organisatorisch und buchhalterisch getrennt werden müssen. Damit soll erreicht werden, dass der Netzbetrieb, der ein sogenanntes „natürliches Monopol“ darstellt, von den Wettbewerbsbereichen Energieerzeugung, Energiehandel und Energiebelieferung getrennt wird. Entflechtungsmaßnahmen zielen auf die Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen ab.
Wärmebereitstellung durch erneuerbarer Energien	Der im Bericht aufgeführte Anteil erneuerbare Energien an der Wärmebereitstellung entspricht dem Verhältnis aus der Wärmebereitstellung von Endenergie aus erneuerbaren Energien (entsprechend den Angaben der AGEE-Stat, ohne Wärme aus Strom; bei Wärmepumpen abzüglich des Stromeinsatzes) und dem Endenergieverbrauch für Wärme entsprechend den Anwendungsbilanzen der AGEB (dieser enthält, anders als der Zähler, auch die Wärmebereitstellung aus Strom). Zur Berechnung des im EEWärmeG definierten Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte wird im Nenner der Endenergieverbrauch für alle Kälteanwendungen einbezogen.
Wirkungsgradprinzip	Statistisches Bewertungsverfahren bei der Erstellung einer Energiebilanz.. Dabei werden die Energieträgern, für die es keinen einheitlichen Umrechnungsfaktor wie den Heizwert gibt, auf Basis von definierten Wirkungsgraden bewertet. Für die Kernenergie wird ein Wirkungsgrad von 33 Prozent unterstellt, für die Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Wasserkraft ein Wirkungsgrad von 100 Prozent. Die Wirkungsgradmethode findet in Deutschland in Angleichung an die internationale Konvention seit dem Berichtsjahr 1995 Anwendung

Literatur- und Quellenverzeichnis

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Energieverbrauch in Deutschland
www.ag-energiebilanzen.de (Datum des Zugriffs: 18. Dezember 2011).

AG Energiebilanzen (2012), Energiebilanzen verschiedener Jahre und Auswertungstabellen zur Energiebilanz

BDEW (2012): Pressemitteilung vom 26. Juli 2012.
www.bdew.de

BMU (2011): Erneuerbare Energien in Zahlen
www.erneuerbare-energien.de

BMU (2012): Erneuerbare Energien in Zahlen
www.erneuerbare-energien.de

BMU (2012b), GreenTech made in Germany 3.0, Umwelttechnologie-Atlas für Deutschland.

BMWi (2011): Energie in Zahlen
www.bmwi.de

BMWi (2011a), 2. Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) der Bundesrepublik Deutschland.

BMWi (2011b), 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung.

BNetzA (2012), Statistikbericht EEG – Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2010 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), abrufbar unter:
www.bundesnetzagentur.de

BNetzA (2012), Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 30.07.2012), abrufbar unter:
www.bundesnetzagentur.de

BNetzA (2011), Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit zugleich Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekernkraftwerks im Sinne der Neuregelungen des Atomgesetzes, abrufbar unter:
www.bundesnetzagentur.de

BNetzA (2012), Monitoringbericht 2011, abrufbar unter:
www.bundesnetzagentur.de

Bürgerdialog, www.buergerdialog-bmbf.de

Bürgerreport, www.buergerdialog-bmbf.de

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) et al (2012):
Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2011 – eine erste Abschätzung

EWI/PROGNOS/GWS (2010), Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung

EWI (2012), Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien – Analyse der kurzen und langen Frist. Working Paper.

Ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Institut für sozial-ökologische Forschung (ISOE) GmbH (2009), Evaluation des Cariteam-Energiesparservice in Frankfurt a.M., Studie im Auftrag des BMU

Institut Wohnen und Umwelt, Bremer Energieinstitut BEI (2011): Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ 2010 und „Ökologisch / Energieeffizient Bauen“ 2006–2010. Studie im Auftrag der KfW, Darmstadt, Bremen

KfW Research (2012), Fördereffekte der KfW-Programme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren

Lehr et al. (2011), Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, Osnabrück

Schlomann et al. (2012), Methoden- und Indikatorenentwicklung für Kenndaten zum Klimaschutz im Energiebereich, Karlsruhe (in Veröffentlichung).

Sensfuß F (2011), Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien. Update für das Jahr 2010.

Sensfuß, F. (2011), Ragwitz, M.: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel – Analyse für das Jahr 2006/Gutachten des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2007. (Forschungsbericht)

Speth, V.; Warzecha, J (2012), The impact of wind and solar on peak and off-peak prices

Speth, V. Klein, A. (2012), The impact of different wind and solar portfolios on spot market prices

Traber, T. ; Kemfert, C. 2011, Diekmann, J.: Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien

Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. (2011), Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Umweltbundesamt (2012a), Ökonomische Bewertung von Umweltschäden – Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten, Dessau-Roßlau (in Veröffentlichung)

Umweltbundesamt (2012b), Best-Practice-Kostensätze für Luftschadstoffe, Verkehr, Strom- und Wärmeerzeugung, Anhang B zu „Ökonomische Bewertung von Umweltschäden-Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten“, Dessau-Roßlau (in Veröffentlichung)

Umweltbundesamt: Nationaler Inventarbericht 2012, April 2012, Umweltbundesamt (in Veröffentlichung) www.umweltbundesamt.de

Umweltbundesamt: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, Emissionsentwicklung 1990–2010 (Endstand 15.04.2012), Umweltbundesamt www.umweltbundesamt.de

Umweltbundesamt: Berechnungen für 2011 auf Grundlage von Veröffentlichungen der Arbeitsgemeinschaft

Energiebilanzen und des Statistischen Bundesamtes sowie Expertenschätzungen, Stand: März 2012
www.umweltbundesamt.de

Umweltbundesamt: Daten zur Umwelt 2012 (in Veröffentlichung)
www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de

Weigt, H.: Germany's wind energy (2009), The potential for fossil capacity replacement and cost saving.
In: Applied Energy 86, S. 1857, 1863

Die Zahlenwerte der Abbildungen sowie weiterführende Information sind auf der Internetseite der
Geschäftsstelle der BNetzA zum Monitoring-Prozess Energie der Zukunft eingestellt:
www.bundesnetzagentur.de/MonitoringEnergieDerZukunft/

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung
für das Berichtsjahr 2011

Berlin · Mannheim · Stuttgart, Dezember 2012

- ⊙ Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
- ⊙ Prof. Dr. Georg Erdmann
- ⊙ Prof. Dr. Frithjof Staiß
- ⊙ Dr. Hans-Joachim Ziesing

ENERGIE DER ZUKUNFT 
Kommission zum Monitoring-Prozess

Prof. Dr. Andreas Löschel
(Vorsitzender)
Prof. Dr. Georg Erdmann
Prof. Dr. Frithjof Staiß
Dr. Hans-Joachim Ziesing

Expertenkommission:

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW)
L7, 1 - 68161 Mannheim
Postfach 10 34 43 - 68034 Mannheim
E-Mail loeschel@zew.de
Telefon +49 621-1235-200
Fax +49 621-1235-226

Prof. Dr. Georg Erdmann

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme
Einsteinufer 25 (TA8) - 10587 Berlin
E-Mail georg.erdmann@tu-berlin.de
Telefon +49 30-314-24656
Fax +49 30-314-26908

Prof. Dr. Frithjof Staiß

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)
Industriestr. 6 - 70565 Stuttgart
E-Mail frithjof.staiss@zsw-bw.de
Telefon +49 711-7870-210
Fax +49 711-7870-100

Dr. Hans-Joachim Ziesing

AG Energiebilanzen e.V. (AGEB)
Mohrenstraße 58 - 10117 Berlin
E-Mail hziesing@t-online.de
Telefon +49 30-8913987

Dieses Gutachten beruht auch auf der sachkundigen und engagierten Arbeit unserer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter:

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW)

Philipp Massier

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme

Lars Dittmar
Fernando Oster

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)

Maike Schmidt

Ecologic Institut

Eike Dreblow

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011

Zusammenfassung

Im Oktober 2011 bestellte die Bundesregierung eine unabhängige Expertenkommission aus vier Energiewissenschaftlern, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) bei der Erarbeitung des Monitoring-Konzepts sowie bei der Auswahl der Indikatoren unterstützen soll. Außerdem sollen die von den Ministerien erstellten, jährlichen Monitoring-Berichte begutachtet und kommentiert werden.

Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung. Es hat die wissenschaftliche Einordnung und Bewertung des Monitoring-Berichts zum Gegenstand. Darüber hinaus werden einzelne relevante Entwicklungen, Ziele und Maßnahmen konstruktiv-kritisch analysiert. Eine umfassende Bewertung der Energiewende durch die Expertenkommission ist nicht Auftragsgegenstand und im gegebenen Rahmen auch nicht zu leisten. Aussagen hierzu sind dem Fortschrittsbericht im Jahr 2014 vorbehalten, der eine weitreichende Beurteilung sowie tiefergehende Evaluationen der Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge zum Gegenstand hat.

Der Monitoring-Prozess ist langfristig angelegt. Im ersten Jahr wurde neben der eigentlichen Berichtserstellung die Grundlage für die Systematik des Monitorings aufgebaut. Damit stellen sowohl der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung als auch die hier vorliegende Stellungnahme so etwas wie eine Eröffnungsbilanz dar. Der Prozess ist auf die Mitwirkung der Öffentlichkeit angelegt. Die Expertenkommission greift deshalb Anregungen für ihre weitere Arbeit gerne auf.

Zieleinordnung

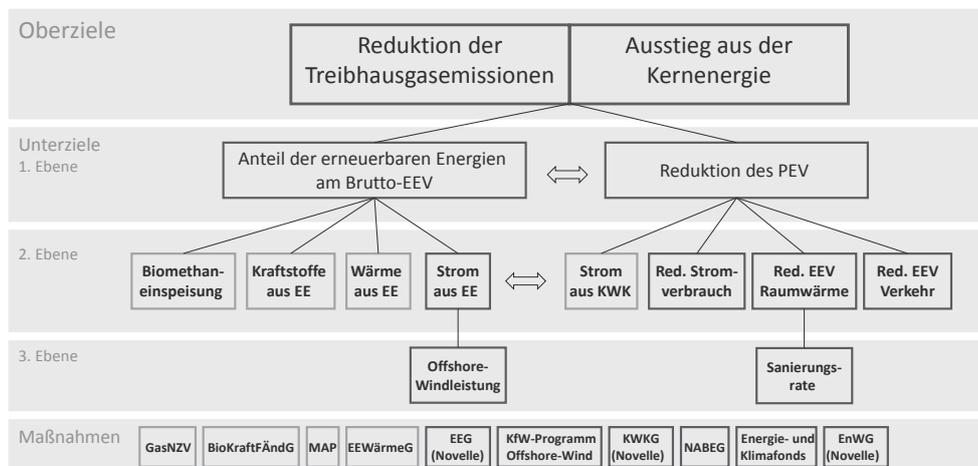
Das Energiekonzept und die nachfolgenden Beschlüsse der Bundesregierung benennen eine umfassende Liste von Zielen der Energiewende. Diese Ziele sind formal gleichrangig. Sie sind aber nicht alle gleich bedeutend. Zur Analyse des komplexen Zielbündels der Energiewende sollte aus Sicht der Expertenkommission eine Zielhierarchisierung erfolgen. Das Energiekonzept und dessen beschleunigte Umsetzung nach dem Reaktorunglück in Fukushima scheinen für uns durch zwei Oberziele bestimmt: die Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020 und der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022.

Diese Oberziele werden durch verschiedene Unterziele flankiert und über politische Maßnahmen umgesetzt. Die Unterziele und Maßnahmen wiederum können und sollten flexibel anpassbar sein, sofern dabei die Oberziele nicht verfehlt werden. Die im Energiekonzept dargestellten Unterziele stellen aus unserer Sicht *einen* von mehreren Wegen dar, die beiden Oberziele zu erreichen. In unserer Stellungnahme werden Ziele der Energiewende nicht hinterfragt.

Das energiepolitische Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Sicherheit stellt den konzeptionellen Maßstab zur Bewertung der Unterziele und Maßnahmen dar. Zeigt sich im Rahmen des Monitoring-Prozesses, dass die Unterziele nicht oder nur unter unverhältnismäßig hohen ökonomischen, sozialen oder ökologischen Belastungen erreicht werden können, dann sollten die Unterziele und Maßnahmen entsprechend angepasst werden. So kann und sollte möglicher Nachsteuerungsbedarf identifiziert werden.

Die Ziele des Energiekonzepts sind in der folgenden Abbildung dargestellt, nun mit den vorgeschlagenen Oberzielen sowie weiteren Unterzielebenen. Einige Zielinkonsistenzen werden in der Stellungnahme deutlich. Die fortgesetzte kritische Überprüfung der Unterziele ist daher für den weiteren Verlauf der Energiewende von größter Wichtigkeit.

Abb.: Zielhierarchisierung der Energiewende (Auswahl)



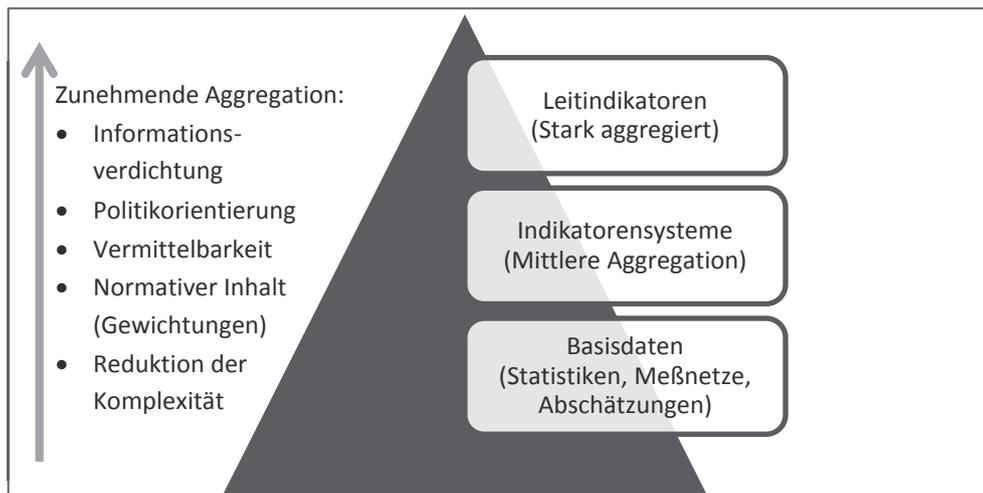
Quelle: Eigene Darstellung (rot = in den Energiewendeentschlüssen explizit genannte Ziele und angestrebene Maßnahmen; grau = zusätzlich bestehende Ziele und Maßnahmen)

Monitoring-Prozess und Indikatorensysteme

Zur Operationalisierung des Monitoring-Prozesses ist ein konsistentes Indikatorensystem erforderlich. Entscheidend für die Anwendbarkeit der Indikatoren sind die Kriterien Zielbezug, Transparenz, Belastbarkeit, Verfügbarkeit und Aktualität. Der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung ist ein Schritt hin zu einem solchen Indikatorensystem, auch wenn die Indikatoren noch nicht durchgängig nach diesen Bewertungskriterien geprüft werden. Die Expertenkommission sieht die folgenden Punkte als vordringlich an.

Zwar erscheint für die detaillierte Betrachtung verschiedener Bereiche der Energiewende eine große Zahl an Indikatoren als Informationsgrundlage sinnvoll, handlungsleitend kann eine umfassende Indikatorenliste jedoch kaum sein. Sie ist schlicht zu komplex. Hierfür sollte in Zukunft eine kompakte Liste leicht nachvollziehbarer Leitindikatoren entwickelt werden. In der folgenden Abbildung ist eine Hierarchisierung von Indikatoren und Daten dargestellt.

Diese Leitindikatoren werden sich flexibel an die Herausforderungen der Energiewende anpassen müssen. Die Ausgestaltung des Monitoring-Prozesses sowie des Monitoring-Berichts ist ständig zu überprüfen und weiter zu entwickeln, um relevante Aspekte und Herausforderungen zu identifizieren und diesen gerecht zu werden.

Abb.: Ausgestaltung von Indikatorensystemen

Quelle: [UBA/Destatis, 1998] (Eigene Darstellung)

Der jährliche Bericht stellt die aktuelle Situation mithilfe von Indikatoren dar, die sich im vorliegenden Bericht auf den Zeithorizont bis Ende 2011 beziehen. Demgegenüber sind in den dreijährlichen Fortschrittsberichten Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge und Bewertungen herauszuarbeiten. Dazu sollten einerseits ex-post Studien durchgeführt werden, welche die ergriffenen Maßnahmen auf ihre Effektivität und Effizienz hin überprüfen. Andererseits sollten ex-ante Analysen angefertigt werden, die Rückschlüsse über potentielle Herausforderungen in der Zukunft erlauben und erkennen lassen, ob wir uns auf dem richtigen Pfad befinden.

Bei der Interpretation von energiebezogenen Indikatoren sind methodische Besonderheiten zu beachten. Auch sind der zukünftige Datenerhebungsbedarf sowie die Entwicklung besserer Indikatoren zu adressieren und umzusetzen, vor allem durch eine Novellierung des Energiestatistikgesetzes.

Initiativen im Bereich der Energieeffizienz

Die Steigerung der Energieeffizienz ist eine der zentralen Voraussetzungen zur Ermöglichung der angestrebten Senkung der Treibhausgasemissionen.

Über alle Endenergiesektoren strebt die Bundesregierung eine jahresdurchschnittliche Steigerung der Energieproduktivität um 2,1 % an. In der Vergangenheit hat sich die Energieeffizienz in Deutschland schon spürbar verbessert,

wenn auch sektoral in unterschiedlichem Ausmaß. Gleichwohl müssen Tempo und Intensität in Zukunft noch erheblich gesteigert werden, um die angestrebten Verbesserungen bei der Energieeffizienz zu erreichen. Dies gilt im besonderen Maße für den Gebäude- und Verkehrsbereich. Hier besteht ein großer Handlungsbedarf bei der Umsetzung wirksamer Maßnahmen, die sich im Gebäudebereich mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität in erster Linie auf die energetische Sanierung des Gebäudebestands richten müssen. Beim Verkehrsbereich sollte man sich nicht nur auf die Elektromobilität konzentrieren, sondern umfassendere Mobilitätskonzepte umsetzen, die sich an einer nicht-fossilen Strategie für die unterschiedlichen Verkehrssysteme und deren Zusammenwirken im Personen- und Güterverkehr ausrichten.

Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung diskutiert zum Bereich der Energieeffizienz eine Reihe von Indikatoren und weist auf Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz hin. Die vorgelegten Indikatoren sind klar definiert und nachvollziehbar abgeleitet. Allerdings wären Aussagen mit Blick auf die Zielerreichung wünschenswert. Hinsichtlich der aufgeführten Maßnahmen fehlt eine Einordnung ihrer Effektivität und Effizienz. Auch eine Einschätzung zur Effizienzsteigerung bei der Stromnutzung sowie zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung vor dem Hintergrund des Ziels eines 25 %-igen Erzeugungsanteils im Jahr 2020 wird vermisst.

Entwicklung der erneuerbaren Energien

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien verläuft bislang in allen Sparten erfolgreich. Das Ziel eines Anteils von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 scheint erreichbar, bleibt aber anspruchsvoll.

Die hohe Ausbaudynamik im Stromsektor ist die treibende Kraft, die die erneuerbaren Energien insgesamt auf Zielkurs hält. 2011 deckten die Erneuerbaren 20 % des Bruttostromverbrauchs. Die Stromerzeugung liegt über dem für eine lineare Zielerfüllung bis 2020 erforderlichen Wert. Dennoch wird das Erreichen des Mindestanteils von 35 % am Bruttostromverbrauch bis 2020 kein Selbstläufer. Insbesondere sind die fehlende Dynamik im Offshore-Wind-Sektor und die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Photovoltaik zu beachten. Dabei sollte auch das Thema Systemintegration angegangen werden.

Der Anteil der erneuerbaren Energien im Wärmesektor wächst stetig, jedoch mit deutlich geringerer Dynamik. Im Jahr 2011 betrug er 11 %, ein Großteil davon aus dem Einsatz von Biomasse. Bei einer Fortsetzung des Zubaus ist der angestrebte Anteil von 14 % am Endenergieverbrauch für Wärme 2020 möglich.

Im Verkehrsbereich lag der regenerative Kraftstoffanteil im Jahr 2011 bei 5,5 % und basierte ausschließlich auf Biodiesel und Bioethanol. Die für 2020 zur Erfüllung der EU-Vorgabe erforderliche Erhöhung auf 10 % ist erreichbar. Angesichts vorhandener Potentialgrenzen für Biokraftstoffe im Inland und unter Aspekten der Nachhaltigkeit bedarf es aber der Entwicklung zusätzlicher regenerativer Alternativen zu fossilen Kraftstoffen.

Beim Ausbau der energetischen Nutzung der potentialseitig beschränkten Ressource Biomasse sollen in zukünftigen Berichten der systemoptimale Einsatz und die Entschärfung von Nutzungskonkurrenzen untersucht werden.

Umweltwirkungen des Energiesystems

Die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung ist eine der Grundvoraussetzungen für eine nachhaltige Entwicklung und spielt eine wesentliche Rolle hinsichtlich der Akzeptanz der Energiewende.

Eines der Oberziele des Energiekonzeptes ist die Reduktion der Treibhausgase um 40 % bis 2020 und um 80 bis 95 % bis 2050. Diese Ziele sind gesetzt und daher nicht Gegenstand der folgenden Ausführungen. Vielmehr geht es um die Frage, ob die Oberziele des Energiekonzeptes ohne gravierende Auswirkungen auf andere Umweltdimensionen erreicht werden können oder ob sich hier Konflikte andeuten, die eventuell das Nachsteuern von Unterzielen und Instrumenten nahelegen.

Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird keine Indikatorik zu genannten Umweltdimensionen vorgelegt. Aus unserer Sicht ist die Umweltverträglichkeit aber ein Bewertungsmaßstab der Energiewende, welcher auch im Monitoring entsprechend berücksichtigt werden sollte.

Die relevanten Umweltdimensionen lassen sich aus Sicht der Expertenkommission insbesondere durch Indikatoren für die Flächeninanspruchnahme, Emissionen von Luftschadstoffen, Wasserbelastung, Ressourcennutzung und

Radioaktivität abbilden. Dabei ist vor allem die Flächeninanspruchnahme relevant und sollte beobachtet werden. Bei den anderen Umweltdimensionen ist durch die Energiewende tendenziell eine Entlastung zu erwarten. Unbedingt sollte der Monitoring-Bericht sich mit der Endlagerproblematik beschäftigen.

Entwicklung der Versorgungssicherheit

Ohne Zweifel wäre die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende gefährdet, wenn sich bei den Energieverbrauchern die Sorge festsetzen sollte, dass eine gesicherte Versorgung mit Energieträgern, insbesondere Elektrizität, nicht mehr gewährleistet sein könnte. Es muss dazu nicht unbedingt zu effektiven Versorgungsunterbrechungen gekommen sein.

Im Rahmen des Monitorings verdient die Versorgungssicherheit deshalb große Aufmerksamkeit. Der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung wendet sich an mehreren Stellen den entsprechenden Fragestellungen zu, doch bleibt dabei die Position der Bundesregierung intransparent.

Als Indikator für die Versorgungssicherheit würde sich für das zukünftige Monitoring der Umfang der gesicherten Leistung im Verhältnis zur Jahreshöchstlast eignen. Es zeigt sich, dass die aktuell geplanten Kapazitäten deutlich nicht ausreichen. Die Expertenkommission tendiert zu der Einschätzung, wonach die Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätswirtschaft kritisch gesehen wird, insbesondere bei regionaler Betrachtung für den süddeutschen Raum.

Parallel zu Investitionen in steuerbare Kraftwerkskapazitäten kann ein beschleunigter Ausbau von Übertragungsnetzen nach Süddeutschland die Situation entschärfen. Im Lichte der bereits aufgetretenen Verzögerungen beim Netzausbau lässt sich derzeit kaum belastbar beurteilen, ob und mit welchem Tempo die Fertigstellung neuer Trassen nach Süddeutschland ausreichend beschleunigt werden kann.

Neben der gesicherten Elektrizitätsversorgung muss sich das Energiewende-Monitoring auch mit der Erdgasversorgungssicherheit befassen. Maßgeblich ist hierfür die Diversifikation der Erdgasversorgung. Diese stellt derzeit aus unserer Sicht kein ernsthaftes Versorgungsproblem dar. Anders verhält es sich mit den inländischen Pipelinekapazitäten. Das Untersagen unterbrechbarer Gaslieferverträge etwa in Süddeutschland erfordert einen geeigneten Ausbau

der Erdgasinfrastruktur. Wir empfehlen, diesem Sachverhalt in den künftigen Monitoring-Berichten Aufmerksamkeit zu schenken.

Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung

Für die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung sind die möglichen Belastungen von Haushalten und Unternehmen sowie aggregiert für die Volkswirtschaft durch Energiekosten zu betrachten. Generell kann die Wirtschaftlichkeit durch eine effiziente Energiebereitstellung verbessert werden.

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit erfolgt in der politischen Diskussion gerne in Verbindung mit der Lastenverteilung, sprich: den von einzelnen Endverbrauchern bezahlten Energiepreisen. Da dies von den Kostenentwicklungen ablenkt, schlagen wir vor, gesamtwirtschaftlich aggregierte Indikatoren zur Beurteilung heranzuziehen. Die Betrachtung der aggregierten Belastung der Volkswirtschaft durch Energiekosten erlaubt eine Aussage darüber, inwieweit von einer hohen Energiekostenbelastung gesprochen werden kann.

Begriffe wie „wettbewerbsfähige Preise“, „wirtschaftliche Tragfähigkeit“ oder „Bezahlbarkeit“ sind nicht operationalisierbar definiert. Entsprechend können keine Akzeptanzschwellen für Haushalte und Unternehmen benannt werden. Letztlich ist die Frage der akzeptablen Energiekostenbelastung durch die Energiewende eine Wertentscheidung, die das Ergebnis eines fortlaufenden politischen Prozesses darstellt.

Die Bezahlbarkeit der Energie bezieht sich hier auf fossile Energieträger ebenso wie auf Elektrizität. Während die Kosten der fossilen Energieträger überwiegend auf Entwicklungen außerhalb Deutschlands beruhen, werden die Kosten der Stromversorgung auch durch die deutsche Politik bestimmt. Aus diesem Grund konzentriert sich die Debatte vorwiegend auf den Strombereich.

Der Anstieg der Kosten für Elektrizität verlief in der aggregierten Sichtweise für den Zeitraum bis einschließlich 2011 nicht so dramatisch wie in der Öffentlichkeit oft dargestellt. Der Anteil der Ausgaben für Elektrizität am nominalen Bruttoinlandsprodukt liegt mit 2,5 % im Jahr 2011 auf dem Niveau von 1991. Diese Aussage sollte jedoch nicht zur Sorglosigkeit verleiten. In der Zukunft ist damit zu rechnen, dass die aggregierten Elektrizitätsausgaben weiter ansteigen. Dazu tragen der weitere Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, sowie der Ausbau von Netzen, Backup-Kraftwerken und Speichern bei.

Gesamtwirtschaftliche Effekte

Unzweifelhaft ist die Energiewende ein gesamtwirtschaftlich herausforderndes Projekt für den umweltfreundlichen Umbau der Energieversorgung eines Industrielandes. Um die mit der Energiewende verbundenen gesamtwirtschaftlichen Effekte zu analysieren, wird ein Analysekonzept benötigt. Dafür stehen grundsätzlich ökonomische Modelle zur Verfügung, die den Status-quo mit kontrafaktischen Szenarien vergleichen.

Für den ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung werden verabredungsgemäß keine Modelle eingesetzt. Daraus folgt ein eklektisches Vorgehen zur Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Effekte. Die Expertenkommission schlägt dazu drei Analyseebenen vor: die Ebene der volkswirtschaftlichen Aggregate, z.B. Arbeitsplätze, Investitionen und Preisniveau, die Ebene der ökonomischen Effizienz bei der Energiebereitstellung und -nutzung unter Berücksichtigung der externen Kosten sowie die Ebene der gesamtwirtschaftlichen Dynamik mit Pfadabhängigkeiten.

Im Kontext der ersten Ebene handelt es sich bei der Energiewende um ein langfristig angelegtes Investitionsprogramm, welches sich von einem kurzfristigen Konjunkturprogramm unterscheidet. Bezüglich der zweiten Ebene kann man von einer volkswirtschaftlich effizienten Energiepolitik schon deshalb nicht sprechen, weil neben dem Postulat der ökonomischen Effizienz weitere Entscheidungsdimensionen eine Rolle spielen. Die dritte Ebene der Pfadabhängigkeiten lässt erkennen, dass die deutsche Volkswirtschaft auf einen ökologischen Entwicklungspfad eingeschwenkt ist.

Koordination der deutschen und europäischen Klima- und Energiepolitik

Die Transformation des Energiesystems in Deutschland ist eng mit der europäischen Klimaschutzpolitik verbunden. Das europäische Emissionshandelssystem und das sogenannte Effort Sharing mit nationalen Zielvorgaben bilden einen übergeordneten Rahmen. Bei der Verfolgung der nationalen Klimaschutzziele ist dieser Rahmen zu beachten und mögliche Interdependenzen sind zu prüfen.

Das EU-Emissionshandelssystem ist durch einen starken Preisverfall für Emissionsrechte gekennzeichnet, so dass Anreize für Emissionsreduktionen dadurch kaum noch gesetzt werden. Neben der Verfolgung nationaler Zielset-

zungen ist daher das Augenmerk auch auf die Wiederherstellung der Funktionsfähigkeit des Emissionshandels, insbesondere auch in längerer Perspektive, zu legen.

Neben der Klimapolitik gibt es auch europäische Interdependenzen der deutschen Energiewende in der Energiepolitik. Insbesondere der Kernenergieausstieg hat Auswirkungen auf die Elektrizitätsversorgung der Nachbarländer. Deswegen sollte das Monitoring auch beispielsweise die dargebotsunabhängige Erzeugung in den Nachbarländern sowie Loop-Flows erfassen.

Quantitative Ziele des Energiekonzepts und Wechselwirkungen

Das Oberziel der Reduktion der Treibhausgasemission bis 2020 würde beim Erreichen aller Unterziele erfüllt. Dies lässt sich aus den Beiträgen der Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe sowie aus den jeweils auf Effizienzmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien entfallenden Anteilen ableiten. Sollten einzelne Unterziele verfehlt werden, ist zu prüfen, ob es Kompensationsmöglichkeiten durch die Übererfüllung anderer Unterziele gibt. Die Expertenkommission stellt hierzu einige grundsätzliche Überlegungen darüber an, in welchem Umfang eine intrasektorale oder intersektorale Kompensation denkbarer Zielverfehlungen möglich ist.

Weil das Energiekonzept im Zeitablauf vermutlich weiter konkretisiert und ergänzt werden wird, sollte die Kompatibilität der Unterziele regelmäßig überprüft werden. Die Betrachtung möglicher Zielverfehlungen in Einzelbereichen und deren Kompensierbarkeit durch andere Bereiche lässt Schlüsse auf besonders relevante Handlungsfelder zu.

Die Betrachtung der Konsequenzen möglicher Zielverfehlungen zeigt, dass die gegenseitigen Kompensationspotentiale begrenzt sind. Exemplarisch wird dies anhand der Einsparziele im Sinne von einfachen Wenn-dann-Beziehungen verdeutlicht. Aus diesen Analysen ergibt sich die Schlussfolgerung, dass die Senkung des Energiebedarfs im Wärmemarkt eine besonders kritische Rolle spielt.

Weitergehende Analysen und die Bewertung der Energiewende als Ganzes sollten einen stärkeren Fokus im Fortschrittsbericht im Jahr 2014 erhalten.

Inhalt

Inhalt.....	i
Abbildungen	iii
Tabellen	v
Boxen.....	v
0 Vorwort.....	1
1 Zieleinordnung.....	5
2 Monitoring-Prozess und Indikatorensysteme	11
2.1 Indikatorik.....	12
2.2 Energiestatistische Datenbasis	15
3 Initiativen im Bereich der Energieeffizienz	21
3.1 Die effizienzrelevanten Ziele des Energiekonzepts	21
3.2 Effizienzindikatoren auf Makroebene	24
3.3 Effizienzindikatoren auf sektoraler Ebene.....	31
3.4 Beurteilung des Monitoring-Berichts in Bezug auf die Maßnahmen	37
4 Entwicklung der erneuerbaren Energien.....	43
4.1 Zieleinordnung.....	44
4.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	45
4.3 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt	53
4.4 Erneuerbare Energien im Kraftstoffsektor	56
4.5 Biomasse.....	59
5 Umweltwirkungen des Energiesystems.....	63
5.1 Bewertung des Monitoring-Berichtes	64
5.2 Flächeninanspruchnahme	65
5.3 Emissionen von klassischen Luftschadstoffen.....	69

5.4	Ressourcenschonung	70
5.5	Wasserbelastung.....	71
5.6	Radioaktivität	72
6	Entwicklung der Versorgungssicherheit.....	74
6.1	Gesicherte Kraftwerksleistung	75
6.2	Regionale Verteilung der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten	79
6.3	Eigenerzeugung / Eigenverbrauch	82
6.4	Importabhängigkeit.....	83
6.5	Elektrische Netze.....	84
6.6	Andere Energienetze.....	90
7	Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung	92
7.1	Begrifflichkeiten und Konzepte.....	93
7.2	Preise und Kostenentwicklungen.....	95
7.3	Energiekostenbelastung am Beispiel der Elektrizitätsversorgung	99
8	Gesamtwirtschaftliche Effekte	106
8.1	Volkswirtschaftliche Aggregate.....	108
8.2	Gesellschaftliche Wohlfahrtsmaximierung	108
8.3	Wachstumseffekte und Pfadabhängigkeiten.....	111
9	Koordination der deutschen und europäischen Klima- und Energiepolitik	114
9.1	Klimapolitik	114
9.2	Energiepolitik	119
10	Quantitative Ziele des Energiekonzepts und Wechselwirkungen.....	122
11	Literatur.....	129

Abbildungen

Abb. 1-1:	Zielhierarchisierung der Energiewende (Auswahl).....	7
Abb. 1-2:	Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks	9
Abb. 2-1:	Ausgestaltung von Indikatorensystemen	13
Abb. 3-1:	Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Primärenergie- produktivität von 1991 bis 2011 und Zielpfad bis 2050	25
Abb. 3-2:	Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität von 1991 bis 2011 und Zielpfad bis 2050	27
Abb. 3-3:	Entwicklung der Endenergieproduktivität 1991 bis 2011 sowie Zielpfad bis 2050	29
Abb. 3-4:	Veränderungen der Endenergieproduktivität gegenüber dem Vorjahr von 1991 bis 2011.....	30
Abb. 3-5:	Entwicklung der industriellen Energieproduktivität von 1991 bis 2011.....	32
Abb. 3-6:	Entwicklung der Energieproduktivität im Sektor GHD von 1991 bis 2011.....	33
Abb. 3-7:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Haushalte nach Anwendungszwecken von 1991 bis 2011.....	34
Abb. 3-8:	Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs der Haushalte von 1991 bis 2011.....	35
Abb. 3-9:	Entwicklung der Energieverbrauchswerte im Verkehr von 1991 bis 2011 sowie Ziel für 2020 und 2050	36
Abb. 3-10:	Entwicklung spezifischer Energieverbrauchswerte im Verkehr von 1991 bis 2011	37
Abb. 4-1:	Zielsetzungen im Bereich der erneuerbaren Energien für 2020	45
Abb. 4-2:	Gegenüberstellung der Entwicklung der unbereinigten erneuerbaren Stromerzeugung mit den normalisierten Werten.....	46

Abb. 4-3:	Entwicklung der installierten Anlagenleistung der erneuerbaren Energien nach Sparten.....	47
Abb. 4-4:	Entwicklung der Offshore-Windnutzung	49
Abb. 4-5:	Anteil der Photovoltaik an der EEG-Umlage bei Erreichen der 52 GW-Schwelle in 2015 bzw. 2020.....	51
Abb. 4-6:	Entwicklung der EEG-Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit vom Zubau gemäß EEG	52
Abb. 4-7:	Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme.....	55
Abb. 4-8:	Anteil der erneuerbaren Energien am Kraftstoffverbrauch	58
Abb. 5-1:	Energiebedingte klassische Luftschadstoffe	70
Abb. 6-1:	Regionale Verteilung von Kraftwerkszubauten und Stilllegungen mit einer Nettoleistung von mehr als 100 MW im Zeitraum von 2011 bis 2015.....	79
Abb. 6-2:	Monatliche Stromexporte und –importe in den Jahren 1998 bis September 2012	86
Abb. 6-3:	Monatliche Stromexporte und –importe in den Jahren 2009 bis September 2012	87
Abb. 6-4:	Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern zum 31.12.2010 differenziert nach ÜNB und VNB.....	88
Abb. 6-5:	Investitionen der Stromversorger in die Netze.....	89
Abb. 7-1:	Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität von 1991 bis 2011	100
Abb. 7-2:	Anteil der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt in den Jahren 1991 bis 2011.....	101
Abb. 10-1:	Aufteilung der CO ₂ -Emissionen für die Jahre 2010 und 2020.....	124
Abb. 10-2:	Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2020 gegenüber 2010	125

Tabellen

Tab. 3-1:	Veränderungen des sektoralen Energieverbrauchs und der sektoralen Energieproduktivitäten im Referenz- und in den Zielszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung für die Perioden 2008 bis 2020 sowie 2008 bis 2050	22
Tab. 3-2:	Veränderungen der Energieproduktivität in Abhängigkeit von der energetischen Bewertung des Primärenergieverbrauchs	26
Tab. 3-3:	Entwicklung der Nettostromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen von 2003 bis 2011	28
Tab. 5-1:	Flächeninanspruchnahme durch den Energiepflanzenanbau	66
Tab. 5-2:	Abschätzung des Flächenbedarfs des Energiesystems	68
Tab. 6-1:	Leistungsbilanz Gesamtdeutschland	77
Tab. 6-2:	Dargebotsunabhängige Kraftwerksplanung \geq 5MW	78
Tab. 6-3:	Saldo des dargebotsunabhängigen Kraftwerkszu- und -rückbaus südlich der Mainlinie	80
Tab. 7-1:	Aggregierte Ausgaben der Elektrizitätsversorgung nach Bestandteilen im Jahr 2011	103
Tab. 10-1:	Ziele zur Reduktion des Energiebedarfs und zum Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020	123

Boxen

Box 4-1:	Power-to-Gas	61
Box 5-1:	Flächeninanspruchnahme durch die Bioenergienutzung	66

0 Vorwort

1. Das Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 stellt eine Langfriststrategie der Energiepolitik Deutschlands mit sehr ambitionierten Zielsetzungen dar. Nach der Katastrophe im japanischen Fukushima wurde im Juni 2011 der Ausstieg aus der Kernenergie in einem Allparteienkonsens gesetzlich festgeschrieben und damit diese Zielsetzungen noch erweitert.

2. Der Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ ist Teil dieser Langfriststrategie. Der Auftrag zum Monitoring wurde im Kabinettsbeschluss der Bundesregierung vom 19.10.2011 festgelegt: „Das Monitoring dient dem Ziel, die Umsetzung des Maßnahmenprogramms und des Energiekonzepts einschließlich der darin enthaltenen Ziele mit Blick auf eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung zu überprüfen, um bei Bedarf nachsteuern zu können.“ [Bundesregierung, 2011]

3. Im Oktober 2011 bestellte die Bundesregierung eine unabhängige Expertenkommission aus vier Energiewissenschaftlern, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) bei der Erarbeitung des Monitoring-Konzepts sowie bei der Auswahl der Indikatoren unterstützen soll. Außerdem sollen die von den Ministerien erstellten, jährlichen Monitoring-Berichte begutachtet und kommentiert werden.

4. Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung. Es hat die wissenschaftliche Einordnung und Bewertung des Monitoring-Berichts zum Gegenstand. Darüber hinaus werden einzelne relevante Entwicklungen, Ziele und Maßnahmen konstruktiv-kritisch analysiert. Auftragsgemäß verzichtet unser Bericht außerdem auf den Versuch, prognostische Aussagen vorzulegen, soweit dies den Einsatz von Modellen bedeutet, sowie auf die fundierte Evaluation von Maßnahmen. Allerdings betrachten wir die vermutlichen Auswirkungen der getroffenen energie- und umweltpolitischen Entscheidungen im Hinblick auf die perspektivische Zielerreichung, um relevante Handlungsfelder zu identifizieren. Handlungsempfehlungen werden primär bezüglich einer fortlaufenden Verbesserung des Monitorings ausgesprochen und nicht bezüglich konkreter energiepolitischer Maßnahmen.

Eine umfassende Bewertung der Energiewende durch die Expertenkommission ist nicht Auftragsgegenstand und im gegebenen Rahmen auch nicht zu leisten. Aussagen hierzu sind dem Fortschrittsbericht im Jahr 2014 vorbehalten, der eine weitreichende Beurteilung sowie tieferegehende Evaluationen der Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge zum Gegenstand hat.

5. Die vorliegende Stellungnahme bezieht sich wie der Monitoring-Bericht auf die Entwicklungen bis Ende des Jahres 2011. Mit der Stellungnahme wird ebenfalls eine Einschätzung der im ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendeten Indikatorik präsentiert. Dabei geht es um die Frage, ob die Indikatorik überhaupt dazu geeignet ist, das Energiekonzept und dessen Zielerreichung abzubilden und zu überprüfen. In diesem Zusammenhang gibt die Expertenkommission Empfehlungen zum Umgang mit den Indikatoren und unterbreitet Vorschläge zu weiterführenden Indikatoren. An einigen Stellen werden zusätzliche Themenfelder angesprochen, die in dem ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung nicht behandelt werden, jedoch unserer Ansicht nach einen besonderen Analysebedarf aufweisen. Aus Gründen, die im folgenden Kapitel noch erläutert werden, korrespondiert unsere Gliederung nicht in allen Punkten mit der des ersten Monitoring-Berichts der Bundesregierung.

6. Der Monitoring-Prozess ist langfristig angelegt. Im ersten Jahr wurde neben der eigentlichen Berichtserstellung die Grundlage für die Systematik des Monitorings aufgebaut. Damit stellen sowohl der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung als auch die hier vorliegende Stellungnahme so etwas wie eine Eröffnungsbilanz dar. Die Expertenkommission würdigt ausdrücklich den durch die Bundesregierung initiierten Monitoring-Prozess. Auch die Umsetzung des Prozesses mit dem Monitoring-Bericht als Ergebnis ist unter den gegebenen zeitlichen Restriktionen positiv zu beurteilen. Dieser Prozess ist mit der Veröffentlichung des ersten Berichts nicht abgeschlossen. Ein wichtiger Aspekt für die zukünftigen Arbeiten ist die Identifikation und Bewertung von neu zu entwickelnden Indikatoren sowie die Erarbeitung von geeigneten Datengrundlagen. Die Methodik des Monitorings muss kontinuierlich weiterentwickelt werden, um seinem Anspruch als Frühwarnsystem für mögliche Fehlentwicklungen und Zielabweichungen in der Energiewende gerecht zu werden. In der vorliegenden Stellungnahme fehlen etliche Analysepunkte, die künftigen Berichten vorbehalten bleiben müssen. Der Prozess ist auf die Mit-

wirkung der Öffentlichkeit angelegt. Die Expertenkommission greift deshalb Anregungen für ihre weitere Arbeit gerne auf.

7. Neben diesem Bericht haben die Experten im Verlauf des letzten Jahres den Ministerien immer wieder Stellungnahmen vorgelegt, etwa zu der von den Ministerien erstellten Indikatorenliste oder zu den ersten Entwürfen des Monitoring-Berichts. In Begleitung des Monitoring-Prozesses sowie zur Diskussion des ersten Monitoring-Berichts 2012 fand ein halbes Dutzend Treffen der Monitoring-Gruppe statt, bestehend aus Vertretern des BMWi, des BMU, der Bundesnetzagentur (BNetzA), des Umweltbundesamtes (UBA) sowie der Expertenkommission. Weiterhin gab es im Juni 2012 eine Reihe von Veranstaltungen, an der Vertreter anderer Bundesministerien, von Bundesländern sowie von Institutionen und Verbänden über die Arbeit informiert wurden und Stellungnahmen abgeben konnten.

8. Darüber hinaus führte die Expertenkommission zahlreiche Gespräche über die Anforderungen, die Methodik und die Perspektiven des Monitorings. Zu den Gesprächspartnern gehörten Vertreter des Bundeskanzleramts, des Beirats der Bundesnetzagentur, des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF), der deutschen Akademie der Technikwissenschaften acatech sowie der nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina. Dr. Joachim Nitsch unterstützte die Expertenkommission bei der Erarbeitung des in Kapitel 10 erläuterten Mengengerüsts. Unser Dank gilt allen Gesprächspartnern, insbesondere unseren Ansprechpartnern aus den Ministerien (BMU, BMWi) und den Bundesbehörden (BNetzA, UBA) für die stets konstruktive Zusammenarbeit. Ferner bedanken wir uns bei den Mitarbeitern der Geschäftsstelle Monitoring „Energie der Zukunft“ bei der BNetzA.

9. Die vorliegende Stellungnahme hätte die Expertenkommission nicht ohne den herausragenden Einsatz ihrer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erstellen können. Ein ganz herzlicher Dank geht deshalb an Dr. Florens Flues, Philipp Massier, Frank Pothen und Nikolas Wölfing vom Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim, Lars Dittmar und Fernando Oster vom Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin, Maïke Schmidt vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart sowie Eike Dreblow vom Ecologic Institut, Berlin.

10. Fehler und Mängel dieser Stellungnahme gehen allein zu Lasten der Unterzeichner.

Berlin, Mannheim, Stuttgart, 05. Dezember 2012

Georg Erdmann

Andreas Löschel

Frithjof Staiß

Hans-Joachim Ziesing

1 Zieleinordnung

Das Wichtigste in Kürze

Das Energiekonzept und die nachfolgenden Beschlüsse der Bundesregierung benennen eine umfassende Liste von Zielen der Energiewende. Diese Ziele sind formal gleichrangig. Sie sind aber nicht alle gleich bedeutend. Zur Analyse des komplexen Zielbündels der Energiewende sollte aus Sicht der Expertenkommission eine Zielhierarchisierung erfolgen. Das Energiekonzept und dessen beschleunigte Umsetzung nach dem Reaktorunglück in Fukushima scheinen für uns durch zwei Oberziele bestimmt: die Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020 und der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022.

Diese Oberziele werden durch verschiedene Unterziele flankiert und über politische Maßnahmen umgesetzt. Die Unterziele und Maßnahmen wiederum können und sollten flexibel anpassbar sein, sofern dabei die Oberziele nicht verfehlt werden. Die im Energiekonzept dargestellten Unterziele stellen aus unserer Sicht *einen* von mehreren Wegen dar, die beiden Oberziele zu erreichen. In unserer Stellungnahme werden Ziele der Energiewende nicht hinterfragt.

Das energiepolitische Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Sicherheit stellt den konzeptionellen Maßstab zur Bewertung der Unterziele und Maßnahmen dar. Zeigt sich im Rahmen des Monitoring-Prozesses, dass die Unterziele nicht oder nur unter unverhältnismäßig hohen ökonomischen, sozialen oder ökologischen Belastungen erreicht werden können, dann sollten die Unterziele und Maßnahmen entsprechend angepasst werden. So kann und sollte möglicher Nachsteuerungsbedarf identifiziert werden.

11. Die Energiewende wird das deutsche Energiesystem in seinen Grundzügen verändern. Ein politisches Vorhaben dieser Größenordnung bedarf einer sorgfältigen Begleitung, um Fortschritte zu messen, Fehlentwicklungen aufzudecken und letztendlich das Gelingen der Transformation sicherzustellen. Der **Monitoring-Prozess** soll Fortschritte und Probleme insbesondere bei der Umsetzung und Erreichung der Ziele des Energiekonzepts sowie der Implementierung des Maßnahmenprogramms identifizieren. Die Entwicklung soll zudem

mittels des energiepolitischen Zieldreiecks bewertet werden. Im Folgenden wird ein, aus Sicht der Expertenkommission, konsistenter Rahmen für das angestrebte Monitoring entworfen.

12. Das Energiekonzept und die nachfolgenden Beschlüsse der Bundesregierung benennen eine umfassende Liste von Zielen der Energiewende. Diese Ziele stehen erst einmal gleichrangig nebeneinander. Sie sind aber nicht alle gleich bedeutend. Vielmehr muss aus unserer Sicht eine **Zielhierarchie** erstellt werden, um die Energiewende erfolgreich zu bewältigen. Ohne eine vollständige Definition der Ziele und ihrer Priorisierung ist eine Bewertung nicht zu leisten. Das Monitoring erfordert daher eine Rangfolge der anzustrebenden Ziele anhand von Ober- und Unterzielen. Die Oberziele schaffen Konstanz und Planungssicherheit im Prozess. Sie werden dann mit Unterzielen flankiert und durch konkrete Maßnahmen umgesetzt. Die Zielerreichung wird primär anhand der Oberziele bewertet. Die Erreichung der Unterziele und die Umsetzung von Maßnahmen gibt hingegen Auskunft darüber, auf welche Art und Weise die Oberziele erreicht werden.

13. In der Praxis sind konkurrierende Zielsetzungen nicht auszuschließen: die Erreichung eines Zieles kann die Erreichung eines anderen Zieles gefährden oder sogar unmöglich machen. In der gesamten Zielhierarchie ist daher auf **Zielkonflikte** zu achten.

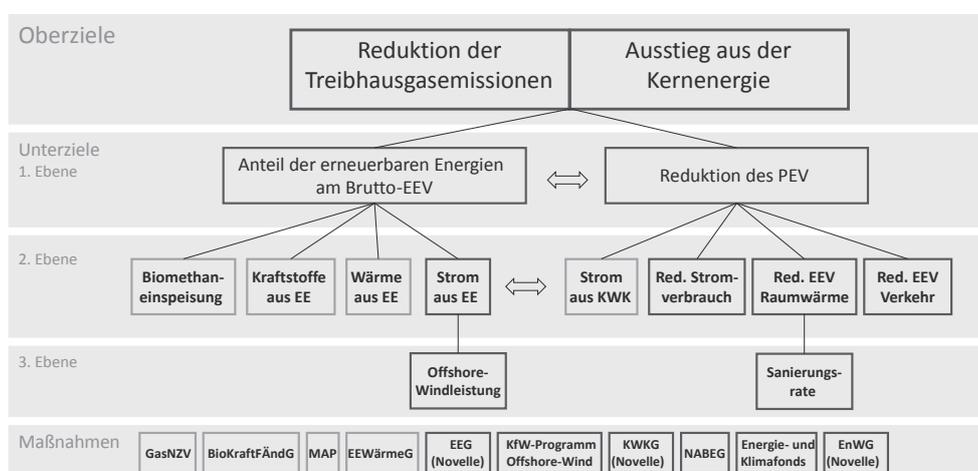
14. Es ist wichtig herauszustellen, dass die Oberziele durch verschiedene Kombinationen von Unterzielen erreichbar sind. Die im Energiekonzept dargestellten Ziele stellen aus unserer Sicht *einen* von mehreren Wegen dar, die beiden Oberziele zu erreichen. Deshalb sollten die Unterziele und Maßnahmen im Energiekonzept nicht als unverrückbar betrachtet werden: Zeigt sich im Rahmen des Monitoring-Prozesses, dass Unterziele nicht oder nur zu unverhältnismäßig hohen ökonomischen, sozialen oder ökologischen Belastungen erreicht werden können, dann sollten Unterziele und Maßnahmen entsprechend angepasst werden. Eine solche **Flexibilität** trägt dazu bei, die Oberziele bezahlbar, sicher und umweltgerecht zu erreichen.

15. Die Bundesregierung ist gehalten, möglichst rasch eine Zielhierarchisierung in der Energiewende durchzuführen. Was sind Oberziele, was sind Unterziele und Maßnahmen? Bei genauer Betrachtung des Energiekonzepts und dessen beschleunigter Umsetzung scheint aus unserer Sicht deutlich, dass

diese durch zwei **Oberziele** getrieben werden: der **Senkung der Treibhausgasemissionen** (THG-Emissionen) und dem **Kernenergieausstieg**. Die angestrebte Entwicklung der THG-Emissionen ist für verschiedene Perioden festgelegt. So sollen entsprechend der Koalitionsvereinbarung die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % und entsprechend der Zielformulierung der Industriestaaten im Rahmen der Vereinten Nationen bis 2050 um 80 % bis 95 %, jeweils gegenüber dem Jahr 1990, reduziert werden. Weiterhin wurde nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Die Änderungen des Atomgesetzes (AtG) mit Wirkung seit dem 06.08.2011 sehen vor, dass bis zum Ende des Jahres 2022 nach und nach alle Berechtigungen zum Betrieb von Kernkraftwerken erlöschen.

16. Die Ziele des Energiekonzepts sind in Abb. 1-1 dargestellt, nun mit den vorgeschlagenen Oberzielen sowie weiteren **Unterzielebenen**. Einige Zielinkonsistenzen werden in der Stellungnahme deutlich. Die fortgesetzte kritische Überprüfung der Unterziele ist daher für den weiteren Verlauf der Energiewende von größter Wichtigkeit. Wie dies geschehen kann, wird nachfolgend erläutert und anhand einer Szenario-Analyse beispielhaft dargestellt.

Abb. 1-1: Zielhierarchisierung der Energiewende (Auswahl)



Quelle: Eigene Darstellung (rot = in den Energiewendeentschlüssen explizit genannte Ziele und angestoßene Maßnahmen; grau = zusätzlich bestehende Ziele und Maßnahmen)

17. Verschiedene Ziele und Maßnahmen bestanden bereits vor den Beschlüssen zur Energiewende, andere sind originär auf die Energiewende zurückzuführen. Die **Maßnahmen** der Bundesregierung zur Umsetzung der Ener-

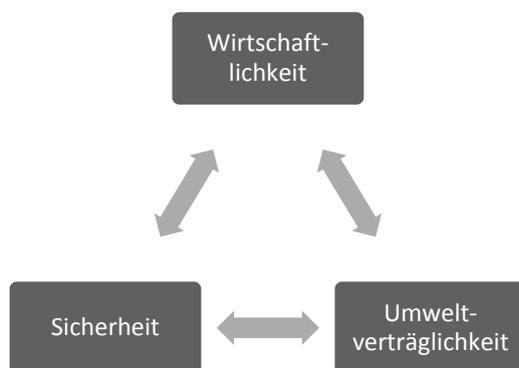
giewende sind im Energiekonzept und den folgenden Beschlüssen enthalten. Des Weiteren wurden ein 10-Punkte-Sofortprogramm sowie das Energiepaket im Sommer 2011 umgesetzt. Teil dieses Prozesses ist die Einführung und Novellierung verschiedener Regulierungsinstrumente. Insgesamt werden mehr als 160 Maßnahmen im Monitoring-Bericht benannt, die teilweise schon seit vielen Jahren umgesetzt worden sind. Eine solche Fülle an Maßnahmen scheint nicht zielführend, da die Analyse der Wechselwirkungen schlichtweg nicht zu leisten ist. In unserer Stellungnahme werden Ziele der Energiewende nicht hinterfragt. Bereits bestehende Maßnahmen im nationalen Kontext sind zum Beispiel die Ökosteuer, das integrierte Energie- und Klimaprogramm (IEKP), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) oder das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Mehrere dieser Gesetze und Verordnungen wurden bereits im Zuge der Beschlüsse zur Energiewende novelliert oder sollen künftig überarbeitet werden. Im europäischen und internationalen Zusammenhang kommen insbesondere das europäische Emissionshandelssystem (EU-EHS), die EU-Energieeffizienzrichtlinie oder internationale Klimaschutzabkommen als wichtige Rahmenbedingungen hinzu, welche die deutsche Energiepolitik beeinflussen. Auf die Aspekte der Koordination der deutschen und europäischen Klima- und Energiepolitik wird später detailliert eingegangen. Gleichzeitig wird klar, dass nicht jede Entwicklung im Energiebereich auf die Energiewende zurückführbar ist. Diese Fragen sollten im Zentrum des Fortschrittsberichts im Jahr 2014 stehen, der aufbauend auf einer mehrjährigen Datenbasis verlässlichere Aussagen zu Entwicklungen treffen kann: Welche Auswirkungen sind auf die Maßnahmen im Rahmen der Energiewende zurückführbar? Wie ist die Kausalität einzuschätzen?

18. Die **Analyse von Maßnahmen** der Energiepolitik ist für ein Monitoring der Energiewende besonders wichtig. Da sich viele Entwicklungen noch nicht in beobachtbaren Indikatoren niederschlagen, kann die Analyse von Maßnahmen Entwicklungen antizipieren. Allerdings sind hierfür tiefergehende Analysen erforderlich. Eine stichpunktartige Darstellung des Umsetzungsstandes einer Maßnahme ist aus unserer Sicht unzureichend. Hier sind Aspekte wie die Effizienz und Effektivität der Maßnahme sowie beobachtete Kausalzusammenhänge und Wirkungsmechanismen der entsprechenden Maßnahmen darzulegen. Dazu sind auch Evaluationsmethoden aus der empirischen Forschung einzusetzen (Difference-in-differences Ansatz etc.). Diese Bewertung kann

aber sinnvoller Weise nicht alle 160 Maßnahmen abdecken. So muss in diesem Bereich ebenfalls eine Priorisierung erfolgen. Die inhaltliche und methodische Arbeit sollte direkt angestoßen werden, um im Fortschrittsbericht Analysen zu den Kausalzusammenhängen und den zukünftigen Entwicklungen präsentieren zu können. Dies ist im jetzigen Monitoring-Bericht und in dieser Stellungnahme noch nicht vorgesehen.

19. Die Unterziele und Maßnahmen innerhalb der vorgeschlagenen Zielhierarchie können anhand verschiedener Bewertungsmaßstäbe analysiert werden. Die Expertenkommission orientiert sich hierbei am **energiepolitischen Zieldreieck**, welches auch von der Bundesregierung im Energiekonzept vorgeschlagen wird. Das Zieldreieck setzt sich, wie in Abb. 1-2 dargestellt, zusammen aus Sicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung. Die Sicherheit schließt sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Begrenzung technischer Unfallrisiken ein. Die Umweltverträglichkeit berücksichtigt Auswirkungen des Energiesystems auf die Umwelt in einem umfassenden Sinne, auch mit Blick auf zukünftige Generationen. Die Wirtschaftlichkeit beschreibt die Bezahlbarkeit und volkswirtschaftlich optimale Ausgestaltung des Energiesystems.

Abb. 1-2: Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks



Quelle: Eigene Darstellung

20. Die drei Dimensionen sollten langfristig in einem ausgewogenen Verhältnis gehalten werden. Das komplette Versagen einer Dimension macht auch die langfristige Erreichung der anderen Dimensionen und somit eine ausgewogene Energieversorgung unwahrscheinlich. Zwischen den drei Dimensionen gibt es Zielkonflikte, aber auch Synergieeffekte, die genutzt werden können.

nen. Diesen multidimensionalen Raum mit Indikatoren zu beschreiben stellt eine große Herausforderung dar. Darüber hinausgehende Aspekte der Energiewende zu integrieren, erhöht diese Komplexität weiter.

21. Durch mannigfaltige Interessen und heterogene individuelle Präferenzen kann es zu einer **Blockade** der Energiepolitik kommen. Eine Möglichkeit ist, wie auch durch die Ethikkommission „Sichere Energieversorgung“ vorgeschlagen, die Energiewende als Gemeinschaftswerk aller Anspruchsgruppen zu sehen und durch eine möglichst breite Konsensbildung erfolgreich zu machen [Ethik Kommission Sichere Energieversorgung, 2011]. Dies benötigt umfassende Beteiligungsverfahren und schließlich Gewichtungen bei der Meinungszusammenstellung. Letztendlich geht es aber darum, dass es zu klaren sowie transparenten Entscheidungen und damit zu Lösungsansätzen für die Herausforderungen kommt.

22. Koordination ist für das Gelingen der Energiewende zentral. Besonders deutlich wird dieses Erfordernis bei der Abstimmung zwischen deutscher und europäischer Politik sowie zwischen Bund und Ländern. Die europäische Dimension der deutschen Energiepolitik und die Rückwirkungen europäischer Maßnahmen auf die deutsche Energiewende sind offensichtlich. Kaum weniger wichtig ist das Zusammenspiel zwischen Bund und Ländern. Energiepolitische Entscheidungen in einem Bundesland können leicht Auswirkungen in anderen Ländern entfalten. Das gilt vor allem für den netzgebundenen Energieträger Elektrizität. Eine schlüssige Umsetzung der Energiewende bedarf einer gemeinsamen Ausrichtung der wesentlichen Akteure.

2 Monitoring-Prozess und Indikatorensysteme

Das Wichtigste in Kürze

Zur Operationalisierung des Monitoring-Prozesses ist ein konsistentes Indikatorensystem erforderlich. Entscheidend für die Anwendbarkeit der Indikatoren sind die Kriterien Zielbezug, Transparenz, Belastbarkeit, Verfügbarkeit und Aktualität. Der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung ist ein Schritt hin zu einem solchen Indikatorensystem, auch wenn die Indikatoren noch nicht durchgängig nach diesen Bewertungskriterien geprüft werden. Die Expertenkommission sieht die folgenden Punkte als vordringlich an.

Zwar erscheint für die detaillierte Betrachtung verschiedener Bereiche der Energiewende eine große Zahl an Indikatoren als Informationsgrundlage sinnvoll, handlungsleitend kann eine umfassende Indikatorenliste jedoch kaum sein. Sie ist schlicht zu komplex. Hierfür sollte in Zukunft eine kompakte Liste leicht nachvollziehbarer Leitindikatoren entwickelt werden.

Diese Leitindikatoren werden sich flexibel an die Herausforderungen der Energiewende anpassen müssen. Die Ausgestaltung des Monitoring-Prozesses sowie des Monitoring-Berichts ist ständig zu überprüfen und weiter zu entwickeln, um relevante Aspekte und Herausforderungen zu identifizieren und diesen gerecht zu werden.

Der jährliche Bericht stellt die aktuelle Situation mithilfe von Indikatoren dar, die sich im vorliegenden Bericht auf den Zeithorizont bis Ende 2011 beziehen. Demgegenüber sind in den dreijährlichen Fortschrittsberichten Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge und Bewertungen herauszuarbeiten. Dazu sollten einerseits ex-post Studien durchgeführt werden, welche die ergriffenen Maßnahmen auf ihre Effektivität und Effizienz hin überprüfen. Andererseits sollten ex-ante Analysen angefertigt werden, die Rückschlüsse über potentielle Herausforderungen in der Zukunft erlauben und erkennen lassen, ob wir uns auf dem richtigen Pfad befinden.

Bei der Interpretation von energiebezogenen Indikatoren sind methodische Besonderheiten zu beachten. Auch sind der zukünftige Datenerhebungsbedarf sowie die Entwicklung besserer Indikatoren zu adressieren und umzusetzen, vor allem durch eine Novellierung des Energiestatistikgesetzes.

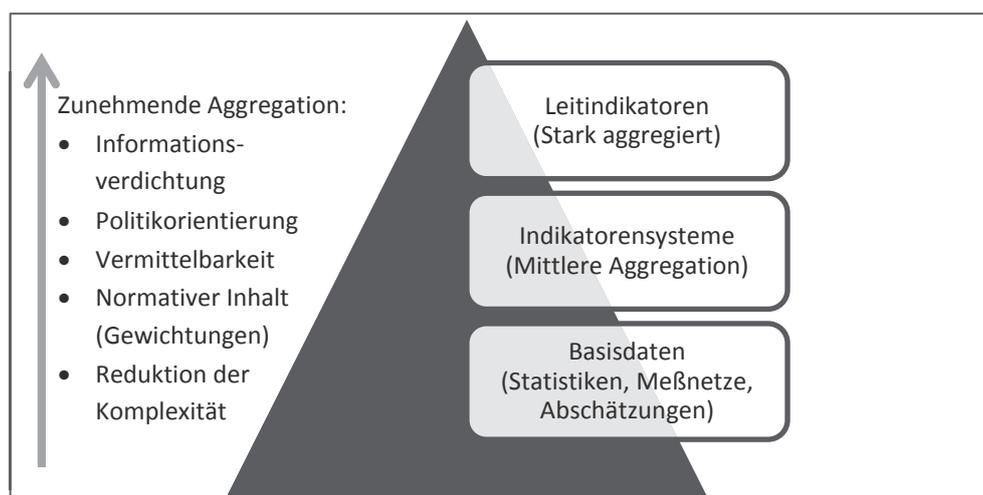
2.1 Indikatorik

23. Das Monitoring stellt die regelmäßig begleitende Evaluation der Politik dar. Die turnusmäßige Veröffentlichung soll sichtbar machen, inwieweit die Zielsetzungen der Politik erreicht werden. Die durch die Energiewende eingeleiteten Veränderungen müssen durch die Zusammenstellung von zielführenden und relevanten Informationen darstellbar sein. Diese Daten werden zu Indikatoren verdichtet, um die umfangreichen Informationen kompakt und verständlich vermitteln zu können. Dies ermöglicht zugleich die Steuerung des Prozesses. Das **Monitoring der Energiewende** muss daher auf eine überschaubare Anzahl an Indikatoren zurückgreifen. Durch den langfristig angelegten Monitoring-Prozess können konsistente Zeitreihen über die zu untersuchenden Aspekte erstellt werden. Die Expertenkommission ist der Meinung, dass die Konzeption des Monitorings auch die Generierung von Daten für spätere Analysen im Rahmen der Fortschrittsberichte bereits im Blick haben sollte, auch wenn im ersten Bericht kausale Zusammenhänge nicht prioritär erschlossen werden können. Während sich der jährliche Bericht hauptsächlich auf eine Darstellung der aktuellen Situation mithilfe von Indikatoren stützt, im vorliegenden Bericht mit einem Zeithorizont bis Ende 2011, sind in den **Fortschrittsberichten** Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge und Bewertungen herauszuarbeiten. Dazu sollten einerseits ex-post Studien durchgeführt werden, welche die ergriffenen Maßnahmen auf ihre Effektivität und Effizienz hin überprüfen. Andererseits sollten ex-ante Analysen angefertigt werden, die Rückschlüsse über potentielle Herausforderungen in der Zukunft erlauben und erkennen lassen, ob wir uns auf dem richtigen Pfad befinden.

24. Wird ein komplexes Bündel von politisch vorgegebenen Oberzielen, Unterzielen und Maßnahmen durch Indikatoren abgebildet, dann muss die Auswahl dieser Indikatoren systematisiert werden. Ein **Indikatorensystem** gibt eine Struktur vor, die mit Indikatoren ausgefüllt wird. Eine solche Struktur erhöht die Kontinuität, Planungssicherheit und Vergleichbarkeit des Monitoring-Prozesses im Zeitablauf. Aus Sicht der Expertenkommission muss die Definition des Indikatorensystems auf einer klar definierten Zielhierarchie für die Energiewende aufbauen. Dies ist bisher noch nicht geschehen.

25. Indikatoren sowie Indikatorensysteme spiegeln einen faktenbasierten, aber verkürzten Teil der Realität. Diese können für kontroverse politische Debatten relevante, möglichst nicht-kontroverse Informationen und Daten bereitstellen. Dadurch gewinnen diese Debatten an Transparenz und sind besser einzuordnen. Hierzu sind aggregierte Indikatoren notwendig, um die wichtigsten Punkte darzulegen. Dabei müssen die Auswahl erläutert sowie Wertungen und Gewichtungen offen gelegt werden. Die Bildung eines Bezugsrahmens ist darüber hinaus wichtig, um eine Einordnung der Vielzahl von Informationen zu schaffen. Das Indikatorensystem ist allerdings so detailliert auszugestalten, dass es für die politische Debatte noch relevant bleibt. Indikatorensysteme sind nicht zuletzt ein Instrument politischer Kommunikation. Sie sollen relevante Akteure, wie auch die breitere Öffentlichkeit objektiv informieren und zu einer sachlichen Diskussion beitragen.

Abb. 2-1: Ausgestaltung von Indikatorensystemen



Quelle: [UBA/Destatis, 1998] (Eigene Darstellung)

Man kann in Indikatorensystemen zur Reduktion von Komplexität sowie besseren Kommunizierbarkeit beitragen, indem **Leitindikatoren** entwickelt werden. In Abb. 2-1 ist eine Hierarchisierung von Indikatoren und Daten dargestellt. Bei der Entwicklung der sogenannten Leitindikatoren bilden Basisdaten das Fundament, aus denen das Indikatorensystem abgeleitet wird. Aus diesen werden dann die Leitindikatoren aggregiert. Diese Indikatoren haben eine sehr starke Politikorientierung und bieten eine gute

Vermittelbarkeit durch die Reduktion von Komplexität. Allerdings ist zu beachten, dass dabei Informationsverluste stattfinden. Somit müssen die Priorisierungsentscheidungen offengelegt und erläutert werden. Auch die verschiedenen Zielgruppen des Berichts können damit gezielt angesprochen werden. So bieten die Leitindikatoren einen schnellen Überblick über die wichtigsten Aspekte des Monitorings und der Entwicklungen der Energiewende. Das komplette Indikatorensystem hingegen bietet für weitergehend Interessierte eine umfangreichere Analyse und tiefere Informationen. Statistiken und Basisdaten sind dann meist nur noch für einen kleineren, spezialisierten Adressatenkreis relevant.

26. Indikatoren werden in verschiedensten Bereichen als Analysewerkzeug verwendet. Um dafür geeignet zu sein, muss ein monotoner Zusammenhang zwischen dem Indikator und der dahinterliegenden Größe bestehen. Positive oder negative Entwicklungen können dadurch sichtbar gemacht werden. Es kann aus den Indikatoren selber allerdings nicht darauf geschlossen werden, was ursächlich für die Entwicklung ist. Dafür benötigt es weitergehende Analysen, zum Beispiel im Rahmen der Fortschrittsberichte. Zuletzt bleibt darauf hinzuweisen, dass die Aussage, die einem Indikator zugeschrieben wird, immer das Resultat einer Interpretation ist. Somit müssen die aus einem Indikator abgeleiteten Aussagen stets kritisch überprüft werden.

27. Zur Auswahl und Bewertung der Indikatoren können verschiedene Kriterien herangezogen werden. Die Bundesregierung hat in einem vorgelegten Prozessschritt eine öffentliche Diskussion der Indikatoren angeregt. Im Vorbereitungsdokument zu diesem Prozess sind **Anforderungen an Indikatoren** formuliert [BNetzA, 2012a]. Dies sind: Zielbezug, Transparenz, Belastbarkeit, Verfügbarkeit, Aktualität. Die Indikatoren müssen einen Bezug zu einem oder mehreren Zielen des Energiekonzepts aufweisen (Zielbezug). Anhand der Indikatoren müssen sich die Entwicklungen transparent und verständlich darstellen lassen (Transparenz). Die aus den Indikatoren zu ziehenden Schlüsse müssen belastbar im Sinne einer wissenschaftlichen Überprüfbarkeit sein (Belastbarkeit). Die Daten müssen öffentlich verfügbar (Verfügbarkeit) und möglichst aktuell vorhanden sein (Aktualität).

Diese Anforderungen an die Indikatoren erscheinen sinnvoll, allerdings sollten die Indikatoren auf nachvollziehbare Weise hinsichtlich der Kriterien geprüft

werden. Die Expertenkommission sieht dabei den Zielbezug als Hauptkriterium der Bewertung. So müssen die Indikatoren einen eindeutigen Bezug zu den Zielen der Energiewende aufweisen. Darüber hinaus besteht in einigen Bereichen weiterer Datenerhebungs- sowie Indikatorenbedarf. Die Indikatorik sollte aber nicht unnötig vergrößert und neue Indikatoren noch stärker auf ihre Relevanz geprüft werden. Sie könnten bisher nicht-betrachtete Bereiche abdecken, z.B. die Sanierungsrate im Gebäudebereich, oder bisherige Indikatoren ersetzen, wenn dadurch eine bessere Darstellung der relevanten Sachverhalte erfolgt. Dabei sollte der gesteckte Rahmen möglichst weitergeführt werden, um in Zukunft auf mehrjährige konsistente Datenreihen zurückgreifen zu können.

2.2 Energiestatistische Datenbasis

28. Die Basis für die Berechnung von Indikatoren bilden statistische Daten. Der Monitoring-Prozess hängt damit entscheidend von der zugrunde liegenden Informations- und Datenbasis ab. Im Kern sind dafür belastbare, regelmäßig vorliegende und der Fragestellung angemessene Daten unabdingbar. Neben den energiebezogenen Daten müssen auch die Bezugsdaten und beeinflussenden Aktivitätsgrößen wie Einwohnerzahl, Bruttoinlandsprodukt, Industrieproduktion, Wohnungsbestand etc. diesen Anforderungen genügen.

29. Aus Sicht der Expertenkommission sind an die zu Grunde liegenden **Daten** weitergehende Anforderungen zu stellen. So sind die Daten auf Relevanz und Repräsentativität zu prüfen. Auch die Datenverfügbarkeit ist wichtig. Die erforderlichen Daten sollten möglichst kostenfrei und leicht verfügbar sein oder mit möglichst geringem Aufwand gesammelt oder erhoben werden können. Die Datenqualität ist von zentraler Bedeutung. So sollten Daten verwendet werden, die eine hohe Datengüte beziehungsweise möglichst geringe stochastische Streuungen oder systematische Verzerrungen aufweisen. Amtliche beziehungsweise quasi-amtliche Daten sind dabei zu bevorzugen. Auch die Aktualisierbarkeit spielt eine Rolle. Die zugrundeliegenden Daten sollten ohne großen Aufwand regelmäßig fortgeschrieben werden können. Hierbei werden in der Regel vollständige Zeitreihen mit Jahresdaten angestrebt. Weiterhin sollte auf die Vergleichbarkeit geachtet

werden, nicht zuletzt auf internationaler Ebene (gleiche Datenquellen, Datenstände, Abgrenzungen, Definitionen etc.). Wichtig für einen kontinuierlichen Monitoring-Prozess ist die Verfügbarkeit angemessener Zeitreihen der Daten.

30. Wesentliche Datenquellen sind die statistischen Ämter von Bund und Ländern, das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), die Bundesnetzagentur (BNetzA), das Umweltbundesamt, die Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) sowie die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Die **Energiebilanzen** der AGEB liefern ein umfassendes Bild von Energieangebot und -nachfrage. Für die Energiebilanzen stellt die amtliche Statistik die zentrale Datenquelle dar. Die statistischen Ämter von Bund und Ländern erheben, auf Basis des 2003 erlassenen Energiestatistikgesetzes (EnStatG), für die Bereiche Elektrizität, Gas, Kraft-Wärme-Kopplung, Kohlenimporte, erneuerbare Energien sowie für die Energieverwendung im Bereich der gewerblichen Wirtschaft ein Datengerüst. Darüber hinaus gibt es weitere nicht-staatliche Datenquellen.¹

31. Die von einer Vielzahl von Institutionen zur Verfügung gestellten Daten dürfen aber nicht darüber hinweg täuschen, dass der Datenbedarf für ein sachgerechtes und aussagekräftiges Monitoring nicht in jedem Fall befriedigt werden kann. Insbesondere fehlt der amtlichen Statistik die Flexibilität, um auf die dynamischen Entwicklungen auf den Energiemärkten (Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte, dezentrale Strukturen etc.) angemessen reagieren zu können. Dadurch ist die amtliche Statistik in einigen Bereichen stark verbesserungsbedürftig. Das gilt nicht nur für den Strommarkt, sondern auch für den Endverbrauch der Haushalte oder des Sektors „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ (GHD).

¹ Zusätzliche Statistiken liefern Wirtschaftsverbände wie der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), der Mineralölwirtschaftsverband (MWWV), der Verein der Kohlenimporteure und die AG Fernwärme (AGFW). Teilweise helfen auch Sondererhebungen, bestehende Datenlücken vor allem für die Verbrauchsbereiche Private Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) zu schließen.

Eine Veränderung dieser Situation zugunsten einer flexiblen Anpassung an veränderte Strukturen ist nur mit einer grundlegenden **Novellierung des Energiestatistikgesetzes** möglich. Dabei geht es vor allem um eine Vereinfachung der rechtlichen Anordnung von energierelevanten Statistiken, bei der beispielsweise Details der statistischen Erhebungsprogramme auch untergesetzlich geregelt werden können. Wesentlich ist die Erweiterung der Berichtskreise auch auf Händler, Stromnetzbetreiber beziehungsweise Gas-Speicher- und Transportgesellschaften. Außerdem sollte das Zurückgreifen auf Verwaltungsdaten anderer Bundesbehörden (z.B. BAFA, UBA, BNetzA) erleichtert werden. Auch die Zusammenarbeit der statistischen Ämter und deren Aufgabenteilung sind zu verbessern. Wo der umfassenden amtlichen Erhebung Grenzen gesetzt sind, wie bei den privaten Haushalten sowie im Bereich GHD, sind Grundlagen für regelmäßige stichprobenorientierte Erhebungen oder Studien zu schaffen. Gerade vor dem Hintergrund der herausragenden Bedeutung der Energiewende und des dazu vereinbarten kontinuierlichen Monitorings plädiert die Expertenkommission für ein zügiges Vorgehen bei der Novellierung des Energiestatistikgesetzes und der begleitenden Regelungen.

32. Auch die AGEB, die für die quasi-amtlichen Energiebilanzen für Deutschland zuständig ist, betont die Gefahr, dass sich die energiestatistische Datenbasis im Bereich der amtlichen Statistik zu verschlechtern droht. Dieser Gefahr sollte durch entsprechende Anpassungen im Energiestatistikgesetz begegnet werden. Dazu müssen dann aber auch die entsprechenden personellen Kapazitäten bei der amtlichen Statistik des Bundes und der Länder bereitgestellt werden.

33. Bei der Interpretation von energiebezogenen Indikatoren sind einige methodische Besonderheiten im Hinblick auf die **Nutzung von Energiebilanzdaten** zu beachten. Das betrifft etwa die Konventionen bei der primärenergetischen Bewertung der Kernenergie einerseits und einiger erneuerbarer Ener-

gien zur Stromerzeugung andererseits.² Das hat gerade in Umbruchzeiten erhebliche Konsequenzen auf die Veränderungen von Energieeffizienzindikatoren: Im extremen Fall führt der Ersatz des Atomstroms durch erneuerbare Energien zu einer sprunghaften Verbesserung der Energieeffizienz, obwohl es sich hier lediglich um einen statistischen Effekt handelt, der keine Aussage über die reale Effizienzveränderung zulässt [AGEB, 2011].

34. Diese Problematik lässt sich zwar umgehen, wenn statt auf die Primärenergie auf die Endenergie Bezug genommen wird. Aber für beide Fälle müssen noch weitere ergebnisrelevante Einflüsse berücksichtigt werden. So wird unter den natürlichen Bedingungen in Deutschland ein großer Teil des Energieverbrauchs von der jeweiligen Witterung beeinflusst. Dadurch kann ein deutlicher Anstieg der Effizienz allein daran liegen, dass weniger Heizenergiebedarf besteht, weil es in einem Jahr im Vergleich zum Vorjahr erheblich wärmer war. Umgekehrt gilt natürlich ebenso: Ein kälteres Jahr mit höherem Heizenergiebedarf führt statistisch automatisch zu einer Effizienzverschlechterung. Aus diesen Gründen sollte bei der Interpretation insbesondere von Effizienzindikatoren stets von temperaturbereinigten Werten ausgegangen werden [Ziesing, 1995].

35. Schließlich ist im Hinblick auf die energiestatistische Datenbasis zu beachten, dass es weitgehend unbekannt ist, wie sich die Lagerbestände beispielsweise für das leichte Heizöl bei den privaten Verbrauchern und in Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verändern. Für diese Sektoren gibt es, anders als für das produzierende Gewerbe, lediglich statistische Angaben für den Absatz von leichtem Heizöl aber nicht für den tatsächlichen Verbrauch. Das heißt: Absatz und Verbrauch sind nicht gleichzusetzen. Zum jeweiligen Tankverhalten und den daraus resultierenden Änderungen des Betankungsgrades liegen je-

² Entsprechend dem internationalen Standard wird bei der Bilanzierung von Primärenergiedaten die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken mit einem Nutzungsgrad von 33 % bewertet, während die erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung, die für sich genommen (anders als die Biomasse) keinen originären Heizwert haben, mit 100 % bewertet werden. Das betrifft die Stromerzeugung in Wasserkraft, Windkraftanlagen oder PV-Anlagen, aber auch den Stromaußenhandel.

doch lediglich Befragungsergebnisse für eine Stichprobe im Bereich der privaten Haushalte vor. Insoweit sind darauf basierende Schätzungen der Lagerbestandsveränderungen und damit des tatsächlichen Verbrauchs mit hohen Unsicherheiten verbunden.

36. Aus den genannten Gründen sind für die Stärkung der **Aussagekraft** von Energieindikatoren in jedem Fall nicht nur temperaturbereinigte Energiedaten, sondern – soweit möglich – auch lagerbestandsbereinigte Daten zugrunde zu legen. Die damit verbundenen Unsicherheiten sind in Kauf zu nehmen, da eine Beschränkung nur auf die Ursprungswerte mit hoher Wahrscheinlichkeit zu Fehlinterpretationen führt.

37. Von gewissem Einfluss auf die Aussagekraft bestimmter Energieindikatoren ist schließlich noch die Konvention bei der Differenzierung des Brennstoffeinsatzes für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf die beiden erzeugten Sekundärenergieträger Strom und Wärme (beziehungsweise Kälte). Dies berührt in erster Linie Niveau und Struktur des industriellen Endenergieverbrauchs, weil dort nur der Brennstoffeinsatz industrieller KWK-Anlagen für die Wärmebereitstellung verbucht wird. Der Brennstoffeinsatz für die KWK-Stromerzeugung wird dagegen dem Umwandlungsbereich zugeordnet. Nach der im Rahmen der Energiebilanzen verwendeten, international üblichen Methode wird der Effizienzvorteil der Kraft-Wärme-Kopplung auf beide Produkte verteilt [AGEB, 2012a].

38. Durch diese neue Berechnungsmethode ergibt sich für den Umwandlungsbereich innerhalb der Energiebilanzen ein gewisser Bruch seit 2003 gegenüber den Vorjahren. Ebenso ist der industrielle Endenergieverbrauch davon berührt, da darin zwar wie bisher der Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen zur Wärmeerzeugung enthalten ist, aber nun auf neuer Berechnungsgrundlage. Durch diese Vorgehensweise reduziert sich allerdings der Anteil des Brennstoffeinsatzes des KWK-Prozesses im Umwandlungsbereich und der Endenergieverbrauch der Industrie erhöht sich. Dies ist vor allem bei der Bewertung der Effizienzindikatoren für die Industrie zu berücksichtigen.

39. Unabhängig von diesen methodischen Fragen wie der Datenbereinigung sollte bei der Diskussion über Indikatoren immer deutlich zwischen den jeweiligen Betrachtungsebenen unterschieden werden. Diese reichen von der Makroebene (Volkswirtschaft) über die sektorale Ebene (einzelne Energie-

verbrauchergruppen) bis hin zur Geräteebene (einzelne Elektrogeräte, Heizungsanlagen oder Fahrzeuge). Welche Ebene gewählt wird, hängt von der jeweiligen Fragestellung, aber auch von Datenverfügbarkeit und -qualität ab.

40. Deutschland verfügt zwar über eine vergleichsweise solide energiestatistische Datenbasis, doch zeigen sich deutliche Unterschiede hinsichtlich der Datenqualität bei den einzelnen Sektoren und/oder Energieträgern. Unter Berücksichtigung der methodischen Festlegungen sind die Angaben zum Primärenergieverbrauch (einheimische Gewinnung, Importe/Exporte, Bunkerungen und Bestandsveränderungen) sowie zum Energieverbrauch im Umwandlungsbereich und im verarbeitenden Gewerbe weitgehend gesichert. Hier liegen regelmäßige und verbindliche Berichtspflichten vor. Auch die auf Sektoren bezogenen Basisdaten für den Verkehr und die Hauptverkehrsträger sind vergleichsweise gesichert. Anders sieht dies indes bei den energiewirtschaftlich nicht minder bedeutsamen Sektoren der privaten Haushalte sowie GHD aus. Hier ist die Datenbasis mangels entsprechender Berichterstattungssysteme weniger gesichert. Es gibt aber für beide Sektoren gesonderte stichprobengestützte Erhebungen, die seit einigen Jahren in gewissen zeitlichen Abständen durchgeführt werden und für Analysezwecke wichtige Informationen bereitstellen.

3 Initiativen im Bereich der Energieeffizienz

Das Wichtigste in Kürze

Die Steigerung der Energieeffizienz ist eine der zentralen Voraussetzungen zur Ermöglichung der angestrebten Senkung der Treibhausgasemissionen.

Über alle Endenergiesektoren strebt die Bundesregierung eine jahresdurchschnittliche Steigerung der Energieproduktivität um 2,1 % an. In der Vergangenheit hat sich die Energieeffizienz in Deutschland schon spürbar verbessert, wenn auch sektoral in unterschiedlichem Ausmaß. Gleichwohl müssen Tempo und Intensität in Zukunft noch erheblich gesteigert werden, um die angestrebten Verbesserungen bei der Energieeffizienz zu erreichen. Dies gilt im besonderen Maße für den Gebäude- und Verkehrsbereich. Hier besteht ein großer Handlungsbedarf bei der Umsetzung wirksamer Maßnahmen, die sich im Gebäudebereich mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität in erster Linie auf die energetische Sanierung des Gebäudebestands richten müssen. Beim Verkehrsbereich sollte man sich nicht nur auf die Elektromobilität konzentrieren, sondern umfassendere Mobilitätskonzepte umsetzen, die sich an einer nicht-fossilen Strategie für die unterschiedlichen Verkehrssysteme und deren Zusammenwirken im Personen- und Güterverkehr ausrichten.

Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung diskutiert zum Bereich der Energieeffizienz eine Reihe von Indikatoren und weist auf Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz hin. Die vorgelegten Indikatoren sind klar definiert und nachvollziehbar abgeleitet. Allerdings wären Aussagen mit Blick auf die Zielerreichung wünschenswert. Hinsichtlich der aufgeführten Maßnahmen fehlt eine Einordnung ihrer Effektivität und Effizienz. Auch eine Einschätzung zur Effizienzsteigerung bei der Stromnutzung sowie zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung vor dem Hintergrund des Ziels eines 25 %-igen Erzeugungsanteils im Jahr 2020 wird vermisst.

3.1 Die effizienzrelevanten Ziele des Energiekonzepts

41. Die Bundesregierung strebt für 2050 an, den Primärenergieverbrauch bis dahin im Vergleich zu 2008 zu halbieren sowie den Energieverbrauch zur Raumwärme sogar um 80 % und im Verkehrsbereich um 40 % zu reduzieren.

Dazu soll die auf die Endenergie bezogene Energieproduktivität jahresdurchschnittlich um 2,1 % gesteigert werden. Außerdem soll der Stromverbrauch im Jahr 2050 um ein Viertel niedriger sein als 2008.

Es sei hervorgehoben, dass dieses Zielbündel im Wesentlichen auf den zur Vorbereitung des Energiekonzepts von einem Institutskonsortium entwickelten Energieszenarien basiert [Prognos et al., 2010]. Deshalb ist auch ein Vergleich der dabei erarbeiteten Zielszenarien mit dem zugleich entwickelten Referenzszenario von Interesse, da auch dies Aussagen über die (zusätzlich) notwendigen Verbesserungen der Energieproduktivität sowie über den weiterhin bestehenden Handlungsbedarf erlaubt (vgl. Tab. 3-1).

Tab. 3-1: Veränderungen des sektoralen Energieverbrauchs und der sektoralen Energieproduktivitäten im Referenz- und in den Zielszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung für die Perioden 2008 bis 2020 sowie 2008 bis 2050

	Referenz-Szenario	Ziel-Szenarien	Referenz-Szenario	Ziel-Szenarien
	2008 bis 2020		2008 bis 2050	
	Veränderungen des jeweiligen Verbrauchs in %			
Primärenergieverbrauch	-14	-16	-34	-51
Endenergieverbrauch	-8	-12	-24	-43
Industrie	-12	-13	-18	-38
GHD	-11	-19	-35	-47
Verkehr	-3	-6	-25	-41
Haushalte	-9	-12	-25	-47
Bruttostromverbrauch	-7	-10	-10	-26
	Veränderungen der jeweiligen Energieproduktivität in % pro Jahr			
Primärenergieverbrauch	1,9	2,0	1,8	2,5
Endenergieverbrauch	1,3	1,7	1,5	2,1
Industrie	1,3	1,4	1,0	1,6
GHD	1,9	2,6	2,1	2,5
Verkehr	1,5	1,9	1,7	2,3
Haushalte	1,4	1,7	0,9	1,8
Bruttostromverbrauch	1,2	1,5	1,0	1,5

Quelle: [Prognos et al., 2010] (Eigene Berechnungen)

42. Es zeigt sich, dass das Ziel einer Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 innerhalb der Periode von 2008 bis 2050 eine jahresdurchschnittliche Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität um 2,5 % erfordert. Im Vergleich zu der in diesem Zeitraum unter Referenzbedingungen erwarteten Produktivitätsverbesserung von 1,8 % müsste damit das Produktivitätsniveau im Jahr 2050 zur Zielerreichung um ein Drittel höher sein. Ähnliche Relationen zeigen sich auch in der Industrie und im Verkehr. Dagegen fallen im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und beim Bruttostromverbrauch die gegenüber dem Referenzszenario zusätzlichen Produktivitätssteigerungen mit rund 20 % etwas niedriger, bei den Haushalten aber mit nahezu 50 % deutlich höher aus. Vor diesem Hintergrund wurden in der Szenarien-Studie auch zahlreiche Hinweise auf die zur Zielerreichung notwendigen politischen Maßnahmen gegeben. Die Aussage ist deutlich: Ohne weitergehende zusätzliche Maßnahmen werden die Effizienzziele der Energiewende nicht erreicht.

43. Ob sich Deutschland erkennbar bereits auf dem Zielpfad befindet, ist angesichts der kurzen Zeit nach Verabschiedung des Energiekonzeptes im September 2010 gegenwärtig noch nicht eindeutig zu bestimmen. Dies liegt aber auch darin begründet, dass die energiewirtschaftliche Entwicklung vor allem seit 2008 erheblich von den wirtschaftlichen Turbulenzen beeinflusst worden ist. Die im Jahr 2009 auch in Deutschland voll ausgebrochene wirtschaftliche Krise hat teilweise tiefgreifende Produktionseinbrüche bei energieintensiven Wirtschaftszweigen und einen Rückgang der gesamtwirtschaftlichen Leistung um mehr als 5 % bewirkt. Dadurch ist es zu einer ähnlich starken Minderung des Primärenergieverbrauchs wie des Endenergieverbrauchs (bei subsektoral unterschiedlichen Veränderungsraten) gekommen. Der konjunkturelle Aufschwung 2010, der sich nur leicht abgeschwächt 2011 fortsetzte, war zunächst wieder mit einem deutlichen Verbrauchszuwachs verknüpft. Im Jahr 2011 ging er aber mit einem moderaten Verbrauchsrückgang einher. Eindeutige Tendenzen oder gar Tendenzwenden für die Zukunft lassen sich aus einer volatilen Entwicklung, die zudem noch durch wechselnde Witterungseinflüsse geprägt wurde, kaum feststellen.

44. Der Monitoring-Bericht diskutiert zum Bereich der Energieeffizienz eine Reihe von Indikatoren und weist auf Maßnahmen zur Verbesserung der Ener-

gieeffizienz hin. Entsprechend dieser Zweiteilung werden im Folgenden die jeweiligen Darstellungen im Monitoring-Bericht bewertend kommentiert.

45. Der Monitoring-Bericht verwendet zur Kennzeichnung der Entwicklung der Energieeffizienz im Wesentlichen die folgenden Indikatoren:

- Gesamtwirtschaftliche Primär- und Endenergieproduktivität
- Endenergieproduktivität der Industrie
- Endenergieproduktivität von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
- Wohnflächenentwicklung sowie durchschnittlicher Energieverbrauch der Haushalte je Wohnfläche
- Verkehrsbedingter Energieverbrauch, Verkehrsleistungen sowie Durchschnittsverbrauch neuer Pkw

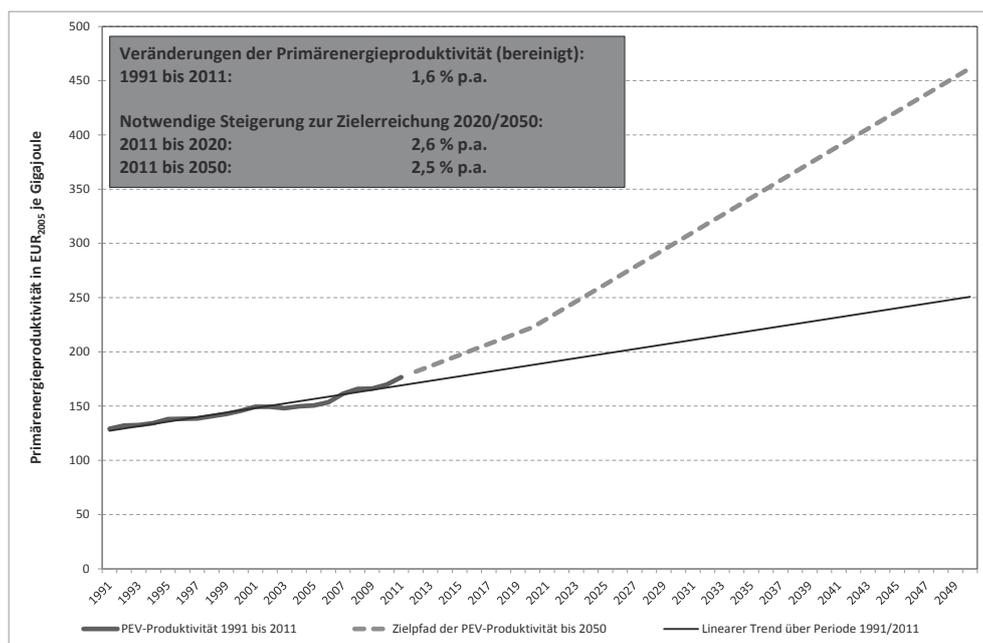
46. Die vorgelegten Indikatoren sind klar definiert und nachvollziehbar abgeleitet. Ihre Aussagefähigkeit ist angesichts des zumeist sehr hohen Aggregationsniveaus insoweit begrenzt, als die strukturellen Unterschiede und Energieeffizienzveränderungen in den jeweiligen Subsektoren überdeckt und damit mit ihrem Einfluss auf den aggregierten Indikator nicht erkennbar werden. Insoweit bleiben die Wirkungen des sektoralen Strukturwandels auf die Veränderungen der Effizienz des Gesamtaggregates ausgeblendet. Generell wird auch der Einfluss der Energiewende nicht weiter thematisiert. Im Folgenden soll zu den einzelnen Indikatoren bewertend Stellung genommen werden. Dabei wird bei den energiebezogenen Daten grundsätzlich von temperaturbereinigten (und gegebenenfalls lagerbestandsbereinigten) Verbrauchswerten ausgegangen.

3.2 Effizienzindikatoren auf Makroebene

47. Als Indikator für die Energieeffizienz einer Volkswirtschaft wird zumeist die **Primärenergieproduktivität**, definiert als das Verhältnis von Bruttoinlandsprodukt zum Primärenergieverbrauch, gewählt. Die Bundesregierung hat für diesen Indikator explizit kein Ziel formuliert. Dies lässt sich aber aus dem Ziel ableiten, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 % im Vergleich zu 2008 zu senken. Wenn die den Energieszenarien zugrunde gelegte gesamtwirtschaftliche Entwicklung unterstellt wird, ist die Reduktion des Primärenergieverbrauchs bis 2020 im Vergleich zu 2011 bei einer

durchschnittlichen jährlichen Steigerung der Energieproduktivität um 2,6 % zu realisieren. Gemessen an der für die vergangenen 20 Jahre feststellbaren Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität von 1,6 %, müsste zur Zielerfüllung die Energieproduktivität in den kommenden Jahren im jährlichen Mittel um etwa einen Prozentpunkt gesteigert werden (vgl. Abb. 3-1).

Abb. 3-1: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Primärenergieproduktivität von 1991 bis 2011 und Zielpfad bis 2050



Quellen: [BMWi/BMU, 2010], [Prognos et al., 2010], [Destatis, 2012a], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

48. Die Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 erfordert von 2020 bis 2050 eine weitere Verbesserung um 2,5 % pro Jahr. Gegenüber der Fortsetzung des bisherigen längerfristigen Trends (aber auch im Vergleich zu dem in den Energieszenarien beschriebenen Referenzpfad) ergibt sich eine spürbar ausweitende Schere. Ein Teil dieser Schere wird sich schon aus den weiter oben genannten Gründen zur primärenergetischen Bewertung der Kernenergie einerseits und der nicht-biogenen erneuerbaren Energieträger andererseits schließen. Wie Tab. 3-2 zeigt, fällt dieser Bewertungseffekt in den Jahren von 1991 bis 2011 noch nicht sonderlich ins Gewicht, doch kommt er im Jahresvergleich 2011 zu 2010 mit dem kräftigen Rückgang der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken und dem expansiven Vordringen der erneuerbaren

Energien deutlich zum Tragen. Während die Energieproduktivität auf Basis der bereinigten Werte nach dem Wirkungsgradansatz im Jahr 2011 um 4 % höher war als im Jahr 2010, wären es nach dem früher verwendeten Substitutionsansatz lediglich 2,8 % gewesen.

Tab. 3-2: Veränderungen der Energieproduktivität in Abhängigkeit von der energetischen Bewertung des Primärenergieverbrauchs

	Veränderungen in % pro Jahr	
	1991 bis 2011	2010 bis 2011
Ursprungswerte (Wirkungsgradansatz)	1,7	8,3
Bereinigte Werte (Wirkungsgradansatz)	1,6	4,0
Bereinigte Werte (Substitutionsansatz)	1,5	2,8

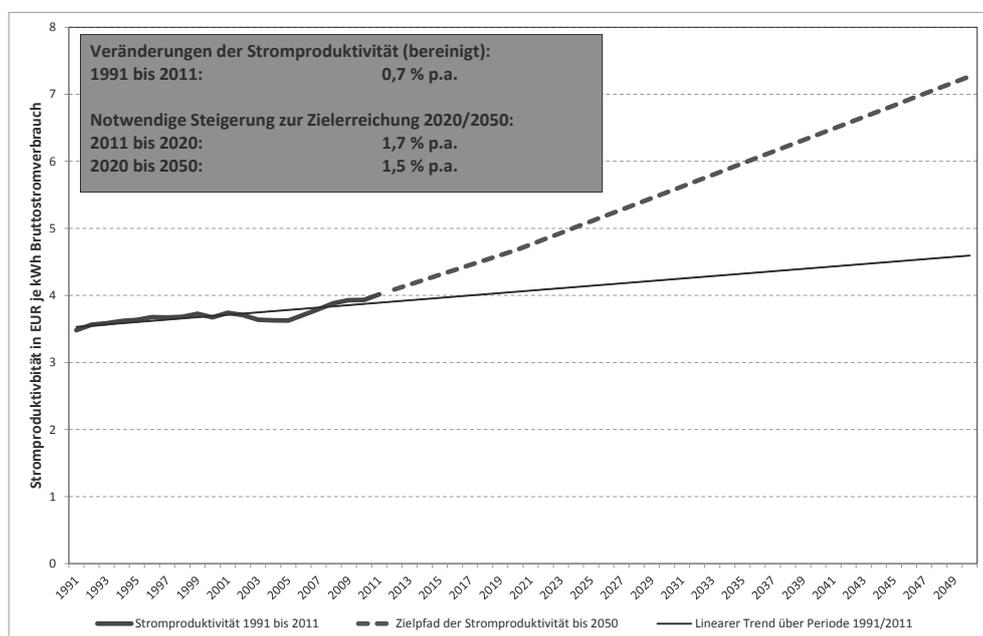
Quellen: [Destatis, 2012a], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

Dieser Effekt wird auch künftig mit dem vollständigen Wegfall der nuklearen Stromerzeugung und dem dominierenden Anteil der erneuerbaren Energien spürbar sein. Nach überschlägigen Rechnungen dürfte dieser Effekt über die gesamte Periode bis 2050 hinweg allein rund 0,3 Prozentpunkte ausmachen. Trotz aller Unsicherheit in der längerfristigen Perspektive bleibt wohl trotzdem eine Lücke, die ohne zusätzliche Maßnahmen nicht geschlossen werden dürfte [Ecofys, 2012].

49. Der Bruttostromverbrauch soll bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 25 % reduziert werden. Im Monitoring-Bericht wird dieses Ziel explizit ausgewiesen und die bisherige Entwicklung im Abschnitt 4.3 beschrieben. Anders als dies im vergleichbaren Fall des Primärenergieverbrauchs geschieht, wird jedoch keine Aussage zur **Stromeffizienz** getroffen. Um die angestrebte Minderung des Stromverbrauchs zu schaffen, muss bei gegebenem gesamtwirtschaftlichen Wachstum - wie in der Energieszenarien-Studie - die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität im jährlichen Durchschnitt bis 2020 um 1,7 % verbessert werden; von 2020 bis 2050 wären es pro Jahr 1,5 %. Gemessen an der tatsächlichen Entwicklung in den Jahren von 1991 bis 2011, in der die (temperaturbereinigte) Stromproduktivität jahresdurchschnittlich lediglich um 0,7 % gesteigert wurde, ist eine Verdoppelung des Produktivitätstempos notwendig (vgl. Abb. 3-2).

Immerhin hat sich die Produktivität im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2011 mit 1,1 % leicht überdurchschnittlich erhöht, wobei die Veränderungsraten sehr unterschiedlich ausfielen (+1,2 % 2008/2009; 0 % 2009/2010 sowie +2,3 % 2010/2011). Selbst eine Fortsetzung dieser Entwicklung reicht nicht aus, um die angestrebte Stromeinsparung bis 2020 zu erreichen, weil in Zukunft mit zusätzlichen Stromanwendungen gerechnet werden muss. Es sei hier nur auf das Marktwachstum von Elektrowärmepumpen sowie auf die Ziele der Bundesregierung zur Elektromobilität hingewiesen.

Abb. 3-2: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität von 1991 bis 2011 und Zielpfad bis 2050



Quellen: [Destatis, 2012a], [AGEB, 2012c] (Eigene Berechnungen)

50. Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kann wesentlich zur Steigerung der Energieproduktivität beitragen. Deshalb fördert die Bundesregierung seit Jahren deren Nutzung. Mit der Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWK-G) im Jahr 2012 sind die Förderbedingungen deutlich verbessert worden. Dies auch deshalb, um die Voraussetzungen zur Erreichung des explizit genannten Ziels eines Stromerzeugungsbeitrages von 25 % zu schaffen. Im Monitoring-Bericht wird die KWK zwar an verschiedenen Stellen angesprochen, jedoch nicht im Abschnitt zur Energieeffizienz. Vor dem Hintergrund des

angestrebten Ausbauzieles und der Bedeutung der KWK für die Energieeffizienz sei aber hier auf die bisherige Entwicklung hingewiesen (vgl. Tab. 3-3).

Tab. 3-3: Entwicklung der Nettostromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen von 2003 bis 2011

Berichtskreis	Nettostromerzeugung (Mrd. kWh)								
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Allgemeine Versorgung	50,3	52,4	52,3	54,0	51,9	53,8	50,5	53,4	51,1
Industrielle Kraftwirtschaft	23,5	22,9	25,6	25,8	25,8	25,7	26,6	29,8	28,4
Summe der amtlich erfassten Erzeugung	73,8	75,3	77,9	79,8	77,6	79,5	77,0	83,2	79,6
Nicht erfasste BHKW und biogene KWK-Anlagen ³	1,8	2,0	2,1	2,8	5,0	6,7	8,4	9,9	11,4
KWK-Stromerzeugung insgesamt	75,6	77,2	80,	82,5	82,6	86,2	85,4	93,1	91,0

Quellen: [Destatis, 2012b], [Öko-Institut, 2012]

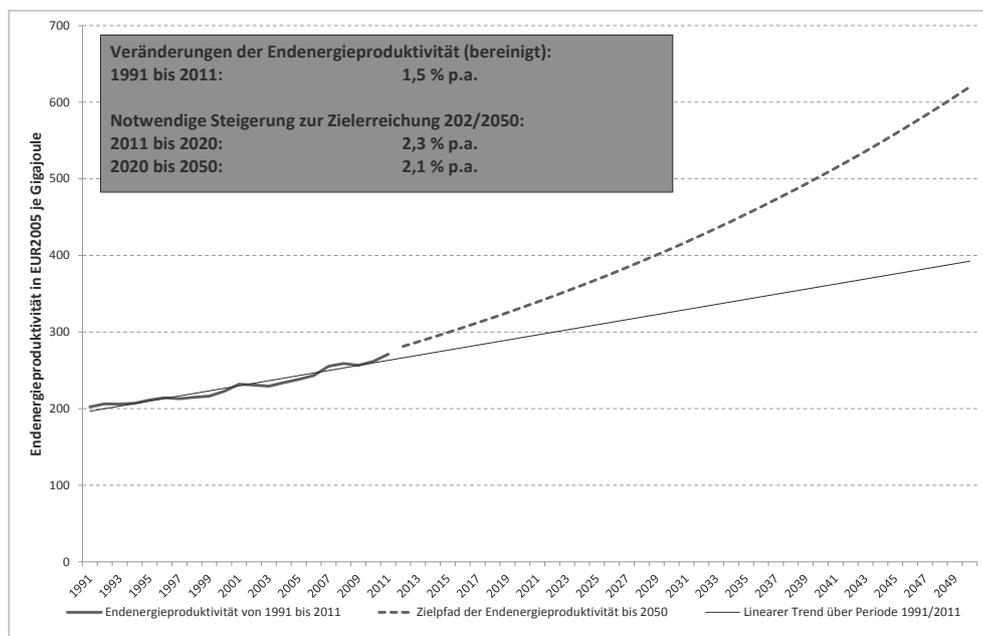
In der Zeit von 2003 bis 2011 ist der KWK-Anteil an der Stromerzeugung von reichlich 13 % auf beinahe 16 % gestiegen. Um das noch bestehende Zieldefizit von 9 Prozentpunkten in den verbleibenden 8 Jahren bis 2020 zu überbrücken, müsste der KWK-Ausbau erheblich ausgeweitet werden. Dies gestaltet sich umso schwieriger, als gegenwärtig Investitionen in konventionelle Kraftwerke vielfach unwirtschaftlich sind.

51. Die Steigerung der auf die Endenergie bezogenen Produktivität bis 2050 um jahresdurchschnittlich 2,1 % gegenüber 2008 ist explizites Ziel der Bundesregierung. Innerhalb der Periode von 1991 bis 2011 hat sich die **Endenergieproduktivität** im Jahresdurchschnitt lediglich um 1,5 % erhöht. Gemessen am Niveau 2011 müsste die Endenergieproduktivität bis 2020 jahresdurchschnitt-

³ Die nicht erfassten BHKW entsprechen den fossilen BHKW mit einer Leistung bis 1 MW, die nicht von der amtlichen Statistik erfasst werden. Die nicht erfassten biogenen KWK-Anlagen entsprechen der biogenen KWK-Stromerzeugung, die aus den Daten von AGEE-Stat und BNetzA abgeleitet werden kann und nicht bereits in den Datengerüsten der allgemeinen Versorgung oder industriellen Kraftwirtschaft enthalten sind (Abzugsverfahren).

lich um 2,3 % gesteigert werden, danach um die Zielrate von 2,1 % pro Jahr. Im Jahr 2050 wäre die Endenergieproduktivität damit um den Faktor 2,4 höher als 2011 (vgl. Abb. 3-3).

Abb. 3-3: Entwicklung der Endenergieproduktivität 1991 bis 2011 sowie Zielpfad bis 2050



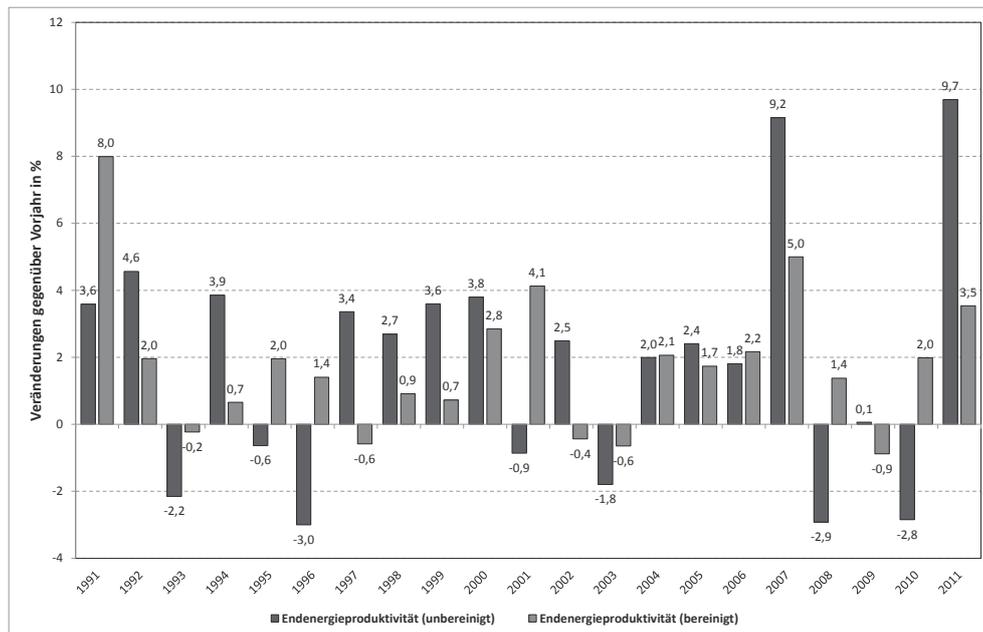
Quellen: [Destatis, 2012a], [Destatis, 2012c], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

Ähnlich wie bei der Primärenergieproduktivität hat sich auch bei der Endenergie die Produktivität in den beiden letzten Jahren 2010 und 2011 nach dem tiefen, krisenbedingten Einschnitt 2009 deutlich nach oben entwickelt.⁴ Allerdings zeigt Abb. 3-4 auch, dass die Produktivität schon in der Vergangenheit erheblichen Schwankungen unterworfen war. Selbst die hohe Steigerung im Jahr 2011 mit 3,5 % ist nicht außergewöhnlich; von 1991 an wurde dieser Wert in drei Jahren übertroffen. Bemerkenswert ist auch, dass innerhalb der Periode 1991 bis 2011 in fünf Jahren die Produktivität sogar spürbar gesunken ist.

⁴ Es sei hier nur darauf hingewiesen, dass das zuvor bei der Primärenergie diskutierte Problem der unterschiedlichen energetischen Bewertung bei der Endenergie keine Rolle spielt.

Insofern sind auch eindeutige Tendenzaussagen, insbesondere mit Blick auf die jüngere Entwicklung, ohne weitere Untersuchungen kaum möglich. Dennoch erscheint es wenig plausibel, dass es einen endogenen Trend hin zu dem von der Bundesregierung angestrebten Pfad geben wird. Wie weiter oben gezeigt worden ist, sprechen auch die Ergebnisse des Referenzszenarios gegen eine solche Erwartung.

Abb. 3-4: Veränderungen der Endenergieproduktivität gegenüber dem Vorjahr von 1991 bis 2011



Quellen: [Destatis, 2012a], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

Dabei stellt sich natürlich auch das Problem der „Steuerbarkeit“ der Endenergieproduktivität, denn letztlich ist dies nur das Resultat der gewichteten Effizienzveränderungen auf der sektoralen und subsektoralen Ebene innerhalb des Endenergieverbrauchs.⁵ Das Ziel wird insofern auch nur erreichbar sein, wenn die notwendigen Effizienzverbesserungen in Industrie, Verkehr, im Be-

⁵ Ähnliches gilt natürlich auch mit Blick auf den Primärenergie- wie den Stromverbrauch.

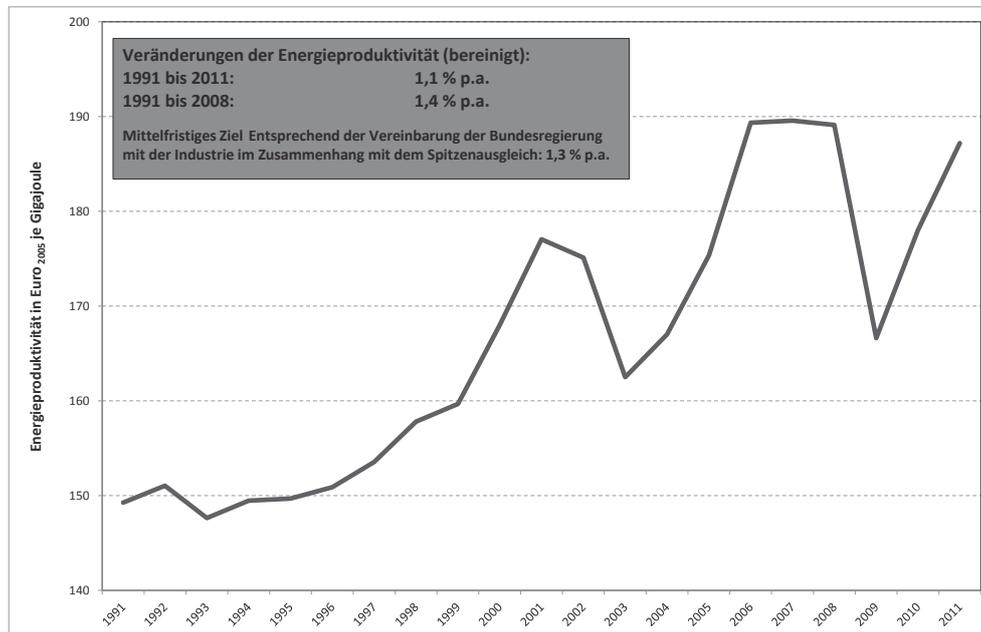
reich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und bei den privaten Haushalten gelingen. Die im Folgenden skizzierten sektoralen Effizienzindikatoren geben einen Eindruck der jeweiligen sektoralen Produktivitätsveränderungen.

3.3 Effizienzindikatoren auf sektoraler Ebene

52. Für die **Industrie** gibt es im Energiekonzept kein unmittelbares Ziel. Es wird allerdings deutlich auf die Notwendigkeiten und Möglichkeiten einer Steigerung der Energieeffizienz hingewiesen. Inzwischen sind auch von der Bundesregierung mit der Industrie im Zusammenhang mit der Diskussion um die Weitergewährung des Spitzenausgleichs im Rahmen des Energie- und Stromsteuergesetzes Vereinbarungen getroffen worden. Danach hat sich die Industrie verpflichtet, Energiemanagementsysteme beziehungsweise Audits in den beantragenden Unternehmen des produzierenden Gewerbes bis Ende 2015 einzurichten und die Energieeffizienz beginnend mit 2013 und zunächst bis 2016 um jährlich 1,3 % zu steigern. Die Effizienzziele sollen dann im Rahmen einer Evaluierung im Jahr 2017 festgelegt werden [Bundesregierung 2012].

53. In den vergangenen 20 Jahren hat sich die Energieproduktivität in der Industrie (definiert als das Verhältnis der Wertschöpfung zum bereinigten Endenergieverbrauch) im jährlichen Mittel um 1,1 % erhöht (vgl. Abb. 3-5). Allerdings ist diese Entwicklung durch sehr hohe Schwankungen gekennzeichnet, für die konjunkturelle Gründe verbunden mit sektoral teilweise erheblichen Ausschlägen maßgeblich waren. Vergleicht man die vergangene Entwicklung mit der oben angesprochenen Vereinbarung über die mittelfristigen Effizienzziele, so lässt sich deren Realisierung auch vor dem Hintergrund des in den Energieszenarien beschriebenen Referenzpfades wohl erwarten. Freilich verlangt das dort formulierte Zielszenario stärkere Effizienzverbesserungen in einer Größenordnung von 1,5 % pro Jahr bis 2020 sowie von 1,7 % für die Periode 2020 bis 2050 (vgl. Tab. 3-1).

Abb. 3-5: Entwicklung der industriellen Energieproduktivität von 1991 bis 2011



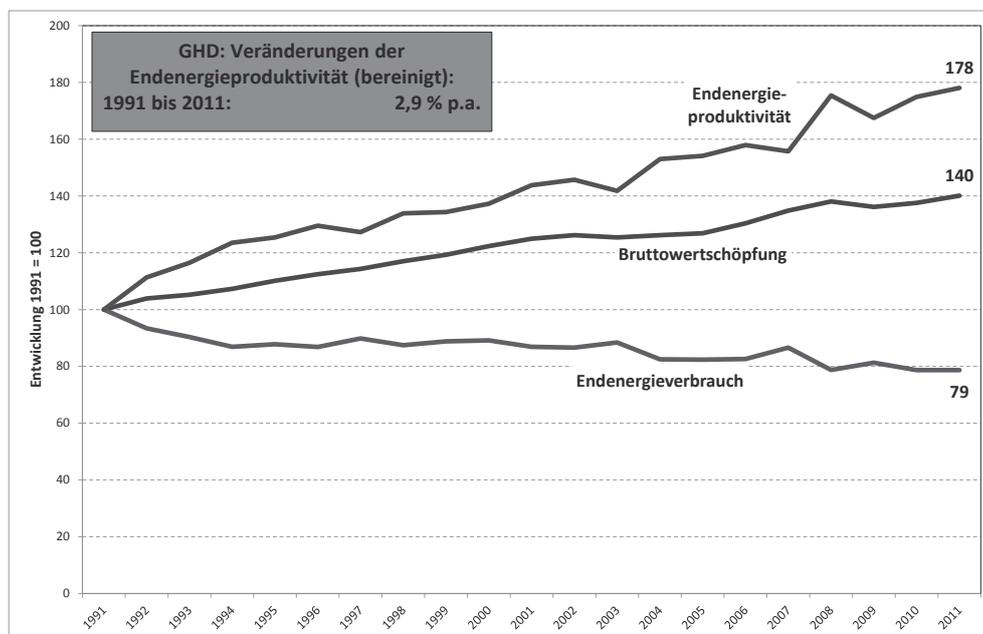
Quellen: [Destatis, 2012a], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

54. Der Bereich **Gewerbe, Handel, Dienstleistungen** (GHD) ist außerordentlich heterogen und energiestatistisch schlecht erfasst [Fraunhofer ISI, 2012]. Auf Basis der Energiebilanzen ergibt sich die in Abb. 3-6 gezeigte Entwicklung der Energieproduktivität, definiert als Verhältnis des (bereinigten) Endenergieverbrauchs zur (preisbereinigten) Bruttowertschöpfung der dem GHD-Sektor zuzuordnenden Wirtschaftsbereiche.

55. Im Zeitraum von 1991 bis 2011 hat eine vergleichsweise stetige Verbesserung um 2,9 % stattgefunden. Folglich erscheint der Handlungsdruck für weitere Maßnahmen zur Stimulierung der Energieeffizienz eher gering. Dies gilt allerdings nicht für den Gebäudebestand im GHD-Sektor, bei dem der Raumwärmebedarf nach einer Studie für die AG Energiebilanzen rund 42 % am sektoralen Endenergieverbrauch ausmacht [IfE, 2012]. Bis zum Jahr 2050 wird hier die annähernde Klimaneutralität angestrebt, die durch eine Kombination von Energieeffizienz und erneuerbare Energie erreicht werden soll. Insoweit werden die im Bereich GHD angesiedelten Gebäude auch Gegenstand der vor-

gesehenen Maßnahmen der Bundesregierung für den Wärmebereich sein müssen.

Abb. 3-6: Entwicklung der Energieproduktivität im Sektor GHD von 1991 bis 2011



Quellen: [Destatis, 2012a], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

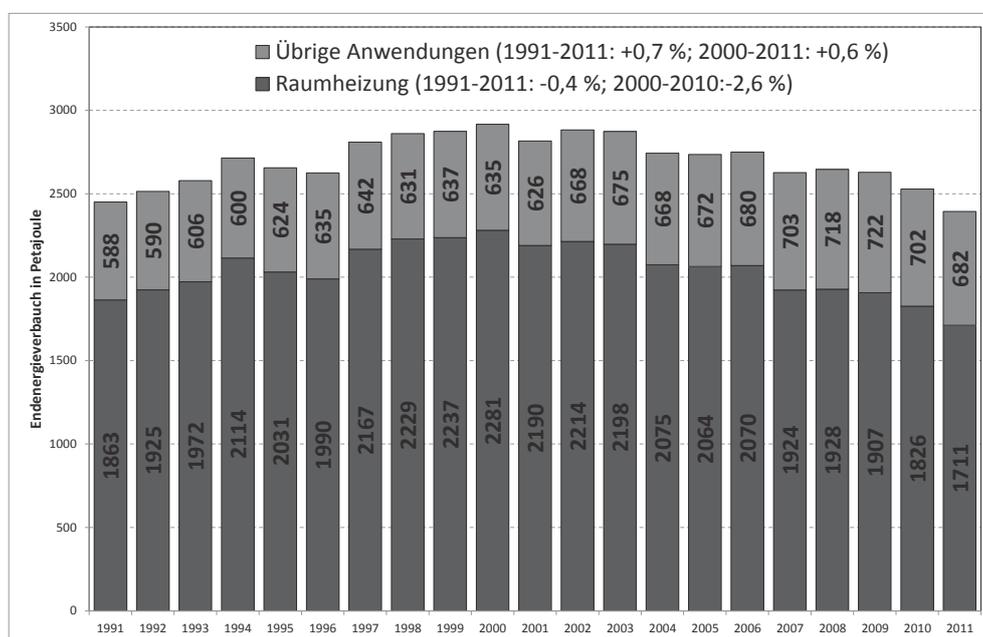
56. Haushalte sind für etwa ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs verantwortlich. Dabei handelt es sich nur um den stationären Verbrauch, da die private Nutzung von Verkehrsmitteln dem Sektor Verkehr zugerechnet wird. Nach einer weiteren Sonderstudie [RWI, 2012] dominiert bei den Haushalten der Raumwärmebereich mit einem Anteil von reichlich 70 % des gesamten sektoralen Endenergieverbrauchs. Es folgt die Warmwasserbereitstellung mit rund 14 %. Insgesamt war der Endenergieverbrauch der Haushalte im Jahr 2011 um nur etwa 2 % niedriger als 1991, aber um fast 18 % unter dem 2000er Niveau (vgl. Abb. 3-7).

57. Ein wesentlicher Treiber der Energieverbrauchsentwicklung der Haushalte war die Zunahme des Wohnungsbestandes und insbesondere die der Wohnflächen. So gab es 2011 über 6 Mio. mehr Wohnungen (+18,5 %) und knapp 700 Mio. m² (+25,4 %) mehr Wohnfläche als 1991. Bezogen auf die Zahl

der Einwohner erhöhte sich damit die durchschnittliche Wohnfläche von 34,2 m² auf 42,1 m² (+22,6 %).

58. Bis zu der von der Bundesregierung angestrebten Reduktion des Energieverbrauchs für Raumwärme um 20 % bis 2020 sowie um 80 % bis 2050 (jeweils gegenüber 2008) ist es jedoch noch ein weiter Weg: das Ziel für 2020 ist zwar durchaus in greifbarer Nähe - hier müsste der Verbrauch gegenüber 2011 lediglich um 1,2 % pro Jahr gemindert werden -, doch wäre von 2020 an eine Minderung um 4,5 % pro Jahr nötig, um das Ziel für 2050 zu erreichen.

Abb. 3-7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Haushalte nach Anwendungszwecken von 1991 bis 2011



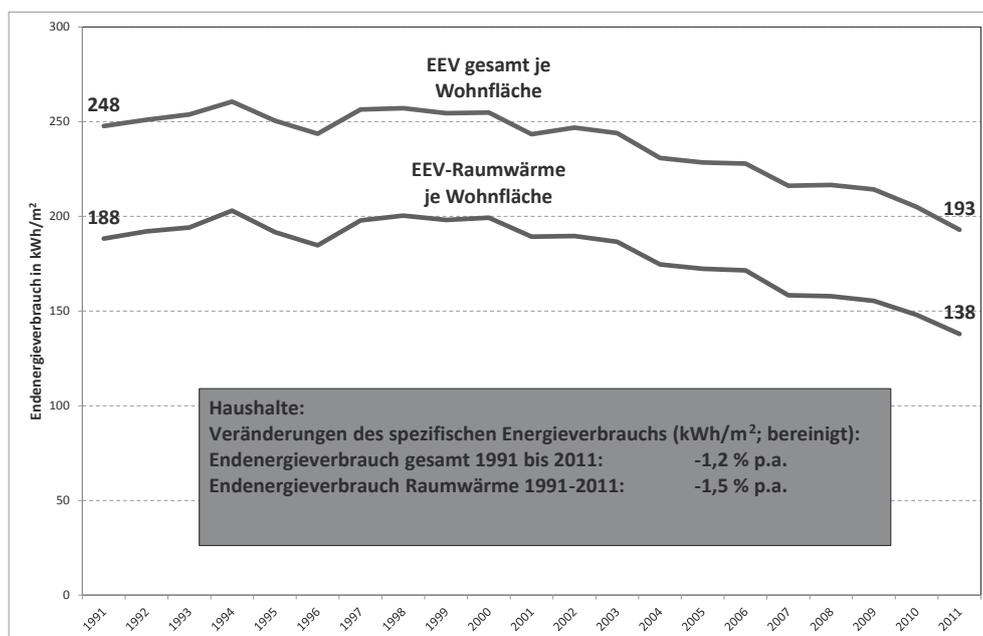
Quellen: [AGEB, 2012b], [RWI, 2012] (Eigene Berechnungen)

59. Beim Energieverbrauch je Einheit Wohnfläche zeigt sich eine nahezu durchgängige Minderung (vgl. Abb. 3-8). Im Mittel der Jahre von 1991 bis 2011 sank der spezifische Energieverbrauch zur Raumheizung um 1,5 % auf zuletzt 138 kWh/m²; beim gesamten spezifischen Verbrauch waren es 1,2 % pro Jahr. Dabei ist festzustellen, dass sich vom Ende der neunziger Jahre an das Minderungstempo etwas beschleunigt hat.

60. Die Problematik bei der Umsetzung des angestrebten klimaneutralen Gebäudebestands wird daran ersichtlich, dass bis 2050 praktisch nahezu jedes Gebäude auf dieses Ziel hin energetisch saniert werden muss. Im Neubaubereich sieht die EU-Gebäuderichtlinie entsprechende Standards ohnehin vor. Die große Frage wird sein, ob ein entsprechendes Vorgehen auch für den Gebäudebestand gelingen wird.

Die von der Bundesregierung dafür als notwendig erachtete Verdoppelung der Sanierungsrate setzt zunächst die Definition einer solchen Rate voraus. Die Definition müsste sich am Kriterium der Klimaneutralität orientieren, es gibt sie aber noch nicht. Ohne eine solche Definition und deren Operationalisierung lässt sich die Anzahl effektiv sanierter Gebäude mangels entsprechender Daten nicht beurteilen.

Abb. 3-8: Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs der Haushalte von 1991 bis 2011



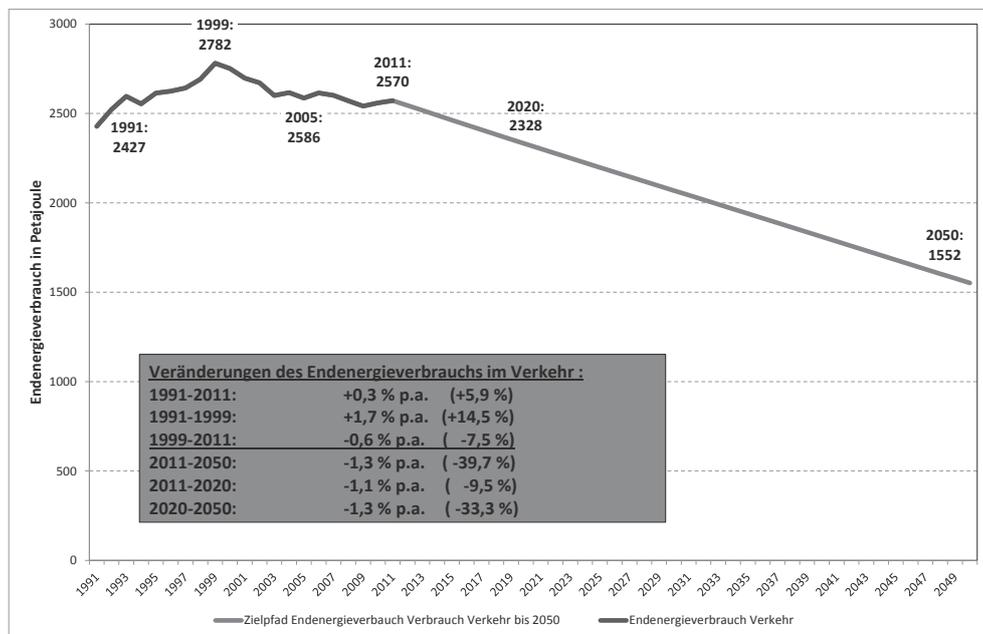
Quellen: [Destatis, 2012d], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

Es fehlt auch an belastbaren Schätzungen über die Gesamtkosten der energetischen Sanierung hin zu einem klimaneutralen Gebäudebestand. Die Angaben in den Energieszenarien deuten aber darauf hin, dass die Investitionskostenunterschiede in den Zielszenarien im Vergleich zum Referenzpfad im Zeit-

raum bis 2050 Größenordnungen von 300 bis 330 Mrd. Euro erreichen könnten – auf das Jahr umgerechnet also etwa 8 Mrd. Euro.

61. Der **Verkehr** ist gegenwärtig mit einem Endenergieverbrauchsanteil von 28 % der zweitwichtigste Endverbrauchs Bereich. Dem Energiekonzept der Bundesregierung zufolge soll der verkehrsbedingte Endenergieverbrauch von 2005 bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 40 % gesenkt werden. Im Jahr 2011 war der Verbrauch noch um rund 6 % höher als 1991; dies überdeckt allerdings eine gesplante Entwicklung: In den neunziger Jahren stieg der verkehrsbedingte Energieverbrauch, auch aufgrund des Nachholeffektes in den neuen Bundesländern. Danach kam es zu einem Rückgang um 7,5 %. Der Rückgang betrifft alle Verkehrsträger mit Ausnahme des Luftverkehrs.

Abb. 3-9: Entwicklung der Energieverbrauchswerte im Verkehr von 1991 bis 2011 sowie Ziel für 2020 und 2050



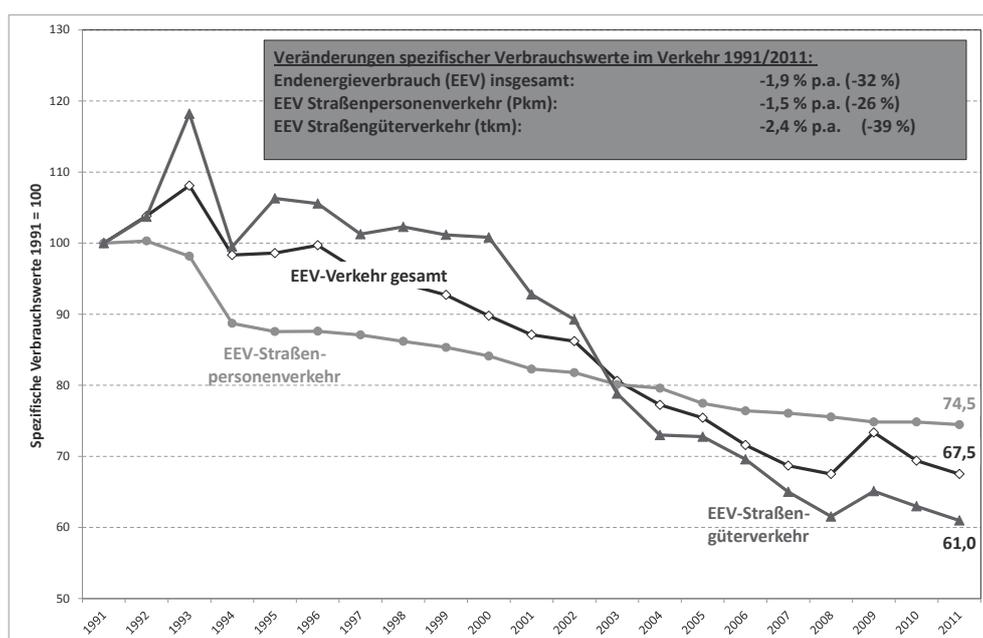
Quellen: [AGEB, 2012b], [BMWi/BMU, 2010] (Eigene Berechnungen)

62. Um die Ziele für 2020 und 2050 erreichen zu können, muss die durchschnittliche jährliche Verbrauchsreduktion im Vergleich zu den Jahren von 1999 bis 2011 etwa verdoppelt werden (Abb. 3-9). Zur Senkung des Energieverbrauchs kann eine steigende Energieeffizienz der Fahrzeuge maßgeblich beitragen. Dies gilt vor allem für den Straßenverkehr mit einem Anteil von

85 % am gesamten Energieverbrauch des Sektors. Die Zielerfüllung nach dem Energiekonzept wird also entscheidend von der weiteren Entwicklung im Straßenverkehr abhängen.

63. Dem ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung zufolge sind die spezifischen Verbrauchswerte bei Neufahrzeugen von 1998 bis 2011 bereits beträchtlich gesunken, und zwar um 26 % bei Pkw/Kombi mit Ottomotor und um 24 % bei denjenigen mit Dieselmotor. Es handelt sich um den Normverbrauch, der in der Realität abhängig von Fahrzyklen und Fahrverhalten bei einzelnen Fahrzeugen um 20 % bis 30 % unter den tatsächlichen Verbrauchswerten liegt [DIW, 2012]. Der durchschnittliche Flottenverbrauch im Fahrzeugbestand folgt mit einer Verzögerung den Entwicklungen bei den Neuwagen. Im Zeitraum von 1998 bis 2011 reduzierte sich der spezifische Benzinverbrauch von Pkw lediglich um 10 % und derjenige der Diesel-Pkw sogar nur um knapp 8 %.

Abb. 3-10: Entwicklung spezifischer Energieverbrauchswerte im Verkehr von 1991 bis 2011



Quellen: [AGEB, 2012b], [DIW, 2012] (Eigene Berechnungen)

64. Eine ähnlich rückläufige Entwicklung hat sich auch bei den auf die jeweilige Verkehrsleistung bezogenen spezifischen Verbrauchswerten im Straßen-

personen- wie im Straßengüterverkehr vollzogen. Diese Werte sind von 1991 bis 2011 im Straßenpersonenverkehr jahresdurchschnittlich um 1,5 % beziehungsweise insgesamt um rund ein Viertel zurückgegangen; im Straßengüterverkehr waren es sogar 2,4 % pro Jahr beziehungsweise insgesamt fast zwei Fünftel (Abb. 3-10).

65. Der Energieverbrauch des Straßenverkehrs hängt nicht nur von den spezifischen Verbrauchswerten ab, sondern auch von der Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsleistungen. Folgt man den Schätzungen in den Energieszenarien, so kommt es im Referenzfall bis 2050 zu einem Rückgang des verkehrsbedingten Energieverbrauchs um 25 % im Vergleich zu 2008. Bei entsprechenden politischen Anreizen erscheint eine Minderung um 40 % möglich. Dazu müssen die spezifischen Emissionen im Jahresdurchschnitt aber deutlich stärker als im Referenzfall gesenkt werden (nach den Szenarien um etwa 0,6 Prozentpunkte p.a.).

3.4 Beurteilung des Monitoring-Berichts in Bezug auf die Maßnahmen

66. Die bisherige Entwicklung der Energieeffizienz auf der Makroebene (Primärenergie- und Bruttostromverbrauch) und auf der Sektorebene (Industrie, GHD-Sektor, Verkehr, Haushalte) haben ebenso wie die unter Referenzbedingungen zu erwartenden Veränderungen erkennen lassen, dass es keinen marktendogenen Weg zur Erreichung der politisch gesetzten Ziele geben wird. Die Verfolgung dieser Ziele bedarf also notwendigerweise zusätzlicher Anreize, um auf den angestrebten Zielpfad zu gelangen. Die Gefahr der Zielverfehlung kann insbesondere gesehen werden im Hinblick auf die angestrebte

- Reduktion des Bruttostromverbrauchs: Hier mangelt es trotz vorhandener Einsparpotentiale noch an einer wirksamen Stromeffizienzpolitik in allen Endenergiesektoren;
- drastische Verminderung des Energieverbrauchs für die Raumwärme und die Schaffung eines annähernd klimaneutralen Gebäudebestandes: Hier wird ein besonderer Handlungsbedarf gesehen insbesondere im Hinblick auf den innerhalb nur weniger Jahrzehnte zu schaffenden energetischen Sanierung des gesamten Gebäudebestandes;

- Senkung des verkehrsbedingten Energieverbrauchs, bei dem vor allem seit Anfang des Jahrtausends eine rückläufige Entwicklung eingetreten ist, die es zur Erreichung der langfristigen Ziele aber noch spürbar zu verstärken gilt.

67. Im Monitoring-Bericht wird eine Reihe von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz genannt. Dazu ist auch festzustellen, dass es schon seit langem eine Vielzahl entsprechender Maßnahmen gibt, die teilweise bis in die Zeiten der ersten Ölpreiskrise 1973/74 zurückgehen und nicht im Zusammenhang mit der nun verfolgten Energiewende stehen. Dabei handelt es sich sowohl um ordnungs- und finanzpolitische Regelungen, um finanzielle Fördermaßnahmen sowie um ein breites Spektrum an Informations- und Beratungsaktivitäten. Allein in der dem Monitoring-Bericht beigefügten Liste werden 21 Maßnahmen mit Bezug zur Energieeffizienz aufgeführt. Sie fassen im Wesentlichen die Maßnahmen zusammen, die schon im 2. Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan dargelegt worden sind. Eine Bewertung dieser Maßnahmen hinsichtlich ihres Zielerfüllungsbeitrages wird allerdings nicht vorgenommen.

68. Ein näherer Blick auf die im Monitoring-Bericht genannten Maßnahmen mit Bezug zur Energieeffizienz lässt angesichts der großen Herausforderungen, die das Energiekonzept an die Steigerung der Energieeffizienz stellt, Zweifel an deren Zielerreichungsvermögen aufkommen. Bei den meisten Maßnahmen handelt es sich um solche der „leichten Hand“, z.B. bei Information und Beratung oder bei der Produkt-Kennzeichnung. Bei anderen Maßnahmen ist sogar eher ein kontraproduktiver Effekt zu erwarten, etwa bei dem als Effizienzmaßnahme klassifizierten Ausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen für die Industrie im Rahmen des Energie- und Klimafonds mit bis zu 500 Mio. Euro. Auch der im Zusammenhang mit der weiteren Gewährung des Spitzenausgleichs bei der Stromsteuer vereinbarte Zielwert einer Steigerung der Energieeffizienz in der Industrie um 1,3 % pro Jahr ist kaum mehr als eine Fortschreibung des langjährigen Trends. Allerdings könnte die Verpflichtung zur Einführung eines Energiemanagementsystems weitere Impulse für Effizienzmaßnahmen setzen. Im Übrigen ist zu berücksichtigen, dass die meisten Anlagen der Industrie dem Emissionshandel unterliegen und von daher in ihren Effizienzbemühungen primär von der auf europäischer Ebene vereinbarten „Kappe“ beeinflusst werden. Nach derzeitigem Stand dürften diese Impulse

angesichts des hohen Überschusses an Zertifikaten in der Handelsperiode 2013 bis 2020 allerdings eher schwach ausfallen.

69. Im Hinblick auf den Gebäudebereich zählt die Energieeinsparverordnung (EnEV) noch zu den potentiell wirkungsvollsten Maßnahmen. Allerdings hängt deren Effektivität entscheidend von den Mindestanforderungen ab. Das gilt nicht nur für den Neubaubereich, sondern insbesondere für den Gebäudebestand. Bis 2050 wird noch der bei weitem größte Teil der dann vorhandenen Gebäude heute schon gebaut sein. Für die Verwirklichung des Ziels der annähernden Klimaneutralität des Gebäudebestandes wird es also weniger auf die Anforderungen an die bis dahin neu zu errichtenden Neubauten ankommen als auf eine zielführende Regelung für den „Altbestand“. Gerade hier aber soll offenkundig die bevorstehende Energieeinsparverordnung nur moderate Anforderungen stellen.

Zweifellos wird die energetische Sanierung des Gebäudebestandes nicht allein auf ordnungspolitischem Wege zu erreichen sein; deshalb wird es auch um eine finanzielle Flankierung gehen müssen. Dem könnte die Initiative der Bundesregierung zur Schaffung von steuerlichen Begünstigungen dienen. In jedem Fall gilt es aber die Förderprogramme der KfW Bankengruppe fortzuführen. Allerdings erscheint die finanzielle Ausstattung im Hinblick auf die angestrebten Ziele im Gebäudebereich nicht ausreichend. Beispielsweise schlägt die Deutsche Energieagentur ein jährliches Fördervolumen von 5 Mrd. Euro vor. Hier müssen Ordnungsrecht und finanzielle Flankierung Hand in Hand gehen, um Erfolge zu erzielen. Bezogen auf die finanziellen Fördermaßnahmen ist deren Effektivität und Effizienz regelmäßig zu evaluieren.

70. Zum Verkehrsbereich weist der Monitoring-Bericht neben der beabsichtigten Markteinführung alternativer oder regenerativer Kraftstoffe sowie innovativer Antriebstechnologien auf das Kraftfahrzeugsteuergesetz mit dessen Begünstigung CO₂-ärmerer Fahrzeuge sowie auf die EU-Verordnung zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Pkw hin. Schon jetzt scheinen von dieser EU-weiten Verordnung erhebliche innovative Impulse auf die Senkung der spezifischen Emissionen bei den Neufahrzeugflotten der Automobilindustrie ausgegangen zu sein. Dieser Weg sollte angesichts der vergleichsweise hohen Umschlagsgeschwindigkeit des PKW-Fahrzeugparks von 8,5 Jahren schrittweise mit einer spürbaren Absenkung der Grenzwerte weiter gegangen werden.

Aussagen zu effizienzsteigernden Maßnahmen fehlen allerdings im Monitoring-Bericht für den Güterverkehr, obwohl es sich hier um den besonders expansiven Verkehrsbereich mit hohem Handlungsbedarf handelt. Über die notwendigen Einzelmaßnahmen hinaus empfiehlt die Expertenkommission die Umsetzung eines Mobilitätskonzepts, das die verkehrs-, energie- und umweltpolitischen Aspekte insbesondere auch unter dem Aspekt einer nicht-fossilen und klimaverträglichen Mobilität bündelt. In dieser Beziehung sind die unter breiter Beteiligung unterschiedlicher Gruppen durchgeführten Fachdialoge zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie positiv zu bewerten.

71. Unerwähnt bleibt im Monitoring-Bericht der Bundesregierung die erst kürzlich auf EU-Ebene verabschiedete Energieeffizienzrichtlinie. Danach sollen die Regierungen eine Vorbildfunktion wahrnehmen und ab 2014 eine jährliche Sanierungsquote in Höhe von 3 % der Gesamtnutzfläche beheizter und/oder gekühlter Gebäude erzielen und nur noch Produkte, Dienstleistungen und Gebäude mit hoher Energieeffizienz beschaffen. Weiterhin müssen die Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass im Zeitraum 2014 bis 2020 jährlich 1,5 % des durchschnittlichen jährlichen Endenergieabsatzes der Jahre 2011 bis 2013 eingespart werden.

72. Insgesamt geht es weniger darum, neue Maßnahmen und Instrumente zu suchen, sondern vorhandene Maßnahmen zieladäquat auszustatten. Dabei muss auch berücksichtigt werden, dass die angestrebte Verbesserung der Energieeffizienz unerwünschte Folgen haben kann. In der Literatur wird zunehmend die Tatsache diskutiert, dass Effizienzsteigerungen im Ergebnis nicht vollständig zum Tragen kommen, sondern zugleich auch eine Mehrnachfrage nach Energie auslösen können. Dieser sogenannte Rebound-Effekt macht also Effizienzerfolge teilweise wieder zunichte. Eine eindeutig belastbare Aussage zum Umfang dieser Rebound-Effekte liegt noch nicht vor. Santarius geht von der Faustformel aus, dass langfristig und im Mittel mit gesamtwirtschaftlichen Rebound-Effekten von mindestens 50 % gerechnet werden darf [Santarius, 2012]. Derartige Größenordnungen können bei der Auslegung von Maßnahmen nicht übersehen werden. Hierzu erscheinen aber weiterführende Untersuchungen notwendig.

73. Unabhängig von der Existenz von Rebound-Effekten lassen die meisten diesbezüglichen Studien den Schluss zu, dass für die Umsetzung der effizienz-

bezogenen Ziele der Bundesregierung ausreichende technisch und ökonomisch erschließbare Effizienzpotentiale existieren. Den notwendigen weitergehenden Maßnahmen setzen damit jedenfalls die Potentiale keine Grenzen.

4 Entwicklung der erneuerbaren Energien

Das Wichtigste in Kürze

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien verläuft bislang in allen Sparten erfolgreich. Das Ziel eines Anteils von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 scheint erreichbar, bleibt aber anspruchsvoll.

Die hohe Ausbaudynamik im Stromsektor ist die treibende Kraft, die die erneuerbaren Energien insgesamt auf Zielkurs hält. 2011 deckten die Erneuerbaren 20 % des Bruttostromverbrauchs. Die Stromerzeugung liegt über dem für eine lineare Zielerfüllung bis 2020 erforderlichen Wert. Dennoch wird das Erreichen des Mindestanteils von 35 % am Bruttostromverbrauch bis 2020 kein Selbstläufer. Insbesondere sind die fehlende Dynamik im Offshore-Windsektor und die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Photovoltaik zu beachten. Dabei sollte auch das Thema Systemintegration angegangen werden.

Der Anteil der erneuerbaren Energien im Wärmesektor wächst stetig, jedoch mit deutlich geringerer Dynamik. Im Jahr 2011 betrug er 11 %, ein Großteil davon aus dem Einsatz von Biomasse. Bei einer Fortsetzung des Zubaus ist der angestrebte Anteil von 14 % am Endenergieverbrauch für Wärme 2020 möglich.

Im Verkehrsbereich lag der regenerative Kraftstoffanteil im Jahr 2011 bei 5,5 % und basierte ausschließlich auf Biodiesel und Bioethanol. Die für 2020 zur Erfüllung der EU-Vorgabe erforderliche Erhöhung auf 10 % ist erreichbar. Angesichts vorhandener Potentialgrenzen für Biokraftstoffe im Inland und unter Aspekten der Nachhaltigkeit bedarf es aber der Entwicklung zusätzlicher regenerativer Alternativen zu fossilen Kraftstoffen.

Beim Ausbau der energetischen Nutzung der potentialseitig beschränkten Ressource Biomasse soll in zukünftigen Berichten der systemoptimale Einsatz und die Entschärfung von Nutzungskonkurrenzen untersucht werden.

4.1 Zieleinordnung

74. Die Bundesregierung beschreibt mit ihrem Energiekonzept aus dem September 2010 „erstmalig den Weg in das Zeitalter der erneuerbaren Energien“. Denn eine erfolgreiche Umsetzung der formulierten Klimaschutzziele ist sowohl kurz- als auch langfristig ohne den weiteren dynamischen Ausbau der erneuerbaren Energien ausgeschlossen. Der Einsatz CO₂-freier beziehungsweise im Fall der Biomasse CO₂-neutraler erneuerbarer Energiequellen reduziert den Bedarf an fossilen Energieträgern zur Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung und somit den energiebedingten CO₂-Ausstoß. Die erzielbare Klimaschutzwirkung hängt vom jeweils substituierten Brennstoff und somit von der Energiebereitstellungsstruktur des jeweiligen Einsatzbereichs ab. Auf europäischer Ebene trägt die Richtlinie 2009/28/EG [EU, 2009a] diesem Umstand Rechnung, indem den jeweiligen Mitgliedstaaten lediglich ein zu erreichender Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch vorgegeben wird. Die Einzelstaaten hatten in Form sog. nationaler Aktionspläne [BRD, 2010] für erneuerbare Energien bereits im Jahr 2010 darzulegen, in welchen Sektoren und mit welchen Mitteln die Ziele bis 2020 erreicht werden sollen.

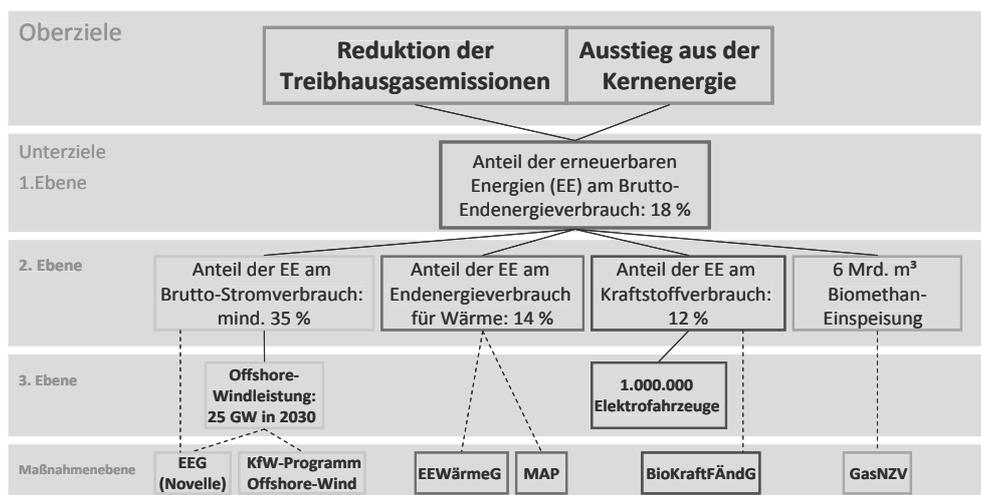
75. Deutschland ist nach der genannten EU-Richtlinie verpflichtet bis 2020 einen erneuerbaren Anteil von 18% am Bruttoendenergieverbrauch zu erreichen. Die Bundesregierung greift dieses Ziel in ihrem Energiekonzept auf und schreibt es fort: Bis 2030 sollen 30 %, bis 2040 45 % und bis 2050 60 % des deutschen Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.

76. Im deutschen Energiesystem wird am meisten CO₂ durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Stromsektor eingespart. Diese verdrängen vorrangig Kohle und Erdgas. Auf europäischer Ebene sind jedoch die Wechselwirkungen mit dem Emissionshandelssystem zu beachten (vgl. Kapitel 9). Auch über den Ersatz fossiler Brennstoffe (insbesondere Mineralölprodukte und Erdgas) im Wärme- und Kraftstoffsektor erzielen die erneuerbaren Energien ebenfalls nicht zu vernachlässigende CO₂-Einsparungen.

77. Die Bundesregierung hat sich mit Blick auf die Umsetzung des 18 %-Ziels die in Abb. 4-1 dargestellten sektorspezifischen Teilziele gesetzt. Die Ziele sind überwiegend als relative Größen formuliert, so dass die absolut bereitzustellenden Mengen von der Entwicklung der jeweiligen Bezugsgröße abhängen.

Werden die Ziele zur Verbrauchsminderung (vgl. Kapitel 3) erreicht, ist die erforderliche Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit einem wesentlich geringeren Ausbau verbunden als im Falle einer Verfehlung der Effizienzziele (vgl. Kapitel 10). Lediglich im Bereich Offshore-Wind und für die Biomethaneinspeisung gelten absolute Ziele, die unabhängig von der Gesamtentwicklung zu erreichen sind.

Abb. 4-1: Zielsetzungen im Bereich der erneuerbaren Energien für 2020



Quellen:[EEG, 2012], [EEWärmeG, 2011], [BioKraftÄndG, 2009], [GasNZV, 2012]⁶ (Eigene Darstellung)

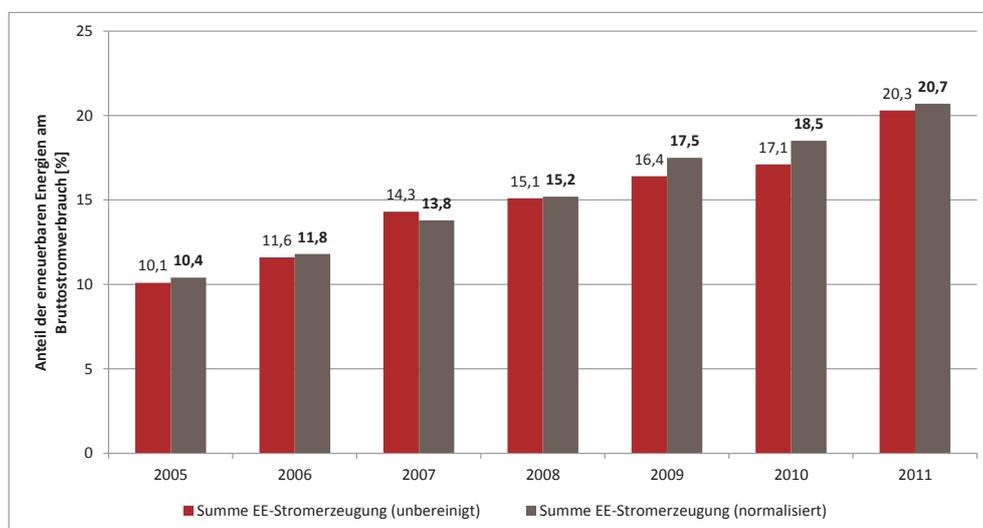
4.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

78. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung bildet die Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch ebenso wie am Bruttostromverbrauch in aggregierter Form statistisch gut ab. Für die Zukunft wäre lediglich eine zusätzliche Darstellung der Witterungseinflüsse auf die erneuerbare Stromerzeugung aus Wasserkraft und Windenergie wün-

⁶ Ab 2015 wird die Biokraftstoffquote anhand der Treibhausgasminderung bestimmt. Bis 2020 sollen die Biokraftstoffe eine Minderung des Treibhausgasausstoßes im Kraftstoffsektor um 7 % erreichen. Das entspricht etwa einem energetischen Anteil von 12 %.

schenswert, da hierdurch Anomalien einzelner Jahre erklärbar und die Bewertung des Fortschritts auf dem Zielpfad erleichtert würden. Beispielsweise stieg die installierte Windleistung von Ende 2008 bis Ende 2011 um rund 5,2 GW (vgl. Abb. 4-2), die Stromerzeugung ging dennoch in den Jahren 2009 und 2010 durch unterdurchschnittliche Windverhältnisse deutlich zurück. Da 2011 wieder durchschnittliche Windverhältnisse aufwies, stieg die Erzeugung sprunghaft. Abb. 4-2 zeigt, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich kontinuierlicher verlief als die unbereinigten Werte suggerieren.

Abb. 4-2: Gegenüberstellung der Entwicklung der unbereinigten erneuerbaren Stromerzeugung mit den normalisierten Werten



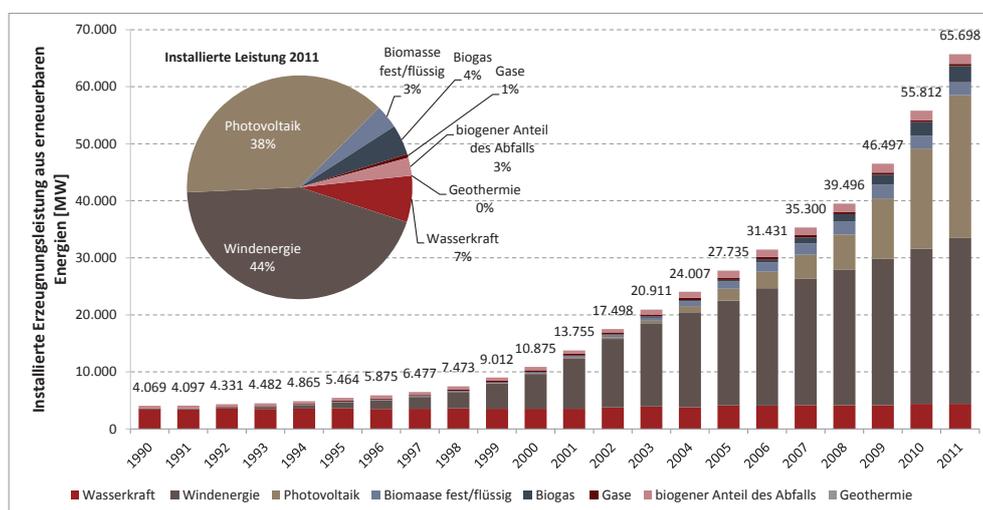
Quelle: [BMU, 2012a] (Eigene Berechnungen)

Auch die Entwicklung in der ersten Jahreshälfte 2012 ist zumindest anteilig auf die Wetterverhältnisse zurückzuführen. So lag die Windstromerzeugung um 19 % über der Erzeugung im Vorjahreszeitraum, während die installierte Leistung im gleichen Zeitraum lediglich um 7 % stieg. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft lag sogar 25 % über dem Vorjahreswert und dies ohne nennenswerten Leistungszubau. Der rasante Anstieg der erneuerbaren Energien von 20,3 % im Gesamtjahr 2011 auf 25 % in der ersten Jahreshälfte 2012 ist ebenfalls teilweise witterungsbedingt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ergibt eine erste Abschätzung, dass knapp 40 % des Anstiegs auf veränderte Wetterverhältnisse zurückzuführen sind. Für eine abschließende Bewertung ist die

Jahresgesamterzeugung unter Berücksichtigung der entsprechenden Witterungseinflüsse abzuwarten.

79. Darüber hinaus wäre die Darstellung der erneuerbaren Stromerzeugung in einzelnen Sparten wünschenswert. Ergänzend zur Darstellung der Entwicklung der Stromerzeugung sollten auch die installierten Leistungen an dieser Stelle des Monitoring-Berichts dokumentiert werden, da dies ein wichtiger Indikator für die Erreichung der Zielsetzung der Energiewende ist. Einige Ziele, wie das Offshore-Windziel oder der 52 GW-Deckel im Bereich der Photovoltaik, sind zudem explizit an der installierten Leistung orientiert. Sie können ohne eine Darstellung der installierten Leistung nicht bewertet werden.

Abb. 4-3: Entwicklung der installierten Anlagenleistung der erneuerbaren Energien nach Sparten



Quelle: [BMU, 2012a] (Eigene Darstellung)

Die installierte Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien wurde bis Ende 2011 von der Windenergie (44 %) dominiert. Im Laufe des Jahres 2012 hat die Photovoltaik mit einer installierten Gesamtleistung von 31.936 MW die Windenergie überholt. Nennenswerter Ausbau fand 2011 auch im Bereich des Biogases statt, während in den verbleibenden Bereichen kaum nennenswerter Zubau oder sogar Rückbau stattfand. Die Felder mit der größten Entwicklungsdynamik – Windenergie und Photovoltaik – werden im Folgenden mit Blick auf die Implikationen des Energiekonzepts und möglicherweise eintretende Konflikte beziehungsweise absehbare Fehlentwicklungen analysiert.

80. Im Rahmen des Energiekonzepts setzt die Bundesregierung auf den weiteren Ausbau der Windenergie, sowohl an Land als auch auf See. Dabei ist die Nutzung der Windenergie an Land aktuell die kostengünstigste verfügbare erneuerbare Energiequelle mit nennenswertem weiterem Ausbaupotential. Im Vordergrund steht hier neben der Erschließung weiterer Binnenlandstandorte, insbesondere in den südlichen Bundesländern, das sogenannte Repowering, bei dem Altanlagen niedriger Leistung an hochwertigen Standorten durch neue, leistungsstärkere Anlagen ersetzt werden.

81. Die einzelnen Bundesländer⁷ haben bezüglich der Windenergie an Land teilweise sehr ambitionierte Ausbauziele, die in der Summe deutlich über die bisherigen Zielsetzungen der Bundesregierung hinausgehen. Die mögliche Ausgestaltung einer zukünftigen Koordination wird aktuell auf politischer Ebene diskutiert. Hierbei sollten auch die Implikationen und Interdependenzen der räumlichen Verteilung des Ausbaus der Erneuerbaren für und mit dem Netzausbau Berücksichtigung finden. So ist beispielsweise für den Ausbau der Offshore-Windenergie nicht nur der Netzanschluss entscheidend, sondern auch der Ausbau der Übertragungsnetze an Land (vgl. Kapitel 6).

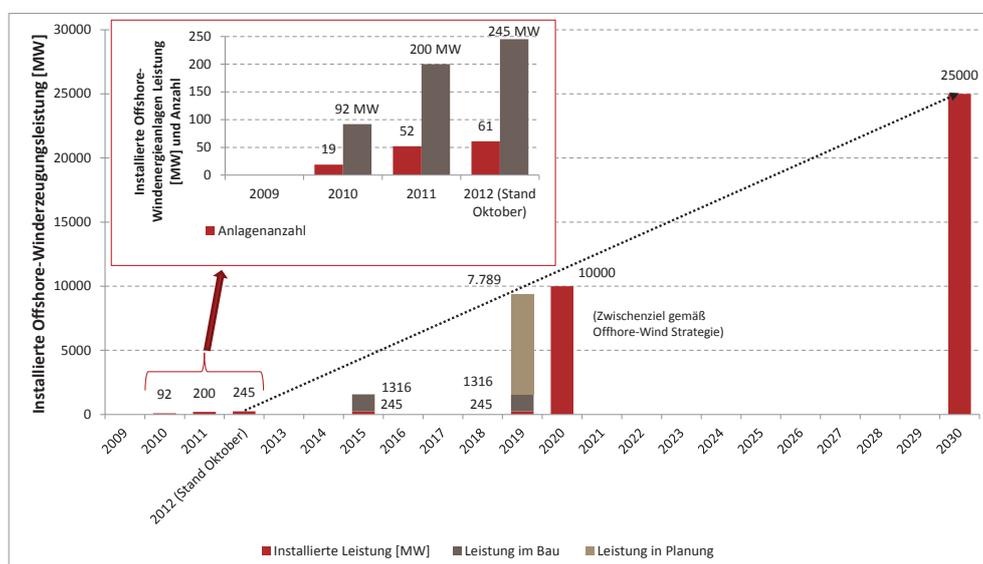
82. Das vorhandene, kostengünstig erschließbare Potential der Windenergie an Land kann gegebenenfalls auch genutzt werden, um Fehlentwicklungen in anderen Bereichen auszugleichen und somit das Erreichen des Gesamtziels (mind. 35 % EE-Strom beziehungsweise 18 % Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch) zu ermöglichen. Während die Windenergienutzung an Land sich in den letzten Jahren kontinuierlich entwickelt hat (Zubau ca. 1.500 bis 2.000 MW/a), kommt der Ausbau der Offshore-Windenergie bislang eher schleppend voran (vgl. Abb. 4-4).

83. Dabei ist die im Energiekonzept formulierte Zielsetzung, bis 2030 eine installierte Leistung von 25.000 MW auf See zu erreichen, kein neues Ziel. Es wurde bereits 2002 in der Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See [Bundesregierung, 2002a] festgelegt, ebenso wie die Zwischen-

⁷ Vgl. Szenario C Netzentwicklungsplan 2012 [NEP, 2012]

ziele für 2010 in Höhe von 3.000 MW und für 2020 in Höhe von 10.000 MW. Im Monitoring-Bericht fehlen Aussagen zur Entwicklung und dem bisherigen Grad der Zielerreichung. Tatsächlich waren Ende Oktober 2012 erst 245 MW installiert. Laut der Stiftung Offshore-Windenergie [Stiftung Offshore-Windenergie, 2012] befinden sich derzeit weitere Offshore-Windparks mit einer Leistung von 1.316 MW im Bau. Diese Entwicklung zeugt noch nicht von der erforderlichen Dynamik. Hierauf hat die Bundesregierung mit einer deutlichen Verbesserung der Vergütungsbedingungen für Offshore-Wind im Rahmen des EEG 2012 reagiert. Ergänzend wurde ein Förderprogramm der KfW Bankengruppe zur Finanzierung von 10 Offshore-Windparks aufgelegt, das 2011 bereits von zwei Projekten in Anspruch [ZSW, 2012] genommen wurde.

Abb. 4-4: Entwicklung der Offshore-Windnutzung



Quellen: [Bundesregierung, 2002a], [Stiftung Offshore-Windenergie, 2012] (Eigene Darstellung)

84. Weiterhin soll mit dem Entwurf zur Dritten Änderung des Gesetzes der energiewirtschaftlichen Vorschriften vom 29. August 2012 das aus Verzögerungen beim Netzausbau und -anschluss entstehende Risiko für Investoren deutlich reduziert und auf die Stromkunden übertragen werden. Vorgesehen ist die Erstellung einer verbindlichen Offshore-Netzplanung, Regelungen zur Haftungsübernahme, zu möglichen Entschädigungszahlungen und deren Wälzung über die Netznutzungsentgelte. Ob hierdurch der entscheidende Impuls zur Umsetzung der in Planung befindlichen Windparks mit 7.789 MW gegeben

wird, bleibt abzuwarten. Das Erreichen des Zwischenziels im Jahr 2020 erscheint jedoch aufgrund der Zeitkonstanten für den Ausbau des Netzes und der Windparks selbst fraglich.

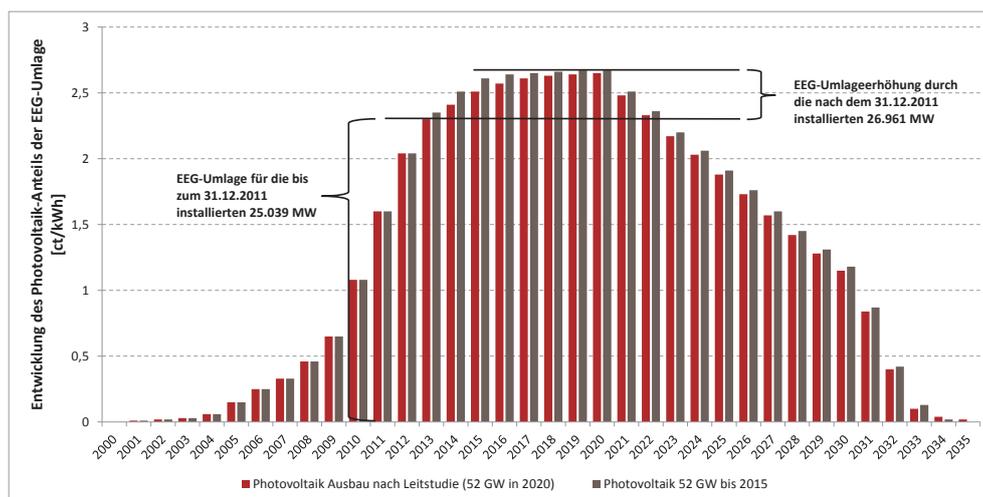
85. Die installierte Photovoltaikleistung wächst seit Beginn des Preisverfalls für Photovoltaikmodule Ende 2009 trotz mehrerer Anpassungen der Vergütungssätze mit unverminderter Ausbaudynamik. Bislang konnte der von der Bundesregierung angestrebte Ausbaukorridor von 2.500 bis 3.500 MW pro Jahr, der ein stabiles und auch infrastrukturell verträgliches Wachstum darstellen dürfte, nicht erreicht werden. Sowohl 2010 als auch 2011 wurde der Korridor um mehr als das Doppelte überschritten. Für 2012 zeichnet sich ein ähnliches Zubauniveau ab. Mit der erneuten Änderung des EEG im April 2012 wurden eine monatliche Absenkung der Vergütungssätze, deren Höhe quartalsweise in Abhängigkeit vom jeweiligen Zubau angepasst wird, ein absoluter Förderdeckel von 52 GW und weitere Regelungen (z.B. ein Marktintegrationsmodell) eingeführt.

86. Diese Regelungen sollen primär die durch die weitere Förderung der Photovoltaik entstehenden Kosten begrenzen und die Einhaltung des gewünschten jährlichen Zubaukorridors gewährleisten. Der extrem dynamische Ausbau der PV-Kapazitäten führte in den letzten Jahren auch zu einem deutlichen Anstieg der EEG-Umlage, der noch anhalten wird. Dass durch die Neufassung des EEG eine Kostenbegrenzung gelingt, selbst wenn der jährliche Zubaukorridor nicht eingehalten wird und die absolute Obergrenze von 52 GW bereits 2015 erreicht würde, zeigt Abb. 4-5.

87. Bei Erreichen des 52 GW-Deckels im Jahr 2020 erhöht sich der photovoltaikspezifische Teil der EEG-Umlage von 2,30 ct/kWh (2013) um 0,35 ct/kWh auf 2,65 ct/kWh (2020). Sollten die 52 GW bereits in 2015 erreicht werden, steigt der photovoltaikspezifische Teil der EEG-Umlage auf maximal 2,67 ct/kWh. Die zugrundeliegenden EEG-Differenzkostensummen der Photovoltaik spiegeln die enorme Ausbaudynamik. Im Zeitraum von 2008 bis 2011 stieg die für die Photovoltaik jährlich aufzuwendende Differenzkostensumme von 1,9 Mrd. Euro auf 6,4 Mrd. Euro. Im Jahr 2012 werden in Summe 8 Mrd. Euro für die Photovoltaik aufgewendet werden müssen. Nach 2012 steigt diese Summe zwar noch weiter an, jedoch fällt die Zunahme deutlich geringer aus. Bei Erreichen der 52 GW im Jahr 2020 erhöht sich die Summe noch bis

2017 auf maximal 9,3 Mrd. Euro. Wird der 52 GW-Deckel bereits 2015 erreicht, nimmt die Summe auf maximal 9,6 Mrd. Euro im Jahr 2016 zu. In beiden Fällen geht die Belastung danach zurück. Der Rückgang wird ab 2024 verstärkt eintreten, weil dann die zubaustarken Jahre mit sehr hohen Vergütungssätzen sukzessive aus dem Umlagesystem ausscheiden.

Abb. 4-5: Anteil der Photovoltaik an der EEG-Umlage bei Erreichen der 52 GW-Schwelle in 2015 bzw. 2020



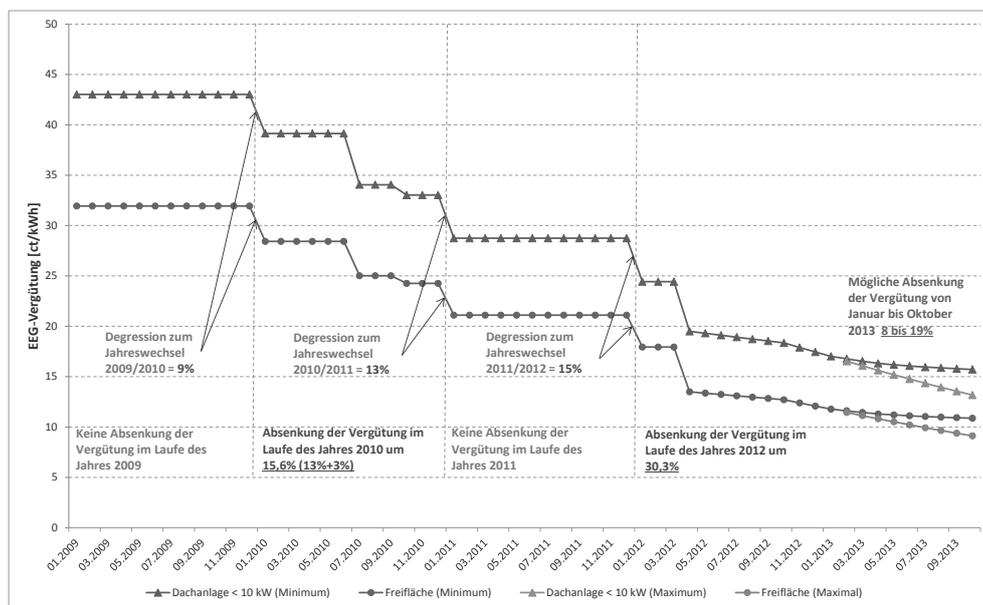
Quelle: [DLR et al., 2012] (Eigene Berechnungen)

88. Die Einführung eines absoluten Deckels von 52 GW wird seitens der Expertenkommission kritisch bewertet. Statt einer absoluten Obergrenze, die die Gefahr erheblicher Vorzieheffekte birgt, sollte eine Verstetigung des Ausbaus auf dem Niveau des vorgesehenen Ausbaukorridors von 2.500 bis 3.500 MW pro Jahr angestrebt werden. Ergänzend sollten zügig Regelungen für die Zeit nach Überschreiten des Deckels implementiert werden, um die notwendige Investitions- und Planungssicherheit zu gewährleisten. Dabei ist auf die Entwicklung der Fördervolumina zu achten.

89. Die zukünftige Beherrschbarkeit der durch den weiteren Zubau entstehenden Kosten ist nicht auf die Deckelung der förderfähigen Ausbaumenge zurückzuführen, sondern auf die zubauabhängige Gestaltung der Degression (Abb. 4-6). Diese stellt erhebliche Anforderungen an die Innovationsfähigkeit der Industrie, wenn die Kostensenkung mit der Vergütungsabsenkung Schritt

halten soll. Ob die Anlagenpreise analog zu den weiteren Vergütungsabsenkungen sinken können, ist zumindest fraglich.

Abb. 4-6: Entwicklung der EEG-Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit vom Zubau gemäß EEG



Quelle: Eigene Berechnungen

90. Steigende Strompreise für Endkunden bei gleichzeitig sinkenden Erzeugungskosten für Photovoltaikstrom führen zu einer wachsenden Attraktivität des Eigenverbrauchs von Photovoltaikstrom, gegebenenfalls auch in Kombination mit Batteriespeichern. Dies hat weitere Implikationen für das Gesamtsystem. Zunächst wird durch den steigenden Eigenverbrauch die Basis für die Verteilung der EEG-Differenzkosten und der Netznutzungsentgelte zunehmend schmaler. Es könnte sich ein starkes Ungleichgewicht bei der Verteilung der Kosten ergeben. Hier sollten zeitnah Lösungen entwickelt werden. Weitere Aspekte zum Eigenverbrauch finden sich in Kapitel 6.

91. Dass Handlungsbedarf insbesondere hinsichtlich der zukünftigen Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für die erneuerbare Stromerzeugung besteht, zeigt nicht zuletzt die laufende öffentliche Diskussion. Diese wird im Monitoring-Bericht der Bundesregierung aufgegriffen und die wesentlichen Punkte werden adressiert.

4.3 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt

92. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung werden der Bereich der erneuerbaren Wärmebereitstellung und die erneuerbaren Energien im Verkehrssektor nur sehr knapp behandelt. Die Darstellung wird der Bedeutung dieser Sektoren für das Gesamtziel nicht gerecht. Die jeweils gesetzlich verankerten Zielsetzungen für 2020 werden nicht aufgegriffen, auch die Bedeutung des Erreichens der jeweiligen Anteile für das Gesamtziel bis 2020, 18 % am Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien bereitzustellen, wird nicht erwähnt.

93. Die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien spielt im Rahmen der Zielsetzung des Energiekonzepts insbesondere mit Blick auf das Erreichen des klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 eine wichtige Rolle. Langfristig sollen dabei die erneuerbaren Energien so eingesetzt werden, dass im Zusammenspiel mit dem jeweiligen Gebäudetyp entsprechenden Effizienzmaßnahmen (vgl. Kapitel 3) Klimaneutralität erreicht wird.

94. Den Einsatz der erneuerbaren Energien im Wärmesektor stärker zu verankern, ist schon sehr lange im Fokus. So trat bereits zum September 1999 das Marktanreizprogramm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien (MAP) [BMU, 2012b] in Kraft, das über zinsverbilligte Darlehen und Investitionszuschüsse den entsprechenden Einsatz erneuerbarer Energien fördert. Das MAP wurde zudem in dem im August 2008 verabschiedeten Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) fest mit einem jährlichen Budget von bis zu 500 Mio. Euro ausgestattet. Das EEWärmeG enthält eine Verpflichtung zur anteiligen Nutzung von erneuerbaren Energien (oder entsprechender Ersatzmaßnahmen aus dem Bereich der Energieeffizienz) für alle Neubauten. Das MAP adressiert hingegen vorrangig Maßnahmen im Gebäudebestand, der allein aufgrund der Gebäudeanzahl die zentrale Rolle mit Blick auf die Zielsetzungen der Bundesregierung spielen sollte. Weitere Fördermaßnahmen (z.B. diverse KfW-Programme) sind vorhanden, werden hier aber nicht näher erläutert. Während das Marktanreizprogramm regelmäßig evaluiert und die Fördertatbestände entsprechend angepasst werden, steht beim EEWärmeG der laut Gesetz zum 31.12.2011 vorzulegende Erfahrungsbericht noch aus (vgl. Kapitel 6.2 des Monitoring-Berichts der Bundesregierung).

95. Im EEWärmeG ist das Ziel verankert, bis 2020 14 % des Endenergieverbrauchs für Wärme aus erneuerbaren Energien zu decken. Da es sich um ein relatives, auf den gesamten Endenergieverbrauch für Wärme bezogenes Ziel handelt, sind Ausbaugeschwindigkeit und realisierbares Potential auf Seiten der erneuerbaren Energien nur eine Einflussgröße. Als Konterpart ist die Bedarfsentwicklung sowohl im Raumwärme- als auch im Prozesswärmebereich zu sehen. Werden die Effizienzziele in diesen beiden oder in einem der Bereiche verfehlt, fällt die absolut aus erneuerbaren Energien zu erbringende Wärmebereitstellung deutlich höher aus und kann dann möglicherweise nicht erbracht werden.

96. Der Anteil der erneuerbaren Wärmebereitstellung ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen, wobei der suggerierte sprunghafte Anstieg zwischen den Jahren 1996/1997 auf eine Veränderung der Erhebungsmethodik für Biomasse zurückzuführen ist (vgl. Abb. 4-7). Ebenso standen für die Wärmenutzung im Bereich des biogenen Anteils des Abfalls erst ab 2009 neue Datenquellen zur Verfügung, die ebenfalls zu einer rein statistisch bedingten Erhöhung beigetragen haben.

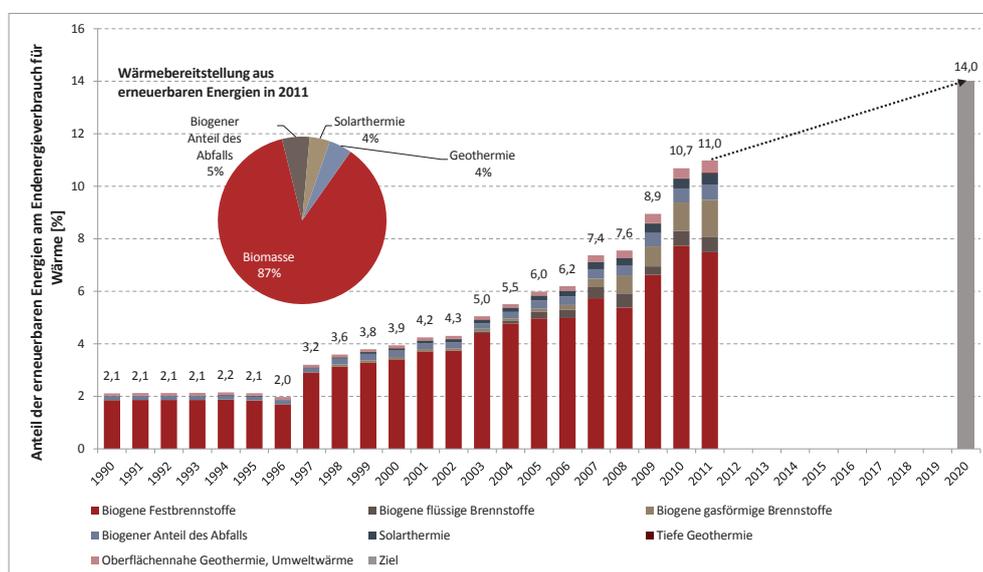
97. Im Jahr 2011 wurde bereits ein erneuerbarer Anteil von 11 % am Endenergieverbrauch für Wärme erreicht. Dennoch sollte die Zielerreichung von 14 % bis 2020 aus mehreren Gründen nicht als gesichert angesehen werden.

98. Aktuell basieren knapp 92 % der gesamten erneuerbaren Wärmebereitstellung auf der Nutzung von Biomasse. Biomasse ist jedoch eine Ressource mit im Inland begrenztem Potential. Es existieren bereits verschiedene staatliche Eingriffe (EEG, EEWärmeG, BioKraftFÄndG), die jeweils darauf abzielen, in einem einzelnen Sektor den Einsatz von Bioenergie zu steigern. Diese staatlich induzierten Lenkungswirkungen sollten überprüft und die Instrumente zukünftig aufeinander abgestimmt werden. Als Entscheidungskriterium wäre beispielsweise die Nutzungseffizienz heranzuziehen. Die in Abb. 4-7 gezeigte Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und Biogas stammt bereits hauptsächlich aus in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Stromerzeugungsanlagen und genügt somit dem Anspruch einer energetisch effizienten Nutzung der Ressource Biomasse [BMU, 2012a].

99. Anders stellt sich die Situation beim Einsatz der Festbrennstoffe (nahezu ausschließlich Holz) dar. Dieser erfolgt überwiegend traditionell, d.h. in Form

von Stückholzfeuerung in Kaminen, Kachelöfen etc. in Privathaushalten. Diese Anwendungen sind aufgrund steigender Preise für fossile Brennstoffe stetig gestiegen und tragen aktuell erheblich zur erneuerbaren Wärmebereitstellung bei. Die deutliche Verschärfung der Emissionsgrenzwerte im Rahmen der Ersten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen - 1. BImSchV) [Bundestag, 2010], die ab 2014 auch von Altanlagen einzuhalten sind – diese sind dann entweder nachzurüsten oder außer Betrieb zu nehmen – kann hier zu einem deutlichen Rückgang der Holznutzung in der Wärmebereitstellung führen.

Abb. 4-7: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme



Quelle: [BMU, 2012a] (Eigene Darstellung)

100. Dieser potentielle Rückgang kann mit Blick auf die Zielerreichung bis 2020 eine große Herausforderung darstellen, weil die erneuerbaren Alternativen zur Wärmebereitstellung und deren Wachstumsdynamik beschränkt sind: Im Jahr 2011 betrug der Endenergieverbrauch für Wärme insgesamt 1.307 TWh [BMU, 2012a]. Hiervon wurden knapp 0,5 % aus Geothermie und Umweltwärme sowie 0,4 % aus Solarthermie bereitgestellt. Es wurde in der Summe außerhalb der Bioenergien also knapp 1 % durch andere Technologien mit Wachstumspotential im Wärmemarkt gedeckt. Geht man davon aus, dass der Einsatz der Biomasse zur Wärmebereitstellung insgesamt kaum noch stei-

gen kann⁸, müsste die gesamte weitere Steigerung der erneuerbaren Wärmebereitstellung durch die Alternativtechnologien Solar- und Geothermie erbracht werden. Werden die Effizienzziele des Energiekonzepts erreicht (vgl. Kapitel 3), wären für das Erreichen des 14 %-Ziels etwa 146 TWh erforderlich.

101. Da 2011 bereits 143,5 TWh aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt wurden, wäre das Ziel mit einer Fortführung der Entwicklung von Solarthermie und Umweltwärme (jährliche Zunahme insgesamt ca. 1 TWh) auch dann zu erreichen, wenn die Biomassenutzung leicht rückläufig ist. Werden die Effizienzziele jedoch verfehlt und bleibt der Verbrauch auf dem Niveau von 2011 müssen etwa 40 TWh zusätzlich aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Soll der gesamte Zuwachs durch den Ausbau der Solarthermie und der Umweltwärme/Geothermie erfolgen, muss die jährliche Ausbaurate von rund 1 TWh auf knapp 5 TWh steigen. Dies erscheint kaum umsetzbar. Zudem hätte dies Auswirkungen auf das Effizienzziel im Strombereich, da die eingesetzten Wärmepumpen zusätzliche Verbraucher darstellen.

4.4 Erneuerbare Energien im Kraftstoffsektor

102. Wenngleich das Energiekonzept der Bundesregierung kein explizites Biokraftstoffziel enthält, ist die Bundesrepublik dennoch an das von der EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen [EU, 2009a] vorgeschriebene Ziel, bis 2020 einen verbindlichen Anteil der erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung im Verkehrssektor von 10 % zu erreichen, gebunden. Das 10 %-Ziel muss nicht ausschließlich durch den Einsatz von Biokraftstoffen der ersten Generation bestritten werden. Der Einsatz alternativer Energieträger (z.B. regenerativ erzeugter Wasserstoff oder

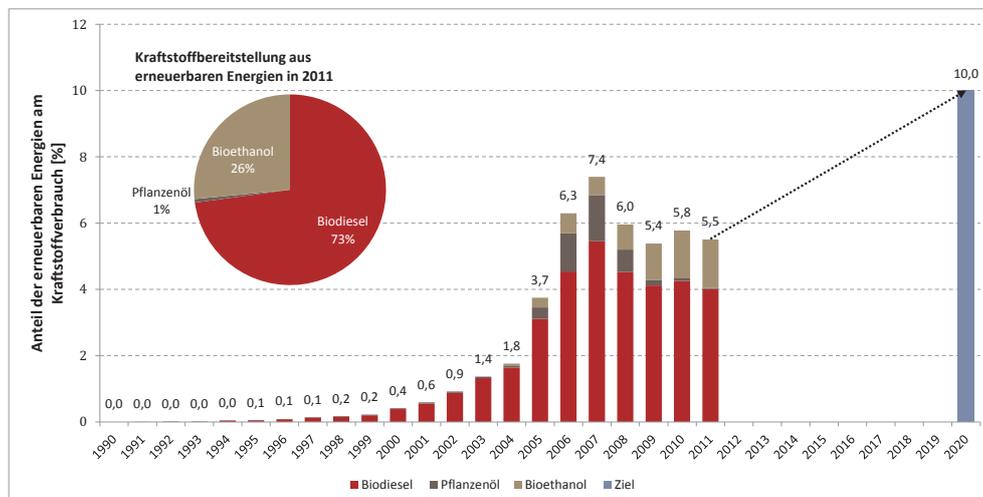
⁸ Ein Grund hierfür kann in einer steigenden Konkurrenz um den Rohstoff Holz gesehen werden. Zudem dürften die steigenden Effizianzorderungen (1. BImSchV) dazu führen, dass Effizienzgewinne und die Erschließung weiterer Kraft-Wärme-Kopplungspotentiale lediglich ausreichen, um den Wegfall von Altanlagen sowie die aus Kostengründen notwendige Außerbetriebnahme von Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken zu kompensieren.

erneuerbarer Strom) soll durch die Möglichkeit einer Mehrfachanrechnung⁹ noch zusätzlich angereizt werden. Dies kann jedoch den Klimaschutznutzen des Ziels deutlich verschlechtern.

103. Das zur Umsetzung der EU-Richtlinie 2009/28/EG verabschiedete deutsche Biokraftstoffquotengesetz stellt ab 2015 auf die Treibhausgasminderung des Biokraftstoffeinsatzes ab. Bis 2020 ist ein sukzessiver Anstieg der Treibhausgasminderung auf 7 % durch die Erhöhung der Beimischungsquote zu bewerkstelligen. Dies entspricht einer Biokraftstoffquote von rund 12 % (energetisch) im Jahr 2020 [BMU/BMELV, 2010], was eine leichte Übererfüllung der europäischen Vorgabe darstellen würde.

104. Bislang kommen im Kraftstoffsektor ausschließlich Biokraftstoffe der ersten Generation zum Einsatz: Knapp drei Viertel des Biokraftstoffanteils von 34,2 TWh (123 PJ) im Jahr 2011 entfielen auf Biodiesel, der Rest auf Bioethanol. Pflanzenöl hat als Kraftstoff kaum noch eine Bedeutung (vgl. Abb. 4-8). Insgesamt ist die Entwicklung der Kraftstoffbereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland seit dem Rekordjahr 2007, in dem bereits ein Anteil von 7,4 % erreicht wurde, wieder rückläufig. Im Jahr 2011 wurden 5,5 % erreicht. Diese Entwicklung ist in erster Linie auf Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Besteuerung von Reinkraftstoffen zurückzuführen. Besonders betroffen war hier Biodiesel als Reinkraftstoff, der ohne den steuerlichen Vorteil kaum noch nachgefragt wird. Hinzu kamen vereinzelt technische Probleme, die sich zusätzlich negativ auf die Akzeptanz auswirkten. Von ehemals 1.900 Biodiesel-Tankstellen existierten in 2011 nur noch 200 [Kirchner, 2011].

⁹ Die Richtlinie sieht vor, dass erneuerbar erzeugter Strom, der in Elektrofahrzeugen eingesetzt wird, mit dem Faktor 2,5 in die Berechnung der Quote einbezogen wird. Für erneuerbaren Wasserstoff soll es ebenfalls einen höheren Anrechnungsfaktor geben. Dieser wurde bislang jedoch nicht festgelegt. Wenn diese Optionen sehr intensiv zum Einsatz kommen, kann dies jedoch zur Folge haben, dass die angestrebte Treibhausgasreduktion nicht in vollem Umfang erzielt wird. Hinzu kommt die noch ungeklärte Problematik der Doppelanrechnung von erneuerbarem Strom, der gegebenenfalls sowohl für das Stromziel als auch für das Kraftstoffziel angerechnet werden könnte.

Abb. 4-8: Anteil der erneuerbaren Energien am Kraftstoffverbrauch

Quelle: [BMU, 2012a] (Eigene Darstellung)

105. Gerade mit Blick auf die Biokraftstoffe der ersten Generation ist die Frage des effizienten Einsatzes der Biomasse und der möglichen Nutzungskonkurrenzen ein kontroverses Thema, das in Kapitel 5 unter dem Aspekt der Umweltauswirkungen diskutiert wird.

106. Das 10 %-Ziel der EU zur Ausweitung des erneuerbaren Anteils bleibt sehr anspruchsvoll, auch wenn das Ziel der Bundesregierung, den Endenergieverbrauch im Verkehrssektor um 10 % gegenüber 2005 zu senken eingehalten wird. Wird dieses Effizienzziel nicht erreicht, sondern verharrt der Kraftstoffverbrauch auf heutigem Niveau, erhöht sich der notwendige absolute Beitrag der Biokraftstoffe zusätzlich. Der Beitrag alternativer Kraftstoffe müsste dann ausgehend von 2011 nahezu verdoppelt werden. Über die alleinige Steigerung der Produktion von Biokraftstoffen im Inland scheint dies nicht erreichbar. Problematisch ist auch eine Steigerung des Imports von Biokraftstoffen unter Nachhaltigkeitsaspekten (vgl. Kapitel 5). Die Aktivitäten der Bundesregierung im Bereich der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor sollten daher dahingehend intensiviert werden, Alternativen zu Biokraftstoffen der ersten Generation zu erschließen. Dies deckt sich mit den Absichten der Europäischen Kommission den geforderten Anteil von Biokraftstoffen der ersten Generation auf die Hälfte des 10 %- Ziels für 2020 zu reduzieren [EU, 2012].

4.5 Biomasse

107. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird eine entscheidende Nebenbedingung, die begrenzte Verfügbarkeit der Biomasse und deren Verteilung, außer Acht gelassen. In diesem Zusammenhang fehlen auch die Erwähnung des Biomethaneinspeiseziels aus der Gasnetzzugangsverordnung und die entsprechenden Implikationen der Umsetzung dieses Ziels inklusive der entsprechenden Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe. Im Energiekonzept der Bundesregierung war dies als qualitative Zielsetzung noch explizit enthalten. Dort wird Bioenergie als „bedeutender erneuerbarer Energieträger in allen drei Nutzungspfaden ‚Wärme‘, ‚Strom‘ und ‚Kraftstoff‘“ herausgestellt.

108. Die Biomasse ist in der Gesamtbetrachtung 2011 die bedeutendste erneuerbare Energiequelle: Mit insgesamt 202,7 TWh deckte sie allein 8,4 % des gesamten deutschen Endenergiebedarfs [BMU, 2012a], was 67 % der erneuerbaren Endenergiebereitstellung entspricht. Zurückzuführen ist dies insbesondere auf die Vielseitigkeit der Biomasse, da sie in allen Sektoren einsetzbar ist.

109. Gerade diese Flexibilität in Kombination mit dem absehbaren Erreichen der Grenzen des nachhaltigen Nutzungspotentials verlangt jedoch nach vorausschauenden Maßnahmen. Dies gilt nicht nur für die energetische Nutzung innerhalb der Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoff. Es sollte gleichzeitig der zukünftige Bedarf für die stoffliche Nutzung von Biomasse sowie der Bedarf an Nahrungs- und Futtermitteln in die Betrachtungen einbezogen werden, um mögliche Fehlanreize zu vermeiden und dem zunehmenden Auftreten von Nutzungskonkurrenzen entgegen zu wirken.

110. Bislang setzt die Bundesregierung auf den stärkeren Einsatz von Biomasse in allen energetischen Anwendungen. In der Stromerzeugung wird der große Vorteil in der Speicherfähigkeit von Biomasse gesehen, so dass die Biomasse eine ideale Ergänzung zur fluktuierenden Erzeugung aus Wind und Sonne darstellt [BMW/BMU, 2010]. Wenn neben der Wärmebereitstellung auch die Stromerzeugung aus Biomasse weiter ausgeweitet werden soll, ist es unter dem Gesichtspunkt der technischen Effizienz sinnvoll, die Stromerzeugung aus Biomasse zukünftig weitestgehend in Kraft-Wärme-Kopplung zu betreiben. Anders ist eine technisch effiziente Nutzung der begrenzten

Ressourcen nur schwer erreichbar. Dies bedingt wiederum, dass Wärmeabnahmestrukturen für KWK-Wärme zur Verfügung stehen beziehungsweise aufgebaut werden.

111. Ein weiteres, noch wachsendes Segment ist die Erzeugung von Biogas. Aktuell wird es nahezu ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt, wobei aufgrund der Regelungen des EEG bereits ein Großteil der Anlagen zumindest zeitweise in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird. Kontrovers diskutiert werden insbesondere die je nach Rohstoffeinsatz entstehenden Umweltauswirkungen (vgl. Kapitel 5).

112. Da die Elektrizitätserzeugung aus Biogas am Standort der Gaserzeugung häufig aus Effizienzgesichtspunkten nicht optimal ist (fehlende Wärmesenken, schlechte Wirkungsgrade von Kleinanlagen), wurde über einen Technologiebonus im EEG Stromerzeugung aus aufbereitetem Biogas gefördert. Dieses sogenannte Biomethan kann als Austauschgas über das Erdgasnetz zu den Kraftwerken geliefert werden und somit das bestehende Gasnetz inklusive der vorhandenen Speicherkapazitäten (mit)nutzen. Im Prinzip steht es als erneuerbare Alternative für alle anderen Anwendungsfelder von konventionellem Erdgas zur Verfügung. Es kann in der Stromerzeugung, zur Prozesswärmebereitstellung oder in Erdgasfahrzeugen verwendet werden.

113. Für die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz ist in der Gasnetzzugangsverordnung bis 2020 als Ziel vorgegeben, 6 Mrd. m³ Biomethan in das Erdgasnetz einzuspeisen (§ 31 GasNZV). Bis 2030 sollen es 10 Mrd. m³ sein. Im Jahr 2011 haben 77 Biogasanlagen ca. 275 Mio. m³ aufbereitetes Biomethan in das Gasnetz eingespeist [BNetzA, 2012b]. Damit waren vom angestrebten Ziel für 2020 noch nicht einmal 5 % erreicht. Die Tendenz ist zwar weiter steigend, die Zielerreichung erscheint jedoch aufgrund der zeitlichen Randbedingungen unwahrscheinlich.

114. Eine weitere Möglichkeit, zusätzliches regeneratives Methan ohne weiteren Flächenbedarf bereitzustellen, ist ebenfalls bereits im Rahmen der Definition von Biomethan in der Gasnetzzugangsverordnung angelegt: Die synthetische Erzeugung eines Erdgassubstituts auf Basis erneuerbarer Energien (vgl. Box 4-1: Power-to-Gas). Langfristig können so Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien in Form von Brennstoffen saisonal gespeichert beziehungsweise

se über den Energieträger Erdgas anderen Anwendungen zur Verfügung gestellt werden.

Box 4-1: Power-to-Gas

So genannte Power-to-Gas-Verfahren speichern (Überschuss-)Elektrizität in Form chemischer, gasförmiger Energieträger. Kernelement ist die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff, der vor Ort gespeichert oder in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden kann. Weil der Einspeisung von Wasserstoff Grenzen gesetzt sind (nach den geltenden technischen Richtlinien maximal 5% Anteil im jeweiligen Netzbereich), werden Verfahren zur Erzeugung eines Erdgassubstitutes entwickelt. So kann die vollständige Kompatibilität mit der Erdgasinfrastruktur erreicht werden. Hauptbestandteil ist, ebenso wie bei Erdgas, Methan (CH_4), das aus der Synthese von Wasserstoff und Kohlendioxid (Methanisierung) hergestellt wird. Das CO_2 kann aus verschiedensten Quellen stammen.

Die technische Machbarkeit von Power-to-Gas-Verfahren wurde nachgewiesen, die Kosten liegen aber noch deutlich zu hoch. Im Bereich der Elektrolyse stellt die Senkung der spezifischen Investitionskosten neben der Steigerung der Wirkungsgrade und der Prozessoptimierung für intermittierende Betriebsweisen die größte Herausforderung dar. Dies gilt insbesondere für intermittierende Betriebsweisen bei direkter Kopplung mit Windenergie- und Solarstromanlagen. Weiterhin sind Methanisierungsverfahren in der relevanten Leistungsklasse heute nicht Stand der Technik. Deshalb wird intensiv an der Weiterentwicklung und der Umsetzung von Pilotanlagen gearbeitet. Die erste größere Power-to-Gas-Anlage zur Erzeugung von Methan mit einer Leistung von 6 Megawatt Anschlussleistung und einer Tagesproduktion von rund 4.000 Kubikmetern Methan befindet sich derzeit im Bau und soll Mitte 2013 in Betrieb gehen. Weitere Projekte befinden sich derzeit auch im Ausland in der Planung.

Bei Überwindung der technisch-ökonomischen Herausforderungen sind Power-to-Gas-Verfahren eine Option für die Energieversorgung, weil sie eine Verknüpfung der elektrischen mit der bereits vorhandenen Erdgasinfrastruktur ermöglichen. Deren Speichervolumen liegt mit über 200 TWh mehrere Größenordnungen über den derzeit vorhandenen Speicherkapazitäten im Stromnetz. Zudem eignet es sich besonders für die Überbrückung längerer

Zeiträume (Wochen oder Monate). Auf diese Weise können auch Beiträge zur Ausweitung CO₂-neutraler Mobilität geleistet werden (Brennstoffzellenfahrzeuge, Methanfahrzeuge).

5 Umweltwirkungen des Energiesystems

Das Wichtigste in Kürze

Die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung ist eine der Grundvoraussetzungen für eine nachhaltige Entwicklung und spielt eine wesentliche Rolle hinsichtlich der Akzeptanz der Energiewende.

Eines der Oberziele des Energiekonzeptes ist die Reduktion der Treibhausgase um 40 % bis 2020 und um 80 bis 95 % bis 2050. Diese Ziele sind gesetzt und daher nicht Gegenstand der folgenden Ausführungen. Vielmehr geht es um die Frage, ob die Oberziele des Energiekonzeptes ohne gravierende Auswirkungen auf andere Umweltdimensionen erreicht werden können oder ob sich hier Konflikte andeuten, die eventuell das Nachsteuern von Unterzielen und Instrumenten nahelegen.

Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird keine Indikatorik zu genannten Umweltdimensionen vorgelegt. Aus unserer Sicht ist die Umweltverträglichkeit aber ein Bewertungsmaßstab der Energiewende, welcher auch im Monitoring entsprechend berücksichtigt werden sollte.

Die relevanten Umweltdimensionen lassen sich aus Sicht der Expertenkommission insbesondere durch Indikatoren für die Flächeninanspruchnahme, Emissionen von Luftschadstoffen, Wasserbelastung, Ressourcennutzung und Radioaktivität abbilden. Dabei ist vor allem die Flächeninanspruchnahme relevant und sollte beobachtet werden. Bei den anderen Umweltdimensionen ist durch die Energiewende tendenziell eine Entlastung zu erwarten. Unbedingt sollte der Monitoring-Bericht sich mit der Endlagerproblematik beschäftigen.

115. Das Energiesystem beeinflusst nicht nur unser Klima sondern hat weitere wesentliche Auswirkungen auf die Umwelt. Die Bereitstellung von Brennstoffen sowie die Umwandlung und Verteilung von Energie belasten Luft, Gewässer und Böden und damit auch die Tier- und Pflanzenwelt sowie die menschliche Gesundheit.

116. Die Reduktion der Umweltbelastung ist ein implizites Ziel des Energiekonzeptes. Bereits im Titel heißt es: Energiekonzept für eine *umweltschonende*, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Daraus folgt, dass die Hauptziele des Energiekonzeptes - die Reduktion der Treibhausgase und der

Ausstieg aus der Kernkraft - ohne die Gefährdung von anderen umweltpolitischen Zielen erreicht werden müssen. Die Politik sollte daher geeignete Strategien vorlegen, die beim Umbau des Energiesystems die Sicherung der Umweltverträglichkeit gewährleisten.

5.1 Bewertung des Monitoring-Berichtes

117. Der Monitoring-Bericht thematisiert die Umweltverträglichkeit in der Beschreibung des energiepolitischen Zieldreiecks (Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit). Dabei wird neben der angestrebten Reduktion der Treibhausgasemissionen auch die Reduktion der Luftschadstoffe, Ressourcenschonung sowie die Reduktion des Restrisikos der Kernkraft in Deutschland genannt. Eine Quantifizierung erfolgt nur für die klassischen Luftschadstoffe. Darüber hinaus wird auf die Umweltverträglichkeit nicht weiter eingegangen.

118. Aus Sicht der Expertenkommission ist die Umweltverträglichkeit aber ein Bewertungsmaßstab der Energiewende, welcher auch im Monitoring entsprechend berücksichtigt werden sollte. Verschiedene Indikatoren, die zum Teil bereits in anderen Zusammenhängen genannt, angewendet und mit Daten hinterlegt worden sind, können zur Messung der Umweltauswirkungen herangezogen werden.

So umfasst etwa die Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung [Bundesregierung, 2002b] die Umweltschutzziele „Ressourcenschonung“, „Flächeninanspruchnahme“, „Arten erhalten“, „Nachhaltige Landwirtschaft“, und „Luftqualität“. Im Rahmen der Umweltökonomischen Gesamtrechnung¹⁰ werden darüber hinaus auch Wassereinsatz, Abwasser und Abfallmengen erhoben. Die Daten sind zumeist aggregierte Werte und nicht nach Sub-Sektoren aufschlüsselbar.

¹⁰ Die Umweltökonomische Gesamtrechnung beschäftigt sich mit den Wechselwirkungen zwischen Umwelt und Ökonomie und beschreibt die Rolle, die die Umwelt in der Ökonomie spielt und welche Auswirkungen wirtschaftliche Aktivitäten auf die Umwelt haben [Destatis, 2012e].

119. Die Expertenkommission hat bei den Diskussionen mit dem BMWi und dem BMU diesbezüglich eine geeignete Indikatorik vorgeschlagen, die sich jedoch nicht im Monitoring-Bericht wiederfindet. Diese Vorschläge werden im Folgenden vorgestellt.

5.2 Flächeninanspruchnahme

120. Die Flächeninanspruchnahme des Energiesystems ist ein wichtiger Aspekt bei der Bewertung der Umweltbelastung. So beanspruchen beispielsweise nicht nur der Anbau von Energiepflanzen und der Braunkohletagebau zahlreiche Flächen, auch Windkraftanlagen, Photovoltaik(PV)-Freiflächenanlagen, Stauseen für (Pump)Speicherkraftwerke und Übertragungsnetze weisen einen zunehmend relevanten Flächenbedarf auf.

121. Neben dem reinen Flächenausmaß sollte die in Anspruch genommene Fläche nach der **Flächennutzung** klassifiziert werden [Keil et al., 2010]: (1) bebaute Flächen (inkl. Abbauf Flächen); (2) landwirtschaftliche Flächen (u.a. Ackerflächen, Grünland); (3) Wälder und naturnahe Flächen, (4) Feuchtf Flächen und (5) Wasserflächen. Zudem sollte die **Nutzungsintensität** der Flächeninanspruchnahme beschrieben werden. So stellt ein Braunkohletagebau eine andere Intensität dar als ein Maisfeld oder die Abstandsflächen von Windkraftanlagen und Hochspannungstrassen. Letztlich muss auch berücksichtigt werden, in welcher Form die **Flächen zurückgegeben** werden, nachdem sie nicht mehr für die Energieversorgung benötigt werden.

Beispielsweise greift der Braunkohletagebau weitreichend in die Landschaft ein und beansprucht Flächen, wodurch bestehende Nutzungen wie Siedlungen, Wälder oder landwirtschaftliche Flächen verdrängt werden. Trotz Rekultivierungsmaßnahmen können diese Flächen meist nicht in ihre ursprüngliche Nutzung zurückgeführt werden. Die steigende Biomassenutzung führt zu Flächenkonkurrenzen und Landnutzungsänderungen (vgl. Box 5-1). Bei Windkraft und Photovoltaik(PV)-Freiflächenanlagen sind die versiegelten Flächen vergleichsweise gering. Bei Windkraftanlagen bleiben Abstandsflächen weiter für den Ackerbau oder als Grünland nutzbar, stehen aber nicht mehr als Siedlungsfläche zur Verfügung. PV-Freiflächenanlagen schränken im Gegensatz dazu eine parallele landwirtschaftliche Nutzung der Fläche ein. Auch der Ausbau des Übertragungsnetzes wird durch neue Masten und Leitungen und dem

Anlegen von notwendigen Schneisen Auswirkungen auf Siedlungen, landwirtschaftliche Flächen, Wälder, naturnahe Flächen und Feuchtgebiete haben.

Box 5-1: Flächeninanspruchnahme durch die Bioenergienutzung

Die gesteigerte Nutzung von Biomasse zur Bereitstellung von Biokraftstoffen, Biogas und Festbrennstoff hat zu einer höheren Flächeninanspruchnahme durch den Anbau von Energiepflanzen und einem höheren Anteil der Holznutzung für die energetische Nutzung geführt. Insbesondere der steigende Anbau von Energiepflanzen wird in Deutschland kritisiert [UBA, 2012a], da es zu **Flächenkonkurrenzen** mit Nahrungspflanzen und einer allgemeinen Intensivierung der Landnutzung mit entsprechenden Auswirkungen auf die Biodiversität und das Landschaftsbild kommt.

Unter Berücksichtigung der gesetzten **Bioenergie-Ziele** (10 % Biokraftstoffziel, Einspeisung von 6 Mrd. Kubikmeter Biomethan ins Gasnetz) wird die Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung weiter zunehmen (vgl. Tab. 5-1). Die Möglichkeiten zur Erschließung zusätzlicher Anbauflächen sind jedoch ebenso begrenzt wie die der Produktivitätssteigerung bei Anbau und Ernte.

Tab. 5-1: Flächeninanspruchnahme durch den Energiepflanzenanbau

	2011	2012	2020 ¹¹
Flächeninanspruchnahme (ha)	2,06 Mio.	2,53 Mio.	4,4 Mio.
davon für Biokraftstoffe	1,15 Mio.	1,16 Mio.	2,3 Mio.
davon für Biogas	0,90 Mio.	0,96 Mio.	2,1 Mio.
Anteil an Ackerfläche	17 %	21 %	36 %

Quelle: [FNR, 2012]

Beide Ziele vollständig im Inland zu erfüllen erscheint unter der Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien nicht möglich. Der steigende **Import** von

¹¹ Eigene überschlägige Berechnungen (Annahmen: gleichbleibende Flächenproduktivität, gleiche Ackerfläche, 1. Generation Biokraftstoffe, gleichbleibende Biogaserzeugung plus Biomethan aus Anbaubiomasse).

Energiepflanzen beziehungsweise Biokraftstoffen ist allerdings umstritten, da eine nachhaltige Erzeugung beispielsweise in den Entwicklungsländern unter der Berücksichtigung von sozialen Aspekten, Landnutzungskonkurrenzen sowie Treibhausgasreduktionen in vielen Fällen nicht hinreichend gewährleistet werden kann.

122. Durch die Quantifizierung und die Beschreibung der Flächeninanspruchnahme können **Nutzungskonkurrenzen und Verdrängungseffekte** sowie weiterreichende Auswirkungen auf den Artenschutz (z.B. durch Zerschneidung von Habitaten, Intensivierung der Landwirtschaft oder Vogelschlag), das Landschaftsbild sowie direkte Belastungen von Menschen (z.B. durch Umsiedelungen oder Lärm) abgeschätzt werden. Gleichzeitig können die Informationen helfen, negative Entwicklungen zu erkennen und gegenzusteuern.

123. Bisherige Instrumente greifen diese Problematiken bereits teilweise auf. Im Biomasseanbau werden aber die Nachhaltigkeitskriterien aus der Biokraftstoff- beziehungsweise der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV und BioSt-NachV) vielfach als zu gering angesehen beziehungsweise werden Makroeffekte (z.B. allgemeine Landnutzungsintensivierung) nicht berücksichtigt.

Der Ausbau der Windenergie und der Freiflächen-PV wird heute über die Landesraumordnung und die Bauleitplanung auf bestimmte Flächen „gelenkt“. Für den Bau von Übertragungsnetzen richtet sich das Planfeststellungsverfahren nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und dem Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG), welche auf das Naturschutzgesetz (BNatSchG) verweisen.

124. Die Flächeninanspruchnahme des Energiesystems wird bisher nicht in ihrer Gesamtheit erhoben. Allerdings stehen Daten für die Flächeninanspruchnahme durch die Bereitstellung von Energiepflanzen und den Braunkohletagebau zur Verfügung. Tab. 5-2 zeigt eine vorläufige Abschätzung der Flächeninanspruchnahme im Jahr 2011 auf Basis von Anlagenzahlen beziehungsweise installierten Leistungen und spezifischen Durchschnittswerten für die in Anspruch genommenen Flächen.

125. Eine Differenzierung der Flächeninanspruchnahme nach Bodenbedeckung bedarf weiterer Recherchen, da diese Daten bisher für das Energiesystem nicht vorliegen beziehungsweise nur grobe Einteilungen der Flächen-

nutzung in Deutschland vorliegen [Destatis, 2011]. Insbesondere interessant ist dabei die Beschreibung der neu in Anspruch genommenen Flächen, sodass langfristig die Auswirkungen der Energiewende auf andere Flächennutzungen abgeschätzt werden können.

Tab. 5-2: Abschätzung des Flächenbedarfs des Energiesystems

	Flächennutzung	Flächenbedarf (Mio. m ²)	Durchschnittlicher spezifischer Bedarf
Konventionelle Energien			
Kernkraftwerke	Anlagenfläche	3	150 m ² /MW _{el}
Kohlekraftwerke	Anlagenfläche	17	350 m ² /MW _{el}
Gas-/Ölkraftwerke	Anlagenfläche	5	200 m ² /MW _{el}
Braunkohletagebau	In Betrieb	526	-
	Rekultiviert	1.209	-
Steinkohlebergbau	Oberirdisch	<i>Vernachl.</i>	-
Lager für nukleare Brennstoffe	Oberirdisch	<i>Vernachl.</i>	-
Erneuerbare Energien			
Windkraftanlagen	Versiegelt	13	460 m ² /MW
	Abstandsfläche	17.500	500 m Abstand
PV-Freifläche	Offene Fläche	41	35.000 m ² /MW
Energiepflanzen-anbau	Ackerfläche	20.560	17 % der Ackerfläche
Biomasseanlagen	Anlagenfläche	60	Biogas: 20 m ² /kW _{el}
Geothermie	Anlagenfläche	<i>Vernachl.</i>	-
Wasserkraft	Anlagenfläche	<i>Vernachl.</i>	-
	Stauseen	30	5.000 m ² /MW
Übertragungsnetz	Schutzstreifen	7.200	Abstand: 50 m bzw. 70 m
	Abstandsfläche	64.950	500 m Abstand

Quellen: Konventioneller Kraftwerkspark: Überschlägige Berechnung nach [Jensch, 1987] und [UBA, 2012b] inkl. der in 2011 abgeschalteten Kernkraftwerke; Braunkohletagebau: [Kohlenwirtschaft, 2012]; Windenergie: Berechnungen für versiegelte Flächen nach [BMU, 2005] und [BMU, 2012a], Bestimmung der Abstandsflächen nach [BLWE, 2012] bzw. unter der Annahme, dass der Abstand zw. WKAs dem 5-fachen Rotordurchmesser entspricht, [ISET/IWET, 2012] und [BMU, 2012a]; Photovoltaik-Freiflächenanlagen: [ZSW, 2011]; Energiepflanzenanbau: [FNR, 2012]; Biomasseanlagen: Überschlägige Berechnung nach [DBFZ, 2012] und unter der Annahme, dass Biogasanlagen etwa 20 m²/kW_{el}, (Heiz-)Kraftwerke etwa 2.000 m²/MW_{el} benötigen (>90 % des Flächenbedarf entfällt auf die Biogasanlagen); (Pump-)Speicherkraftwerke: Berechnung nach [Jensch, 1987] und [UBA, 2012b];

Übertragungsnetz: Berechnung nach [BNetzA, 2011], Bestimmung Schutzstreifen nach DIN EN 50341 und Flächeneinfluss nach [Bundestag, 2011a]. Steinkohlebergbau, Lager für nukleare Brennstoffe und geothermischen Anlagen sowie Wasserkraftanlagen wurden hier nicht berücksichtigt, da geringer oberirdischer Flächenbedarf bzw. geringe Anzahl. (Eigene Berechnungen)

5.3 Emissionen von klassischen Luftschadstoffen

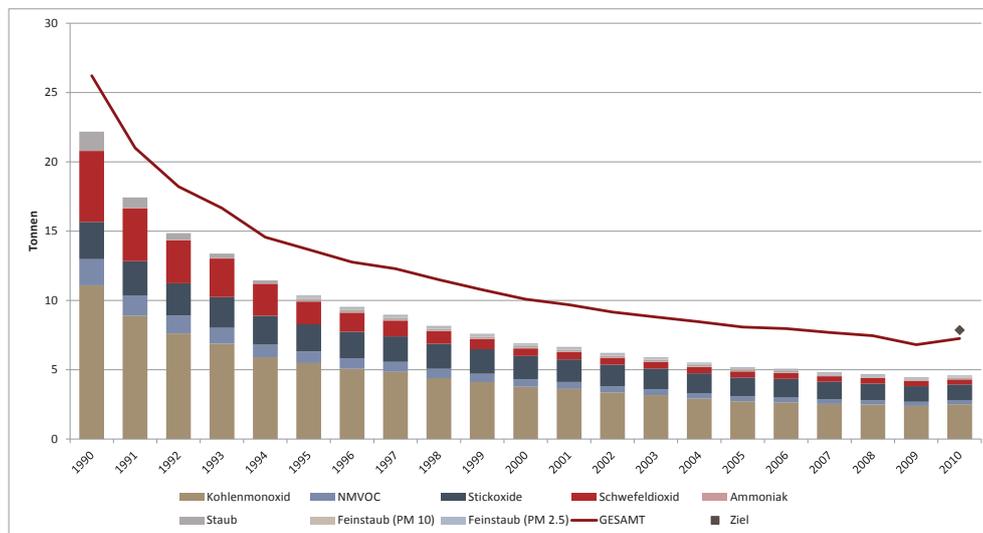
126. Die sogenannten klassischen Luftschadstoffe belasten die Umwelt und gefährden auch direkt die Gesundheit: Staub, Feinstaub und Kohlenmonoxid tragen zur Luftverschmutzung bei; Schwefeldioxid, Stickoxide und Ammoniak führen zu Versauerung, Stickstoffoxide und flüchtige organische Verbindungen zu gesundheitsschädlichem bodennahen Ozon. Heute spielt aber insbesondere der Feinstaub noch eine Rolle während der Ausstoß von Kohlenmonoxid, Stickoxiden und Schwefeldioxid durch den Einsatz von Katalysatoren und Rauchgasreinigung stark reduziert wurde (vgl. Abb. 5-1).

127. Die Überwachung und Begrenzung von Emissionen erfolgte erstmals mit dem Bundesimmissionsschutzgesetz aus dem Jahre 1974. Die betrachteten Luftschadstoffe und die entsprechenden Grenzwerte wurden seitdem stetig an neue Erkenntnisse und an zur Verfügung stehende Technologien angepasst [UBA, 2009].

128. Im Jahr 2002 hatte die Bundesregierung in ihrer Nachhaltigkeitsstrategie [Bundesregierung, 2002b] ein Ziel für die Reduktion der Schadstoffe gesetzt: Bis 2010 sollte die Belastung der wichtigsten Luftschadstoffe um 70 % gegenüber 1990 reduziert werden. Dieses Ziel wurde erfüllt, wobei insbesondere die Reduktion im Energiesektor (inkl. Verkehr) eine wichtige Rolle gespielt hat.

129. Aus Sicht der Expertenkommission ist es auch heute noch wichtig, die Luftschadstoffemissionen zu überwachen, auch wenn langfristig diese Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien weiter sinken werden. Die Veröffentlichung der Daten findet bereits an geeigneter Stelle statt [UBA, 2012c], so dass diese Daten im Rahmen des Monitorings zur Energiewende übernommen werden können.

130. Darüber hinaus sollten zusätzlich weitere Schadstoffe thematisiert werden. Dies kann etwa die Quecksilberbelastung durch die Verbrennung fossiler Energieträger und den breiten Einsatz von quecksilberhaltigen Energiesparlampen umfassen.

Abb. 5-1: Energiebedingte klassische Luftschadstoffe

Quelle: [UBA, 2012c] (Eigene Darstellung); Abk.: NMVOC: Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan. Energiebedingte Luftschadstoffe: Emissionen aus der Verbrennung von fossilen Brennstoffen in der Energiewirtschaft, in Industrie, Verkehr, GHD und Haushalte, Militär sowie diffuse Emissionen aus Brennstoffen; Gesamt: Luftschadstoffemissionen aus allen Sektoren.

5.4 Ressourcenschonung

131. Der Verbrauch von Ressourcen durch das Energiesystem beruht zum einen auf der Entnahme von fossilen und nuklearen Brennstoffen und zum anderen auf der Nutzung von Ressourcen für die Herstellung der Anlagen und Infrastruktur. Daneben kann der Materialeinsatz auch für die Endnutzung wie Elektrofahrzeuge beziehungsweise Energieeffizienzmaßnahmen betrachtet werden.

132. Während der **Verbrauch** von fossilen und nuklearen Brennstoffen mit der Erreichung der Oberziele des Energiekonzeptes auf ein Minimum reduziert wird, steigt der Verbrauch anderer Ressourcen [Bringezu and Bleischwitz, 2009]. So wird für die Photovoltaik etwa Silizium verwendet, für den Bau von Windkraftanlagen wird insbesondere Beton beziehungsweise Stahl für die Türme eingesetzt, der Ausbau des Übertragungsnetzes wird etwa Kupfer oder Aluminium als Leitermaterial erfordern.

133. Der Ressourcenverbrauch bei Energieendnutzern kann nur bedingt dem Umbau des Energiesystems zugerechnet werden. Allerdings ist eine Aufschlüs-

selung und Beschreibung des Ressourcenverbrauchs etwa für Batterien für Elektrofahrzeuge, Wärmedämmung oder „Smart Metering“ zur Reduktion des Stromverbrauchs zum weiteren Verständnis der Ressourcennutzung im Zuge der Energiewende sinnvoll.

134. Neben dem Verbrauch von Ressourcen spielt auch das **Recycling** für die Ressourcenschonung eine wichtige Rolle. Neben dem Verbrauch von Ressourcen ist daher die Erhebung der Recyclingquote beziehungsweise der Anteil an recyceltem Material an der gesamten Abfallmenge eines Materials von Bedeutung. Ein Indikator für die Recyclingquote bestimmter Materialien liefert wichtige Informationen für die Entwicklung von Strategien zur Begrenzung der Materialintensität des Energiesystems.

135. Ein Überblick über den Ressourceneinsatz des Energiesystems liegt nur für die Brennstoffe vor [AGEB, 2012d]. In welchem Umfang Ressourcen heute für neue Anlagen beziehungsweise das Übertragungsnetz eingesetzt werden, wird nicht im Einzelnen erhoben. Eine aktuell vom BMU beauftragte Studie soll aber Auskunft über mögliche **kritische Ressourcen** geben, die für den Umbau des Energiesystems in Zukunft benötigt werden [WI et al., 2012]. Nach Identifizierung kritischer Ressourcen sollte das Monitoring sich auf diese fokussieren und entsprechend Verbrauch und Recyclingquoten abbilden.

5.5 Wasserbelastung

136. Das Energiesystem hat zum Teil großen Einfluss auf die Gewässer in Deutschland. **Eingriffe in die natürlichen Kreisläufe** finden insbesondere zur Kühlung von Kraftwerken statt, wobei Wasser in großen Mengen erst entnommen und anschließend erwärmt wieder abgegeben wird. Zudem wird für den Abbau von Braunkohle der Grundwasserspiegel künstlich abgesenkt, sodass während des Betriebs Wasser an umliegende Flüsse abgegeben wird, bei Rekultivierungsmaßnahmen aber auch eine große Nachfrage nach Wasser auftritt, etwa um einen Tagebau zu fluten. Auch Wasserkraftwerke können durch die Unterbrechung des Wasserlaufes und die Veränderung der Strömungsverhältnisse z.B. die Sedimentbildung und letztlich auch aquatische Ökosysteme stark beeinflussen.

137. Die Energieerzeugung hat in Deutschland den größten Anteil an der gesamten Wasserentnahme (ca. 56 % im Jahre 2007). Es wird hauptsächlich zur Kühlung von Kraftwerken genutzt. Rund 3 % wurden im selben Jahr im Bergbau eingesetzt. Die Bewässerung von Energiepflanzen spielt in Deutschland eine untergeordnete Rolle. Rund 1 % der entnommenen Wassermenge entfällt auf alle landwirtschaftlichen Erzeugnisse [Destatis, 2011].

138. Da fossile und nukleare Kraftwerke mit hohem Kühlwasserbedarf durch erneuerbare Energien mit wesentlich geringerem Wasserverbrauch [Wl et al., 2010] langfristig ersetzt werden, wird die Energiewende zu einer Reduktion des Wassereinsatzes führen. Ein Indikator zur Wasserentnahme des Energiesystems zeigt die Wirkung der Energiewende auf die Wassernutzung durch den bestehenden Kraftwerkspark und den Kohlebergbau, aber auch durch gegebenenfalls neue Technologien. Das Statistische Bundesamt erhebt bereits entsprechende Daten und veröffentlicht diese im Rahmen der Umweltökonomischen Gesamtrechnung.

139. Die **Wasserqualität** wird vom Energiesystem insbesondere durch den Biomasseanbau beeinträchtigt. In Deutschland dominieren derzeit die diffusen Nähr- und Schadstoffeinträge von landwirtschaftlichen Flächen und tragen somit verstärkt zu einer Belastung der Gewässer bei. Dies wiederum kann neben den aquatischen Ökosystemen auch die Trinkwasserversorgung beeinträchtigen [UBA, 2012d]. Der Anbau, insbesondere die Konzentration auf bestimmte Energiepflanzen, führt zu einer Intensivierung der Landnutzung, welche meist mit einem höheren Einsatz von Dünger und Pestiziden verbunden ist. Der Eintrag von Düngemitteln und Pestiziden in Gewässer ist allerdings für verschiedene Anbauflächen im Einzugsgebiet eines Flusses schwer zu trennen. Daher ist eine Überwachung und Messung nur bei Anbauflächen von Energiepflanzen nicht umsetzbar.

5.6 Radioaktivität

140. Mit der Energiewende wird die Nutzung der Kernenergie im Jahr 2022 beendet. Dies lässt die Notwendigkeit der Suche eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle unberührt.

Im Energiekonzept selbst wird die Klärung der Frage nach einem Standort für ein dauerhaftes Lager für hochradioaktive Abfälle aus der Stromerzeugung als Ziel genannt. Das Monitoring zur Energiewende sollte daher auf die Entwicklungen zur Endlagersuche eingehen, die Menge an hochradioaktivem Abfall nach notwendigen Einschluszeiten quantifizieren (inkl. Abfälle aus dem Rückbau der Kernkraftwerke) und deren Lagerorte darlegen. Daten dazu liefert das Bundesamt für Strahlenschutz beziehungsweise das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

141. Zudem sollten Messwerte der ionisierenden Strahlung an Kraftwerksstandorten sowie den Lagerstätten dargestellt und erläutert werden. Daten dazu liefert das Bundesamt für Strahlenschutz.

142. Letztlich sollte auch darauf eingegangen werden, wie weit der Rückbau von abgeschalteten Kernkraftwerken vorangeschritten ist und wie viele (meldepflichtige) Störfälle in den noch betriebenen Kernkraftwerken im jeweiligen Betrachtungszeitraum vorgefallen sind. Daten dazu liefert das Bundesamt für Strahlenschutz.

6 Entwicklung der Versorgungssicherheit

Das Wichtigste in Kürze

Ohne Zweifel wäre die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende gefährdet, wenn sich bei den Energieverbrauchern die Sorge festsetzen sollte, dass eine gesicherte Versorgung mit Energieträgern, insbesondere Elektrizität, nicht mehr gewährleistet sein könnte. Es muss dazu nicht unbedingt zu effektiven Versorgungsunterbrechungen gekommen sein.

Im Rahmen des Monitorings verdient die Versorgungssicherheit deshalb große Aufmerksamkeit. Der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung wendet sich an mehreren Stellen den entsprechenden Fragestellungen zu, doch bleibt dabei die Position der Bundesregierung intransparent.

Als Indikator für die Versorgungssicherheit würde sich für das zukünftige Monitoring der Umfang der gesicherten Leistung im Verhältnis zur Jahreshöchstlast eignen. Es zeigt sich, dass die aktuell geplanten Kapazitäten deutlich nicht ausreichen. Die Expertenkommission tendiert zu der Einschätzung, wonach die Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätswirtschaft kritisch gesehen wird, insbesondere bei regionaler Betrachtung für den süddeutschen Raum.

Parallel zu Investitionen in steuerbare Kraftwerkskapazitäten kann ein beschleunigter Ausbau von Übertragungsnetzen nach Süddeutschland die Situation entschärfen. Im Lichte der bereits aufgetretenen Verzögerungen beim Netzausbau lässt sich derzeit kaum belastbar beurteilen, ob und mit welchem Tempo die Fertigstellung neuer Trassen nach Süddeutschland ausreichend beschleunigt werden kann.

Neben der gesicherten Elektrizitätsversorgung muss sich das Energiewende-Monitoring auch mit der Erdgasversorgungssicherheit befassen. Maßgeblich ist hierfür die Diversifikation der Erdgasversorgung. Diese stellt derzeit aus unserer Sicht kein ernsthaftes Versorgungsproblem dar. Anders verhält es sich mit den inländischen Pipelinekapazitäten. Das Untersagen unterbrechbarer Gaslieferverträge etwa in Süddeutschland erfordert einen geeigneten Ausbau der Erdgasinfrastruktur. Wir empfehlen, diesem Sachverhalt in den künftigen Monitoring-Berichten Aufmerksamkeit zu schenken.

6.1 Gesicherte Kraftwerksleistung

143. Im ersten Monitoring-Bericht stellt die Bundesregierung unter Kapitel 7 den Bestand und den Zubau von Kraftwerken dar. Die Expertenkommission greift dazu einige zentrale Aspekte heraus. Zunächst bietet dieser Teil des ersten Monitoring-Berichts weniger klare Aussagen als der letztverfügbare, kompakt und informativ geschriebene Monitoring-Bericht 2011 der Bundesnetzagentur [BNetzA, 2011]. Es wird empfohlen, dieses Dokument im Monitoring-Bericht als Grundlage der Diskussion über die gesicherten Kraftwerkskapazitäten heranzuziehen.

144. In Deutschland findet aktuell eine intensive Diskussion darüber statt, ob es zur Gewährleistung einer gesicherten Kraftwerksleistung erforderlich werden könnte, Kapazitätsmechanismen zu schaffen, und wie diese gegebenenfalls auszugestalten wären. Vom Monitoring-Bericht – und auch von der hier vorgelegten Stellungnahme – kann kein konkreter Beitrag zum Design von Kapazitätsmärkten erwartet werden. Doch vom Monitoring-Bericht darf man Aussagen darüber erwarten, ob die aktuelle Entwicklung im Bereich von Kraftwerksinvestitionen die Notwendigkeit von politischen Maßnahmen erkennen lässt.

145. Ein wichtiger quantitativer Indikator dafür ist die sogenannte Leistungsbilanz der Stromversorgung. Die Leistungsbilanz beschreibt den Umfang der gesicherten Kraftwerkskapazitäten zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast beziehungsweise zu einem definierten Referenzzeitpunkt, der die voraussichtlich kritischste Versorgungssituation (minimale gesicherte Leistung und maximale Last) eines Jahres abbildet. Die gesicherte Leistung ergibt sich aus der Differenz von installierter (Netto-) Kraftwerkskapazität und der nicht verfügbaren Kraftwerkskapazität. Nicht verfügbare Leistungen umfassen stochastische oder revisionsbedingte Ausfälle thermischer Kraftwerke, dargebotsabhängige Nichtverfügbarkeiten bei Wind-, Wasserkraft oder Photovoltaik und nicht zuletzt Kapazitäten für Reserve- und Systemdienstleistung (Regelenergie).

146. Im „Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften“ der Bundesregierung vom 06.06.2011 heißt es hierzu: „Die Leistungsbilanz ist die wichtigste Größe zur Einschätzung der erzeugungsseitigen Stromversorgungssicherheit“ [Bundestag, 2011b]. In der Folge sind mit der am 4. August 2011 in Kraft getretenen Gesetzesnovelle des Energiewirt-

schaftsgesetzes (EnWG) die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 12 Absatz 5 EnWG verpflichtet, jeweils am 30. September eines Jahres einen Bericht über die Leistungsbilanz an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie zu übermitteln (Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber). Erstmals wurde dieser Bericht von den Übertragungsnetzbetreibern am 30.09.2011 vorgelegt, inzwischen liegt er auch für 2012 vor [ÜNB, 2012a].

147. Vor diesem Hintergrund wäre es wünschenswert gewesen, wenn die Bundesregierung im ersten Monitoring-Bericht eine Leistungsbilanz als Indikator der Stromversorgungssicherheit aufgenommen und diskutiert hätte. Im Sinne einer Approximation stellt der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung lediglich fest, dass die Kapazitäten konventioneller Kraftwerke, einschließlich der Pumpspeicherkraftwerke, die Jahreshöchstlast in Deutschland um ca. 16 % übertreffen (Unterkapitel „Konventionelle Kraftwerke“ in Kapitel 7.1). Bei einer Jahreshöchstlast von rund 85 GW entspricht dies einer Nettokraftwerksleistung von 13 bis 14 GW. Abgesehen davon, dass die Leistungsbilanz der ÜNB eine Maximallast von ca. 81 GW ausweist (vgl. Tab. 6-1), lässt der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung nicht erkennen, auf Basis welcher Annahmen dieser Wert ermittelt wurde. Beispielsweise bleibt offen, inwieweit Importkapazitäten, abschaltbare Lasten und Kraftwerksleistung im Ausland, die ins deutsche Netz einspeisen, berücksichtigt wurden. Weiterhin ist die Netto-Kraftwerksleistung nicht gleich der verfügbaren Kraftwerksleistungen (geplante/ungeplante Ausfälle). Vom Monitoring-Bericht der Bundesregierung müsste man jedoch eine Einschätzung darüber erwarten, ob eine Kapazitätsreserve von 13 bis 14 GW gesamtwirtschaftlich ausreichend ist.

148. Die Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2011 bis 2015 gibt dazu Anhaltspunkte (vgl. Tab. 6-1). In ihren Untersuchungen legen die ÜNB für das Jahr 2011 zwei Fälle zugrunde: (1) die tatsächliche Einspeisesituation der Kraftwerkskapazitäten zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (2011a) und (2) einen Referenztag (2011b), der laut ÜNB einen kritischen Fall beschreibt, der ebenfalls hätte eintreten können [ÜNB, 2012a]. Während für den ersten Fall tatsächliche Daten im Rahmen einer ex-post Analyse zur Verfügung standen, wird für den zweiten Fall die Einspeisesituation anhand von Prognose- und Schätzmethode ermittelt. Diese Verfahren werden auch für die zukünftigen Prognosejahre 2012 bis 2015 angesetzt. Im Wesentlichen geht

es hierbei um die Bewertung des gesicherten Leistungsbeitrags der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Tab. 6-1: Leistungsbilanz Gesamtdeutschland

Leistungsbilanz in GW	2011a	2011b	2012	2013	2014	2015
Installierte Leistung	153,3	153,3	168,3	169,5	183,2	192,5
./. Nicht einsetzbare Leistung	44,4	60,3	73,9	74,7	83,6	93,4
./. Ausfälle	5,6	6,2	6,7	6,2	6,2	6,5
./. Revisionen	2,1	2,1	2	2	2	2
./. Reserve für Systemdienstleistungen	4,6	4,6	4,7	4,8	4,9	5
= Gesicherte Leistung	96,7	80,1	81,5	81,8	86,1	85,6
./. Last	81,2	81,2	81,7	81,7	81,7	81,7
Verbleibende Leistung	15,5	-1,1	-0,1	0,1	4,4	3,9
Verbleibende Leistung (inkl. Kraftwerke im Ausland)	17,2	0,8	1,7	2,2	6,5	6

Quelle: [ÜNB, 2012a]

149. Die Leistungsbilanz verdeutlicht, dass nach Einschätzung der ÜNB in den Jahren 2011 bis 2013 die Erzeugungssituation äußerst knapp ist. Auch wenn man ausländische Kraftwerke einbezieht, die ins deutsche Netz einspeisen, verbleibt nur eine geringe Sicherheitsmarge. Mit einer deutlichen Verbesserung der Versorgungssituation rechnen die ÜNB erst im Jahr 2014. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die in Planung und Bau befindlichen Kraftwerksprojekte tatsächlich fristgerecht realisiert werden und keine außerplanmäßigen Stilllegungen stattfinden [BMW, 2012].

150. Mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernkraft scheidet in der Periode von 2011 bis 2022 eine Nettokraftwerksleistung von rund 12°GW aus (Kapitel 7.1, Abbildung 14). Außerdem stehen Stilllegungen von Kohle-, Gas- und Ölkraftwerken an, die die BNetzA mit 4 GW bis zum Jahr 2014 beziffert [BNetzA, 2011]. Auch wenn der jährliche Monitoring-Bericht der Bundesregierung auftragsgemäß keine prognostischen Aussagen trifft, sollte diese Einschätzung der BNetzA hier zitiert und bewertet werden. Die im Bau befindlichen Kapazitäten werden aktuell mit 12,9 GW angegeben [Kapitel 7.2 Abbildung 17, inkl. Pumpspeicher-Kapazitäten]. Es handelt sich um die Einschätzung der BNetzA zu den bis 2014 fertiggestellten konventionellen Kraftwerken [BNetzA, 2011].

151. Ohne den weiteren Zubau an steuerbaren Kapazitäten werden weder der voraussichtliche Rückbau nichtnuklearer Kapazitäten noch die – seit 2011 – eher knappen Reservekapazitäten ausgeglichen. Über die im Bau befindlichen steuerbaren Kraftwerke hinaus werden also weitere entsprechende Kapazitäten benötigt. Unter Hinweis auf die BNetzA verweist der erste Monitoring-Bericht auf aktuell geplante konventionelle Kraftwerkskapazitäten (inkl. Pumpspeicher) von 21,2 GW. Die BNetzA weist demgegenüber darauf hin, dass zwischen 2010 und 2011 Projekte mit einer Gesamtkapazität von 6,4 GW aufgegeben wurden.¹²

Tab. 6-2: Dargebotsunabhängige Kraftwerksplanung ≥ 5MW

Dargebotsunabhängige Energieträger	Behördlich genehmigte Projekte (MW)	Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren (MW)	Projekte noch nicht im behördlichen Genehmigungsverfahren (MW)	Summe (MW)
2010 (2010-2020)	2.055	16.461	9.067	27.583
2011 (2011-2019)	1.356	10.614	9.182	21.152
Differenz	-699	-5.847	115	-6.431

Quelle: [BNetzA, 2011]

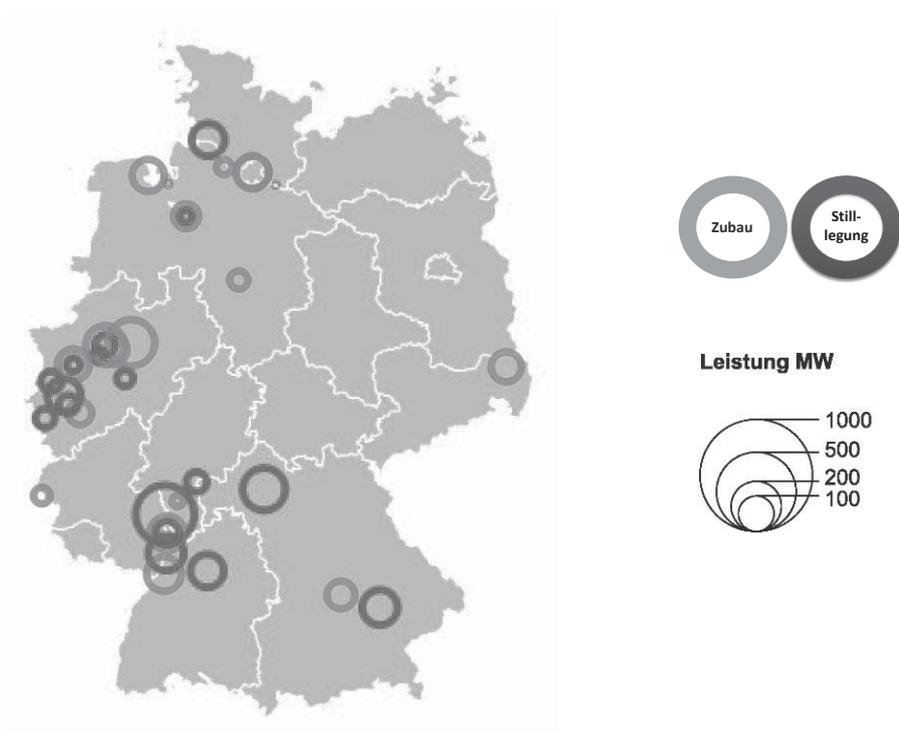
Auch wenn aus diesen Zahlenangaben allein noch keine belastbare Antwort zur Notwendigkeit bundesweiter Kapazitätsmechanismen ableitbar ist, sollte die Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht diese Feststellungen der BNetzA kommentieren und einordnen. Insbesondere sollten die Gründe dieser Entwicklungen erforscht und in den Monitoring-Berichten dargestellt werden. Sollten es nur die ungünstigen Rahmenbedingungen sein oder könnte auch die Diskussion über geplante Kapazitätsmechanismen dazu beitragen, dass potentielle Kraftwerksinvestoren ihre Planungen hinauszögern?

¹² Diese Zahl leidet darunter, dass die BNetzA auf unterschiedliche Bezugszeiträume verweist; vgl. Tab. 6-2.

6.2 Regionale Verteilung der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten

152. Bei der Betrachtung einer gesamtdeutschen Leistungsbilanz der Stromversorgung können regionale beziehungsweise Übertragungseingpässe nicht unberücksichtigt bleiben. Zu Recht weist der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung in Kapitel 7.1 auf die regional problematische Verteilung der gesicherten Kraftwerksleistung hin. Diese Problematik ist deutlich sichtbar in Abb. 6-1 der zu erwartenden Kraftwerksstilllegungen sowie der Kraftwerkszubaute bis zum Jahr 2015.

Abb. 6-1: Regionale Verteilung von Kraftwerkszubaute und Stilllegungen mit einer Nettoleistung von mehr als 100 MW im Zeitraum von 2011 bis 2015



Quelle: [BNetzA, 2012c] (Eigene Darstellung)

Die Veränderungen konzentrieren sich auf drei Regionen in Deutschland. Während sich im Norden und Westen Deutschlands ein annäherndes Gleichgewicht abzeichnet, übersteigen die zwischen 2011 und 2015 zu erwartenden Kraftwerksstilllegungen in Süddeutschland die zu erwartenden Zubaute bei

weitem. Maßgeblich dafür ist die Stilllegung von 5 Kernkraftblöcken (5 GW) im Jahr 2011.

Tab. 6-3: Saldo des dargebotsunabhängigen Kraftwerkszu- und -rückbaus südlich der Mainlinie

Netto-Engpass-Leistung in MW						
2011	2012	2013	2014	2015	unbestimmt	Gesamt
-4.263	-252	1.086	-13	-883	-1.638	-5.963

Quellen: [BNetzA, 2012c], [BNetzA, 2011]

153. Nach Ansicht der BNetzA fehlen südlich der Mainlinie im Jahr 2015 etwa 3 GW dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung [BNetzA, 2011]. Zieht man die Kraftwerksliste der BNetzA heran [BNetzA, 2012c], gelangt man zu noch höheren Kapazitätsdefiziten (Tab. 6-3). Ende 2014 ist dort immer noch eine Kernkraftkapazität von 8 GW in Betrieb, die bis Ende 2022 vom Netz gehen soll. Das Kapazitätsproblem südlich der Mainlinie könnte sich also nach 2015 weiter verschärfen.

154. Nach Einschätzung von ENTSO-E und der BNetzA ist die Lage in Süddeutschland während der Wintermonate als angespannt zu taxieren. So warnt die BNetzA in ihrem Monitoring-Bericht 2011 davor, dass es im Winter 2012/13 erneut zu Engpasssituationen wie im Winter davor kommen kann, als das Stromnetz in Süddeutschland kurz vor dem Zusammenbruch stand [BNetzA, 2011]. Die Behörde hatte damals Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1,6 GW in Österreich und Süddeutschland in die Kaltreserve genommen [BNetzA, 2012d]. Das spricht auch der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung an, doch gibt er keinerlei Hinweise zum künftigen Umgang mit dieser Problematik.

155. Dem Vernehmen nach plant die Bundesregierung eine Reihe von Maßnahmen, von der sie einen Lösungsbeitrag zu der angesprochenen Problematik erwartet. So sollen die Kraftwerksbetreiber und die Übertragungsnetzbetreiber künftig die BNetzA ein Jahr im Voraus über Kraftwerksstilllegungen unterrichten. Andernfalls soll die Anlage nicht stillgelegt werden dürfen. Die BNetzA soll die endgültige Stilllegung von Kraftwerken untersagen dürfen. Bis zum Winter 2013/14 soll damit eine Reservekapazität von bis zu 3,9 GW abgesichert werden. Dadurch entsteht bei den Kraftwerksbetreibern ein Erstat-

tungsanspruch der Mehrkosten, wobei dessen Höhe durch die BNetzA festgelegt und über die Netzentgelte finanziert werden soll.

156. Des Weiteren soll es bei Gaskraftwerken, die auf einer von der BNetzA genehmigten Liste systemrelevanter Kraftwerke stehen und über keine Möglichkeit des Brennstoffwechsels verfügen, künftig keine unterbrechbare Gasversorgung mehr geben dürfen, wie dies heute üblich ist. Die Gasnetzbetreiber sollen im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen sowie wirtschaftlich Zumutbaren verpflichtet werden, feste Leitungskapazitäten anzubieten. Die Anlagenbetreiber sollen verpflichtet werden, dieses Angebot anzunehmen, gleichzeitig sollen ihnen auch hier die Mehrkosten erstattet werden.

157. Das alles sind recht einschneidende Markteingriffe, mit denen sich die BNetzA von einer klassischen Marktaufsicht zu einem eigentlichen Mitspieler auf den Elektrizitätsmärkten entwickelt. Abgesehen von den Einschränkungen in die wirtschaftliche Handlungsfreiheit könnten die geplanten Maßnahmen außerdem eine Problemverlagerung von der Elektrizitätsversorgung auf die Erdgasversorgung bewirken. Wegen der Bevorzugung der Kraftwerke drohen an besonders kalten Wintertagen Versorgungseinschränkungen bei einzelnen Heizgaskunden und Blockheizkraftwerken, denn die Versorgungsstrukturen der Gaswirtschaft sind bisher sicher noch nicht auf das Verbot unterbrechbarer Gaslieferverträge bei systemrelevanten Gaskraftwerken ausgerichtet (vgl. Unterkapitel 6.6). Die Bundesregierung sollte die gaswirtschaftlichen Auswirkungen sehr sorgfältig untersuchen, um hier nicht neue Versorgungsprobleme verantworten zu müssen. Können in klimatischen oder anderen Extremsituationen immer noch alle festen Gaslieferverträge erfüllt werden? Im Rahmen des Monitoring-Berichts wären auch Einschätzungen darüber hilfreich, ob und in welchem Umfang die Pipelineverbindungen zwischen den Erdgasspeichern in Norddeutschland und den Verbrauchszentren im Süden ausgebaut werden müssten. Mit der Entwicklung eines Netzentwicklungsplans Erdgas liegen auf Seiten der Bundesnetzagentur bereits einschlägige Informationen vor.

158. Mit einem weiteren Ausbau der volatilen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien ist ein vermehrtes Auftreten von Situationen zu erwarten, in denen konventionelle Kraftwerke schnell hoch- und heruntergefahren werden müssen. Mit einer installierten Leistung von 72,5 GW [BNetzA, 2012c] haben die erneuerbaren Energien bereits einen Anteil von 42,6 % an der gesamten

installierten Leistung des deutschen Kraftwerksparks. Auf Grundlage von Literaturdaten lassen sich nur grobe Anhaltswerte zur Flexibilität von Kraftwerkstechnologien ableiten. VDE 2012 veröffentlicht beispielsweise Lastgradienten von Steinkohlekraftwerken, die sich je nach Typ, Alter, Wartungs- und Modernisierungszustand um bis zu 6 % der Nennlast pro Minute unterscheiden. Es wäre daher überlegenswert, im Rahmen der Erhebungen bei den Elektrizitätserzeugern neben den Angaben zur technischen Mindestlast und der Strom- oder Wärmeführung weitere Kriterien abzufragen: Leistungsänderungsgeschwindigkeit von Mindestlast auf Nennlast (in % der Nennlast/min), Anfahrdauer eines Kalt-, Warm- und Heißstarts, maximal mögliche Anzahl der Lastwechsel pro Monat.

6.3 Eigenerzeugung / Eigenverbrauch

159. Wenn sich bei den Endverbrauchern der Eindruck einer strukturell unzuverlässigen Stromversorgung breit macht, könnte die Reaktion in einer verstärkten Eigenerzeugung liegen. Dies gilt vor allem auch bei der Erwartung weiter steigender Elektrizitätspreise. Mit dem Übergang zur (teilweisen) Eigenerzeugung könnte sich zwar das Problem der Versorgungssicherheit entschärfen, doch aus Sicht der Elektrizitätsversorger und Stromnetzbetreiber wäre das mit Umsatzausfällen und wirtschaftlichen Schwierigkeiten (Stranded Costs) verbunden, indem die getätigten Investitionen nicht mehr amortisierbar werden.

160. Angesichts der bereits heute deutlich verbesserten wirtschaftlichen Attraktivität der Eigenerzeugung für den Letztverbraucher sollten die entsprechenden Entwicklungen sorgfältig beobachtet werden. Je mehr Elektrizität unabhängig vom öffentlichen Verbundnetz selbst erzeugt und genutzt wird, desto mehr werden diejenigen Endverbraucher für die Elektrizitätsversorgung zahlen müssen, die sich keine Eigenerzeugung aufbauen können. Gemäß dem Eigenverbrauchsprivileg des EEG [§ 37 Absatz 1 und 3 EEG] ist der für den Eigenverbrauch erzeugte Strom EEG-umlagebefreit. Ein geeigneter Indikator wäre die Entwicklung der Eigenerzeugungskapazitäten, doch sind die Schwierigkeiten nicht zu übersehen, solch einen Indikator statistisch zu erheben.

6.4 Importabhängigkeit

161. An vielen Stellen des ersten Monitoring-Berichts der Bundesregierung werden die hohen Energieimporte Deutschlands als ein negativer Sachverhalt dargestellt. Mit der Energiewende sei eine Verminderung der Energieimporte zu erwarten und dies stelle einen bedeutsamen Vorteil des energiewirtschaftlichen Umbaus dar. Zwar wird an einer Stelle (Kapitel 13.3) richtigerweise darauf hingewiesen, dass die deutschen Energieimporte kein gesamtwirtschaftliches Problem darstellen, weil Deutschland kein Leistungsbilanzdefizit aufweist. Die These von der Wünschbarkeit verminderter Energieimporte durchdringt jedoch den gesamten Monitoring-Bericht.

Die Expertenkommission schließt sich dieser Argumentation nur bedingt an. Eine führende Exportnation sollte nicht protektionistisch argumentieren. Wäre es wirklich aus Sicht der Energieversorgung oder der Volkswirtschaft vorteilhaft, wenn Deutschland seine Energieimporte mengen- und wertmäßig reduzieren würde? Was wäre, wenn die Zielländer deutscher Importe für deren Abhängigkeiten von deutschen Industriegütern ähnlich argumentieren würden? Deutsche Unternehmen haben sich insbesondere im Export forschungs- und entwicklungsintensiver Güter eine sehr starke Marktstellung aufgebaut. Ein wichtiger Faktor für die Konkurrenzfähigkeit deutscher Unternehmen ist gerade die Nutzung der internationalen Arbeitsteilung.

So lange Deutschland dank seiner überragenden internationalen preislichen und technologischen Wettbewerbsfähigkeit hohe Leistungs- und Handelsbilanzüberschüsse aufweisen kann, können Energieimporte für die deutsche Volkswirtschaft sogar nützlich sein. Nach einer Studie des ZEW ist mit weiteren Leistungsbilanzüberschüssen zu rechnen, die erst ab dem Jahr 2030 abnehmen [Gemeinschaftsdiagnose, 2011]. Die deutschen Exporte werden sich also auch in den nächsten Jahren weiter dynamisch entwickeln, insbesondere getrieben durch den Aufholprozess in den Schwellenländern. Durch deutsche Energieimporte werden internationale Handelsungleichgewichte abgebaut und Energieexporteure in die Lage versetzt, hochwertige deutsche Industrieprodukte zu kaufen. Deutschland kann auf die Dauer nur exportieren, wenn die Zahlungsfähigkeit anderer Länder ausreicht, die deutschen Exporte auch bezahlen zu können. Die Bewertung der Importabhängigkeit sollte insoweit überdacht werden.

162. Nun kann nicht in Abrede gestellt werden, dass einseitige Abhängigkeiten der Energieversorgung von einzelnen Exportländern (z.B. Russland) zu einem Problem der Versorgungssicherheit führen kann. In der Öffentlichkeit wurde dies zuletzt angesichts der im Winter 2012 verringerten Erdgasimporte aus Russland als Problem diskutiert. Mit einem Versorgungsanteil von rund 40 % des Gasaufkommens ist Russland der wichtigste Erdgasversorger Deutschlands. Ob und in wie weit dies problematisch ist, hängt auch davon ab wie lange und zu welchem Anteil im Notfall die russischen Erdgaslieferungen ersetzt werden könnten

- durch die Importkapazitäten aus anderen Ländern,
- durch vermehrte heimische Gasförderung einschließlich Bereitstellung von regenerativem Biogas/Bio-Methan,
- durch die Versorgung aus Erdgasspeichern,
- über die Substitution von Erdgas durch andere Energieträger,
- durch zeitweise unterbrechbare Lieferverträge mit Gaskunden.

Eine Quantifizierung ist unter anderem mit Hilfe des Residual Supply Index möglich. Wir empfehlen, in den künftigen Monitoring-Berichten zur Energiewende diesen oder einen ähnlichen Diversifikationsindex für die wichtigsten Exportländer und Energieträger auszuweisen und eine Studie zur Entwicklung geeigneter Berechnungsalgorithmen in Auftrag zu geben.

Wenn die inländische Erdgasnachfrage durch eine verbesserte Energieeffizienz sinkt, folgt daraus eine tendenzielle Verbesserung des Residual Supply Index, denn mit den frei werdenden Import- und Speicherkapazitäten können die deutschen Gaskunden gegebenenfalls besser und länger auf die Erdgasimporte eines einzelnen Lieferlandes verzichten. Ob damit ein versorgungspolitischer Vorteil verbunden ist, hängt davon ab, ob die aktuelle Abhängigkeit von einem einzelnen Exportland kritisch beurteilt werden muss und ob die Steigerung der Energieeffizienz ein kostengünstiger Weg zur Verringerung dieser Abhängigkeit ist.

6.5 Elektrische Netze

163. Sowohl der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung als auch der BNetzA-Monitoring-Bericht 2011 äußern sich ausführlich zu elektrischen Über-

tragungs- und Verteilnetzen. Dazu gehört auch eine detaillierte Darstellung der Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der Übertragungsnetze. In der Tat gibt es mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) eine gesetzliche Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit neuer Übertragungsleitungen. Es wurde eine koordinierte, deutschlandweite Netzentwicklungsplanung der vier Netzbetreiber ins Leben gerufen. Der erste 10-jährige Netzentwicklungsplan wurde im Mai 2012 vorgelegt. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der öffentlichen Konsultationen soll dieser Plan in ein Bundesbedarfsplangesetz einfließen. Mit dem Netzausbaubeschleunigungs-Gesetz (NABEG) aus dem Jahr 2011 wird der Versuch unternommen, die Genehmigungsverfahren auf vier Jahre zu verkürzen.

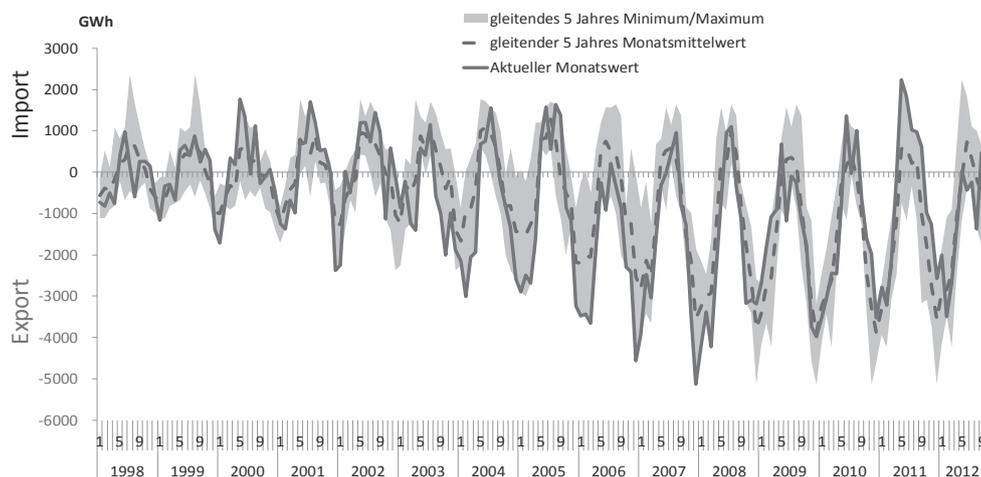
164. Obwohl die Bundesregierung also durchaus schon einiges auf den Weg gebracht hat, sind die Ergebnisse bislang wenig ermutigend: Der Übertragungsnetzausbau liegt deutlich hinter den Notwendigkeiten und den Planungsvorgaben zurück. So sind von den im EnLAG festgelegten Trassenneubauten von 1.834 km bis Ende 2011 erst 214 km gebaut und nur 100 km tatsächlich in Betrieb gegangen. Im Jahr 2012 werden voraussichtlich nur 35 weitere Kilometer hinzukommen; bei 15 der 24 EnLAG-Vorhaben zeichnet sich ein Zeitverzug zwischen einem und fünf Jahren ab [BNetzA/BKartA, 2012]. Zu Recht weist der erste Monitoring-Bericht in Kapitel 8.1 darauf hin, dass „der Umbau und die Ertüchtigung der Netze für die sich rapide ändernden Erzeugungsstrukturen insbesondere auf der Höchstspannungsebene weiter vorangetrieben werden muss“. Doch wäre eine eingehende Analyse der Ursachen für die offensichtlich zähe Umsetzung dieser Ziele wünschenswert. Im Monitoring-Bericht 2011 [BNetzA, 2011] findet sich auf S. 23 eine Auflistung der Ursachen für die Verzögerungen:

- Erschwerte Umrüstung bestehender Trassen als Folge der Abschaltung von Kernkraftwerken
- Verzögerungen im behördlichen Genehmigungsverfahren
- Klagen gegen Planfeststellungsbeschlüsse
- Änderungen in den behördlichen Genehmigungsverfahren wegen veränderter gesetzlicher Rahmenbedingungen, etwa das niedersächsische Erdkabelgesetz
- Lieferengpässe bei den Anlagenherstellern

- Nicht weiter spezifizierte technische Gründe

165. Zu den Schwierigkeiten des Übertragungsnetzausbaus gehört auch die offene Diskussion zwischen den Bundesländern und der Bundesregierung über die künftige Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung. Wie weit sollen die Windkapazitäten an der Küste und im Meer, wie weit im Süden Deutschlands ausgebaut werden? Hier und in ähnlichen Fragen besteht Koordinationsbedarf. Abhängig von dem Ausgang dieser Diskussionen wird ein mehr oder weniger großer Ausbau der Übertragungsnetze erforderlich werden. Solange eine alle Seiten bindende Vereinbarung aber noch aussteht, fehlt die politische Basis für die weiteren Netzausbauplanungen, was Netzinvestitionen naturgemäß behindert.

Abb. 6-2: Monatliche Stromexporte und –importe in den Jahren 1998 bis September 2012

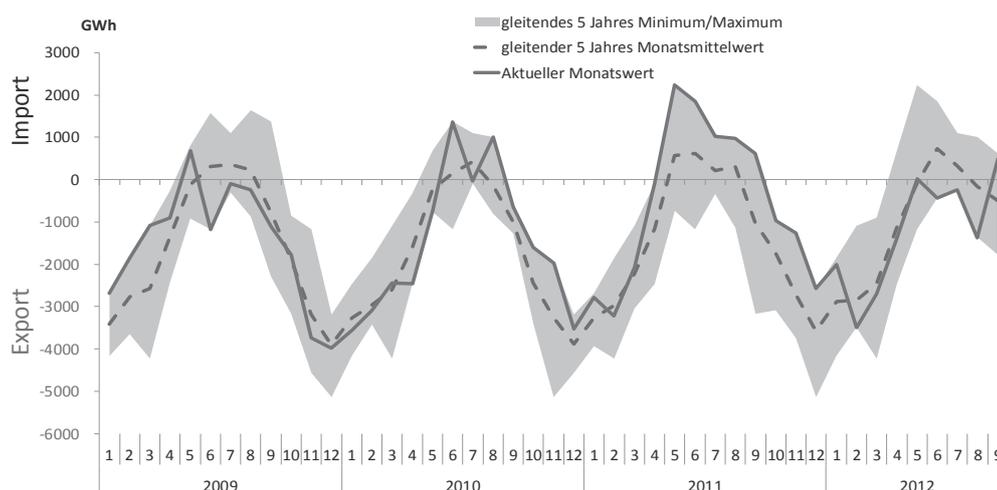


Quelle: [ENTSOE, 2012] (Eigene Darstellung)

166. Zentrales Element eines Elektrizitätsbinnenmarktes ist der Stromaustausch zwischen den Mitgliedstaaten und die dafür zur Verfügung stehenden Grenzkuppelleitungen. Seit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft nehmen die grenzüberschreitenden Stromflüsse von Deutschland und seinen Nachbarstaaten stetig zu (vgl. Abb. 6-2). Dabei folgt der Stromaustausch einer deutlichen saisonalen Charakteristik. Gemeinhin erfolgen Stromimporte in den Sommermonaten und Exporte in den Wintermonaten.

Auch im Jahr 2011 änderte sich an dieser Saisonalität nichts Grundlegendes (vgl. Abb. 6-3). Allerdings waren in den Monaten März bis Dezember 2011 neue 5-Jahresmaxima des Stromimports beziehungsweise Minima des Exports zu beobachten. Diese Änderungen lassen sich auf die Beschlüsse des Kernenergie-Moratoriums zurückführen. Aus Sicht der Versorgungssicherheit kommt es nicht auf die Veränderungen der Export- beziehungsweise Importsituation an, sondern auf die möglichen Engpässe bei den vermehrten grenzüberschreitenden Lastflüssen. Laut Angaben der Bundesnetzagentur kam es insbesondere bei Grenzkuppelstellen zwischen Polen und Deutschland sowie zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik zu Eingriffen der ÜNB (§ 13.1 EnWG). Die übrigen Grenzkuppelstellen waren hiervon nicht betroffen. Wir empfehlen in den künftigen Monitoring-Berichten hierauf ein besonderes Augenmerk zu lenken.

Abb. 6-3: Monatliche Stromexporte und –importe in den Jahren 2009 bis September 2012



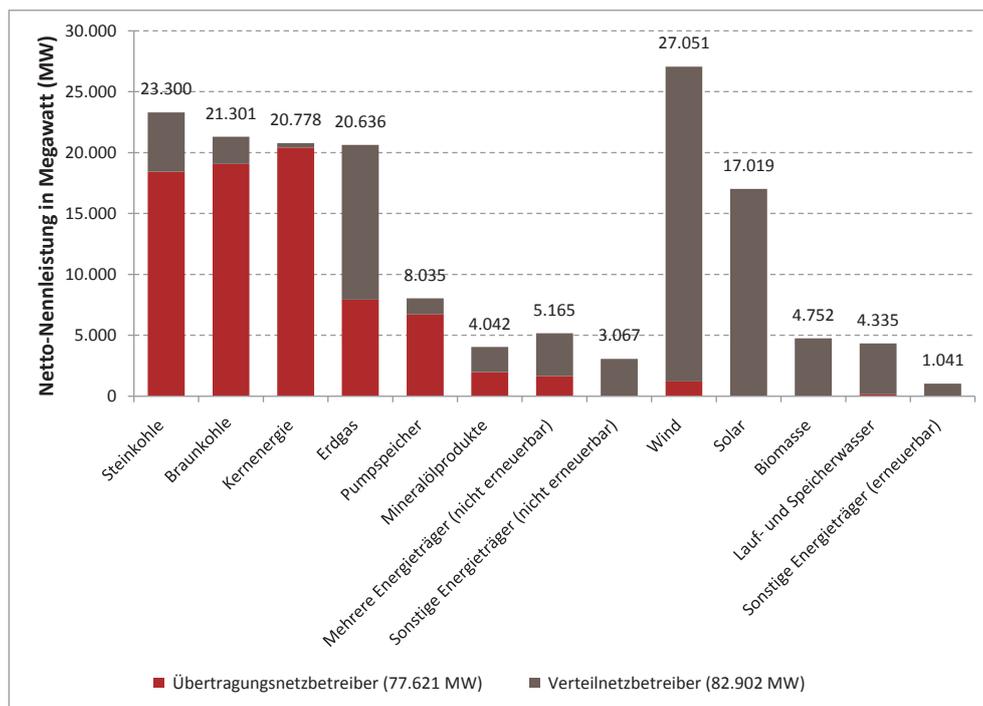
Quelle: [ENTSOE, 2012] (Eigene Darstellung)

167. Dem ersten Monitoring-Bericht ist zuzustimmen (Kapitel 8.1), wonach die Veränderung der Erzeugungslandschaft hin zu einer erneuerbaren Stromproduktion in der Fläche eine Steigerung und nicht eine Reduktion des erforderlichen Netzausbaus erfordert. Das gilt nicht nur für die Übertragungsnetze und deren Fähigkeit, Elektrizität zu den Lastzentren im Süden und Westen Deutschlands zu transportieren, sondern auch für die Verteilnetze, die zu intelligenten Netzen ausgebaut werden müssen. Von daher wäre zu bedenken, ob,

für die Netzeinspeisung dezentral erzeugter Elektrizität vermiedene Netzentgelte angerechnet werden sollten.

168. Bei aller Aufmerksamkeit, die dem Ausbau des Übertragungsnetzes geschenkt wird, sollte nicht übersehen werden, dass quasi die gesamte Netzanbindung der EEGAnlagen in den Verteilnetzen stattfindet. Das Gewicht von Erzeugungsleistung und Einspeisemengen verschiebt sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien mehr und mehr von den Übertragungsnetzen hin zu den Verteilnetzen. So war bereits zum Ende des Jahres 2010 mehr installierte Leistung an den Netzen der VNB (83 GW) angeschlossen als an den Netzen der ÜNB (78 GW) (vgl. Abb. 6-4). Gute zwei Drittel der Kapazitäten in den Verteilnetzen sind erneuerbare Energien. Zukünftig ist mit einer weiteren Verschiebung der Erzeugung in Richtung der Verteilnetzbetreiber zu rechnen.

Abb. 6-4: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern zum 31.12.2010 differenziert nach ÜNB und VNB



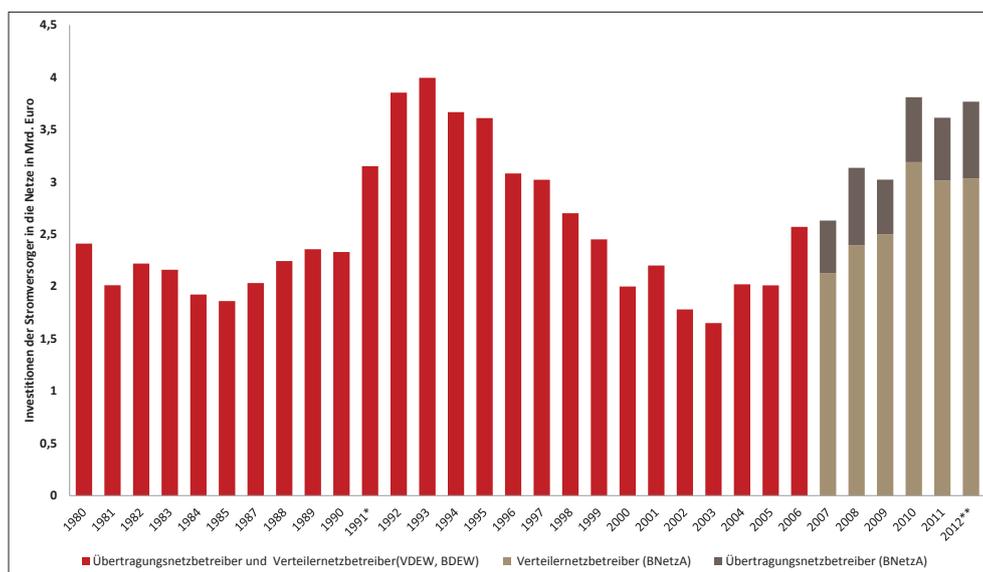
Quelle: [BNetzA, 2011] (Eigene Darstellung)

169. Dabei spielt insbesondere der sehr dynamische Ausbau der Photovoltaik eine Rolle. Durch die Netzanschluss- und Netzausbaupflichtung des EEG

muss das Verteilnetz verstärkt werden. Bei hoher Penetration steigen auch die Anforderungen an die Netzbetriebsmittel. So müssen Transformatoren zukünftig auch eine Rückspeisung von Strom von der Niederspannungsebene auf die Mittelspannungsebene ermöglichen.

170. Es wird gerne übersehen, dass der größte Teil der Netzinvestitionen traditionell in die Verteilnetze und nicht in die Hochspannungsnetze fließt. Aufgrund der langen Investitionszyklen in der Netzwirtschaft sollte die Darstellung der Investitionen generell auf eine möglichst lange Zeitreihe zurückgreifen (vgl. Abb. 6-5). Während für die früheren Jahre nur Branchenstatistiken zur Verfügung stehen (VDEW bzw. BDEW), kann für die jüngeren Jahre auf Erhebungen der BNetzA zurückgegriffen werden (Netzzustandsberichte und Kalkulationsunterlagen Anreizregulierung).

Abb. 6-5: Investitionen der Stromversorger in die Netze



* ab 1991 Gesamtdeutschland; ** Plandaten

Quellen: [BDEW, 2012], ab 2007 [BNetzA/BKartA, 2012] (Eigene Darstellung)

171. Abb. 6-5 lässt erkennen, dass seit etwa 10 Jahren ein Anstieg der Netzinvestitionen zu verzeichnen ist, ohne das Niveau aus den 1990er Jahren zu übertreffen. Dem aktuellen Monitoring-Bericht der BNetzA zufolge liegt der Investitionsanteil für Erhalt und Erneuerung der Netze im Bereich der Übertragungsnetze bei gut 20 %, im Bereich der Verteilnetze bei 40 %. Demzufolge ist zu vermuten, dass das gegenwärtige Niveau der Netzinvestitionen für den

vorgesehenen Umbau der Stromversorgung in Deutschland nicht ausreicht. Diesem Thema sollte in den künftigen Monitoring-Berichten größere Aufmerksamkeit geschenkt werden.

172. Für das Monitoring wichtig ist die Frage, wie die Netzversorgungssicherheit gemessen werden soll. Indikatoren, die über die aktuelle Zuverlässigkeit der Netze Auskunft geben, sind im Grunde rückwärtsgewandt. Mit ihnen lässt sich beurteilen, ob in früheren Jahren genügend Investitionen in die Netzinfrastruktur geflossen sind, aber nicht, ob eine gute Netzzuverlässigkeit auch in Zukunft zu erwarten sein wird. Indikatoren, die über den Umfang der aktuellen Investitionen Auskunft geben, leiden darunter, dass sie nicht erkennen lassen, ob die Investitionen effizient an den netzkritischen Punkten erfolgen, wo die größten Risiken für Versorgungsstörungen liegen. Dieses Problem ist grundsätzlicher Natur und bedarf einer weiteren wissenschaftlichen Analyse. Dennoch ist es momentan sinnvoll, die jährlichen Investitionen in die Elektrizitätsnetze als den zentralen Indikator für die absehbare Zuverlässigkeit der Stromnetze zu verwenden.

173. Der im Monitoring-Bericht zitierte „System Average Interruption Duration Index“ berücksichtigt weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt. Außerdem erfasst er nur Unterbrechungen von mindestens 3 Minuten. Studien aus Norwegen zufolge verursachen Stromausfälle unter 3 Min. (inkl. Spannungseinbrüchen) jährliche volkswirtschaftliche Kosten in ähnlicher Höhe wie Ausfälle über 3 Min. [SINTEF, 2010]. Auch wenn die Netze in Norwegen und Deutschland nur bedingt miteinander verglichen werden können, sind Stromunterbrechungen unterhalb der 3-Minutengrenze relevant. Mit Blick auf die Indikatorik kann auf Darstellungsformen und Indikatoren in der Norm „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ verwiesen werden [DIN, 2010].

6.6 Andere Energienetze

174. Der Vollständigkeit halber sollte im Monitoring-Bericht der Bundesregierung auch das wichtige Thema Gas behandelt werden. Zwar wird in Kapitel 2.1 das Ereignis des temporären Ausfalls von Gaslieferungen angesprochen, aber nicht weiter ausgeführt. Mit weiterem Voranschreiten der Energiewende wird es immer schwieriger werden, den Gasmarkt unabhängig vom Elektrizitäts-

markt zu beurteilen. Allein schon wegen der systemrelevanten Gaskraftwerke sind die Verflechtungen und wechselseitigen Abhängigkeiten der beiden Märkte erheblich.

175. Im Februar 2012 gab es eine kritische Versorgungssituation im Gasnetz Süddeutschlands, die von der Bundesnetzagentur als sehr angespannt bewertet wird. Die Hauptursache ist die Kombination aus einer Periode außergewöhnlich niedriger Temperaturen in Deutschland und ganz Europa sowie eines unvorhergesehenen verminderten Imports aus Russland am Grenzübergang Waidhaus.

Die Gasversorger in Baden-Württemberg, Bayern und im mitteldeutschen Raum haben zwar nicht in feste Lieferverträge eingreifen müssen, Lieferverträge auf unterbrechbarer Basis wurden jedoch unterbrochen. Baden-Württemberg wurde besonders getroffen, da es auf Grund geologischer Gegebenheiten nur begrenzte Gasspeicherkapazitäten hat.

Insgesamt waren keine Haushaltskunden betroffen, sondern Großkunden, insbesondere Industrie- und Gewerbebetriebe, sowie öffentliche Einrichtungen. Insgesamt konnte laut Bundesnetzagentur 2,7 GW vertraglich zugesicherter Erdgasleistung nicht mehr geliefert werden. Die gemäß BNetzA [BNetzA, 2012d] relativ geringen Entnahmemengen der Speicherkapazitäten deuten sowohl auf technische Ineffizienzen als auch auf Marktineffizienzen hin. Wie oben angedeutet wären Analysen der Bundesregierung diesbezüglich hilfreich.

7 Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung

Das Wichtigste in Kürze

Für die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung sind die möglichen Belastungen von Haushalten und Unternehmen sowie aggregiert für die Volkswirtschaft durch Energiekosten zu betrachten. Generell kann die Wirtschaftlichkeit durch eine effiziente Energiebereitstellung verbessert werden.

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit erfolgt in der politischen Diskussion gerne in Verbindung mit der Lastenverteilung, sprich: den von einzelnen Endverbrauchern bezahlten Energiepreisen. Da dies von den Kostenentwicklungen ablenkt, schlagen wir vor, gesamtwirtschaftlich aggregierte Indikatoren zur Beurteilung heranzuziehen. Die Betrachtung der aggregierten Belastung der Volkswirtschaft durch Energiekosten erlaubt eine Aussage darüber, inwieweit von einer hohen Energiekostenbelastung gesprochen werden kann.

Begriffe wie „wettbewerbsfähige Preise“, „wirtschaftliche Tragfähigkeit“ oder „Bezahlbarkeit“ sind nicht operationalisierbar definiert. Entsprechend können keine Akzeptanzschwellen für Haushalte und Unternehmen benannt werden. Letztlich ist die Frage der akzeptablen Energiekostenbelastung durch die Energiewende eine Wertentscheidung, die das Ergebnis eines fortlaufenden politischen Prozesses darstellt.

Die Bezahlbarkeit der Energie bezieht sich hier auf fossile Energieträger ebenso wie auf Elektrizität. Während die Kosten der fossilen Energieträger überwiegend auf Entwicklungen außerhalb Deutschlands beruhen, werden die Kosten der Stromversorgung auch durch die deutsche Politik bestimmt. Aus diesem Grund konzentriert sich die Debatte vorwiegend auf den Strombereich.

Der Anstieg der Kosten für Elektrizität verlief in der aggregierten Sichtweise für den Zeitraum bis einschließlich 2011 nicht so dramatisch wie in der Öffentlichkeit oft dargestellt. Der Anteil der Ausgaben für Elektrizität am nominalen Bruttoinlandsprodukt liegt mit 2,5 % im Jahr 2011 auf dem Niveau von 1991. Diese Aussage sollte jedoch nicht zur Sorglosigkeit verleiten. In der Zukunft ist damit zu rechnen, dass die aggregierten Elektrizitätsausgaben weiter ansteigen. Dazu tragen der weitere Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, sowie der Ausbau von Netzen, Backup-Kraftwerken und Speichern bei.

7.1 Begrifflichkeiten und Konzepte

176. Aus Sicht der Expertenkommission sind im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Aspekte zu berücksichtigen. Volkswirtschaftlich ist die effiziente Bereitstellung von Energie relevant, betriebswirtschaftlich die Belastung von Haushalten und Unternehmen durch Energiekosten. Volkswirtschaftliche Überlegungen werden in Kapitel 8 weiter erläutert.

177. Die Bundesregierung fordert im Energiekonzept, dass die Energieversorgung bezahlbar bleiben soll. Es gibt aber keine definitive Grenze, bis zu der die Kosten für Energie als bezahlbar anzusehen sind. Dazu sind die individuellen Einstellungen sowie die Einkommens- und Gewinnsituationen von Haushalten und Unternehmen zu unterschiedlich. Die gesellschaftlich akzeptable Belastung durch die Energiewende ist letztlich eine Wertentscheidung, die im politischen Prozess getroffen werden muss. Die Politik kann allerdings auf makroökonomischer Ebene eine Schwelle festlegen, die sie nicht überschreiten möchte.

178. Die Expertenkommission greift die Diskussion zur Bezahlbarkeit auf, indem sie die Energiekostenbelastung historisch vergleicht, diese einordnet und auf bestehende Trends aufmerksam macht. Darüber hinaus wird auf Ausweichreaktionen hingewiesen, die bei einem fortdauernden Anstieg der Energiekostenbelastung entstehen. Dabei soll im Rahmen dieses Berichts beispielhaft auf die Frage der Stromkostenbelastungen eingegangen werden.

179. Beim Kostenbegriff ist zwischen volks- und betriebswirtschaftlichen Kosten zu unterscheiden. Volkswirtschaftliche Kosten stellen Wohlfahrtsverluste dar und entstehen durch Ineffizienzen. Wenn eine Energiedienstleistung mehr knappe Produktionsfaktoren (Arbeit, Kapital, Boden, natürliche Ressourcen) in Anspruch nimmt als unbedingt erforderlich, entstehen volkswirtschaftliche Nachteile, weil diese Produktionsfaktoren nicht für anderweitige Produkte und Dienstleistungen zur Verfügung stehen. Externe Kosten sind eine besondere Form von volkswirtschaftlichen Kosten. Es handelt sich um Schäden, die bei unbeteiligten Dritten auftreten, aber vom Verursacher nicht kompensiert werden. Beispiele sind Schäden an Gebäuden oder Gesundheitsschäden, die durch Luftverschmutzung entstehen. Dem betriebswirtschaftlichen Konzept zufolge beruhen Kosten auf dem wertmäßigen Verbrauch von Produktionsfak-

toren. Im Energiebereich sind es die Aufwendungen für die Bereitstellung von Energieträgern und -dienstleistungen.

180. Um die Kosten der Energiewende zu bestimmen, müssten die Kosten gemessen werden, die durch die Maßnahmen der Energiewende *zusätzlich* ausgelöst werden. Eingesparte Kosten, zum Beispiel externe Kosten, müssen davon abgezogen werden. Dazu müsste die beobachtete Kostenentwicklung mit einem kontrafaktischen Szenario, einer „Welt ohne Energiewende“, verglichen werden. Sowohl die Abgrenzung der Energiewende als auch die Erstellung einer plausiblen kontrafaktischen Situation und deren Auswertung sind anspruchsvolle Aufgaben, die im Rahmen des Monitoring-Berichts nicht geleistet werden können. Es ist deshalb nachvollziehbar, dass der erste Monitoring-Bericht dieses Thema nicht explizit anspricht.

181. Preise sind ein Maß für die Knappheit eines Gutes. Die Knappheit kann durch verschiedene Gründe zu Stande kommen: durch hohe Nachfrage, eine marktbeherrschende Stellung einzelner Anbieter oder natürliche Gegebenheiten. Darüber hinaus wirken Preissignale auf das Verhalten von Akteuren. So werden durch Preisänderungen Verhaltensänderungen hervorgerufen. Die Energiepreise und deren temporale Entwicklung sind Bestimmungsfaktoren für die Energienachfrage. So wird durch den Preis der Ausgleich von Angebot und Nachfrage koordiniert. Steigende Preise für CO₂-intensive Güter etwa sind daher zur Erreichung von Klimaschutzziele aufgrund ihrer Lenkungswirkung notwendig.

182. Die Beurteilung der Energiekostenentwicklung wird durch die verschiedenen Interessenlagen der Akteure in der politischen Diskussion erschwert. Deshalb schlägt die Expertenkommission vor, die Energiekostenbelastung an Hand gesamtwirtschaftlich aggregierter Indikatoren zu beurteilen. Die Grundidee solcher Indikatoren ist es, die Gesamtausgaben des Letztverbrauchs ins Verhältnis zur Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes (BIP) zu setzen. Diese Darstellung erlaubt eine von Verteilungsfragen unabhängige Beurteilung der Energiekostenentwicklung und bildet zugleich eine Grundlage für Fragen bezüglich der Bezahlbarkeit der Energieversorgung.

7.2 Preise und Kostenentwicklungen

183. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung präsentiert im Kapitel „Energiepreise und Energiekosten“ eine große Fülle von Preisindizes für verschiedene Energieträger und Kundengruppen. Diese lassen aber kaum Einschätzungen zur effizienten Ausgestaltung der Energieversorgung und zur allgemeinen Energiekostenbelastung zu. Es stellt sich vor allem die Frage, welche Schlüsse aus der deskriptiven Darstellung im Bericht über die Kosten der Energiewende gezogen werden können.

184. Begriffe wie „wettbewerbsfähige Preise“ oder „wirtschaftliche Tragfähigkeit“ sind im Monitoring-Bericht nicht eindeutig definiert. Wenn solche Begriffe verwendet werden, bedürfen sie einer Operationalisierung: Wann sind Schwellen der Belastbarkeit der Haushalte und Unternehmen erreicht, wann und für welche Verbrauchergruppen sind Preise nicht mehr bezahlbar oder wann ist die internationale Wettbewerbsfähigkeit gefährdet?

185. Ineffizienzen und damit volkswirtschaftliche Kosten entstehen nur dann, wenn zum Beispiel marktmächtige Unternehmen überhöhte Margen durchsetzen oder staatliche Eingriffe die Preise verzerren, insbesondere wenn diese nicht optimal ausgestaltet sind. Umgekehrt kann ein höherer Preis, beispielsweise für Strom aufgrund des Emissionshandels, auch durch externe Kosten begründet sein. Damit sind volkswirtschaftlich die externen Kosten internalisiert und werden im besten Fall effizient vermieden. Es kann daher durchaus sein, dass ein höherer Preis mit niedrigeren volkswirtschaftlichen Kosten einhergeht. Die Interpretation von Preisen als Indikator für volkswirtschaftliche Kosten ist daher nicht eindeutig.

186. Zu beachten ist, welche Preise und Preisbestandteile überhaupt durch die deutsche Energiepolitik beeinflusst werden. Viele Primärenergieträger werden auf Weltmärkten gehandelt. Die Preise spiegeln weltweite Entwicklungen wider, auf die Deutschland und die Europäische Union nur einen begrenzten Einfluss haben. Gleichzeitig leisten diese Energieträger einen großen Beitrag zum deutschen Primärenergieverbrauch.

187. Indikatoren zu gesamtwirtschaftlichen Energiekosten müssen vor diesem Hintergrund interpretiert werden. So muss vor allem identifiziert werden, auf welche Preisbestandteile durch die Energiepolitik überhaupt eingewirkt

wurde. Um diesen Sachverhalt in Zukunft besser beurteilen zu können, wäre es wünschenswert neben Angaben zu den Aggregaten künftig auch Daten zu den Komponenten wie Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Vertriebsmargen etc. zu erheben. Bereits vorliegende Vorschläge in diese Richtung wurden bisher nicht umgesetzt. Später wird auf diese Problematik noch einmal gesondert eingegangen.

188. Die statistische Erhebung von Preisindikatoren ist mit methodischen Herausforderungen verbunden. So werden die Indikatoren durch Umfragen, Abrechnungsunterlagen von Energieversorgern oder durch Marktanalysen (Angebotspreise von Händlern) ermittelt. Oftmals werden standardisierte Abnahmemengen und Verbrauchsprofile unterstellt, die nur für wenige Verbraucher wirklich relevant sind. Schließlich gibt es auch immer ein hohes Maß an Preisanonymität (Geschäftsgeheimnis), weil weder die Lieferanten noch die Kunden gerne ihre Preise öffentlich machen. Entsprechend gelangen die verfügbaren Energiepreisveröffentlichungen zu teilweise deutlich abweichenden Ergebnissen.

189. Angesichts dieser Schwierigkeiten muss das Monitoring auf die Transparenz der zugrundeliegenden Preisberechnungsmethodik sowie die Belastbarkeit der herangezogenen Datenquellen großen Wert legen. Neben der Nachvollziehbarkeit der verwendeten Datenquellen sind auch die ihnen zugrundeliegenden Berechnungsgrundlagen auszuweisen. Sonst sind die Indikatoren kaum interpretierbar und die aus den Indikatoren abgeleiteten Aussagen nicht belastbar.

190. Die Aussagefähigkeit der Preis- und Kostenentwicklungen in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie der Industrie ist weiterhin durch deren heterogene Struktur eingeschränkt. Sehr unterschiedliche Wirtschaftszweige sind in diesen Sektoren zusammengefasst. Hier spielen die Darlegung von Verbrauchsbändern oder der Größe der Sektoren eine wichtige Rolle. Die durchschnittlichen Werte geben nur sehr grobe Anhaltspunkte auf die tatsächlichen Entwicklungen.

191. Auch im privaten Sektor werden durch die Konstruktion von Musterhaushalten im Energiekostenbereich sowie durch den Rückgriff auf Durchschnittswerte unnötige Einschränkungen gemacht. In der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe des statistischen Bundesamtes liegen repräsentative

Energiekostenbelastungen von Haushalten bereits vor. Die Indikatoren zu den Energiekosten der privaten Haushalte werden insbesondere zur Diskussion der sozialen Aspekte der Energiewende herangezogen. Die Expertenkommission möchte dazu drei Dinge anmerken:

- Die Darstellung von Indikatoren aus konstruierten Musterhaushalten wird der Frage nach der Belastbarkeit beziehungsweise Akzeptanz nicht gerecht.
- Falls Ausgleichsmaßnahmen für bestimmte Haushalte vorgesehen werden, darf die Möglichkeit nicht außer Acht bleiben, dass die Lenkungswirkungen steigender Energiepreise ausgehebelt werden. Dies ist übrigens auch im Bereich der Industrie problematisch.
- Höhere Energiekosten von Haushalten sind nicht direkt einem Nutzerverlust gleichzusetzen. Auf die gewünschte Internalisierung externer Kosten durch höhere Energiepreise wurde ja bereits hingewiesen. Auch wenn Haushalte neue, stromverbrauchende Produkte nachfragen, kann dies den Anteil der Ausgaben für Energie am Einkommen steigern, ohne dass dadurch der Nutzen der Haushalte zurückgeht.

192. Historisch gesehen hat Deutschland im europäischen Vergleich in vielen Bereichen hohe Energiepreise. Die im Monitoring-Bericht zitierten Preisdaten von Eurostat sind zwar konsistent, aber nicht ohne weiteres vergleichbar, denn die Länder unterscheiden sich im Hinblick auf die Energiebesteuerung, die Energiemarktregulierung, die Wettbewerbsintensität und die Erzeugungsstrukturen. Die Interpretation von internationalen Energiepreisen wird auch durch die begrenzte Vergleichbarkeit verschiedener Abnahmefälle beziehungsweise Verbrauchertypen erschwert. Hier spielen beispielsweise die heterogenen Industrieverbrauchsstrukturen sowie Strukturunterschiede bei „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ eine Rolle. Auch bei Privathaushalten sind die Durchschnittspreise wesentlich durch unterschiedliche Bestandteile getrieben, die die Vergleichbarkeit beeinflussen.

EEG-Vergütungen und der Merit-Order Effekt

193. Die EEG-Vergütungen sind zuletzt deutlich gestiegen. Dies hat Auswirkungen auf die EEG-Umlage. Der im Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende formulierte Maximalwert der EEG-Umlage von 3,5 ct/kWh wird

in den nächsten Jahren deutlich überschritten. Vor allem der rasante Ausbau der Photovoltaikkapazitäten hat in den letzten Jahren zu diesem massiven Anstieg beigetragen. Handlungsbedarf ergibt sich dadurch in verschiedenen Bereichen. So sollte eine integrierte Sichtweise auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und den induzierten Ausbau von Netzen sowie Speichern entwickelt werden. Dadurch können Anreize zu einem sinnvollen Ausbau geschaffen werden. Auch der Zubaukorridor im Bereich der Photovoltaik sollte stärker beachtet werden, um den Ausbau mittelfristig zu verstetigen.

Die Quantifizierung des **Merit-Order Effekts** durch den Ausbau der erneuerbaren Energien beruht auf Modellen und hängt entsprechend vom gewählten Modellansatz, den getroffenen Annahmen und dem empirisch zugrunde gelegten Zeitraum ab. Damit sind die entsprechenden Angaben mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Dies gilt erst recht für den langfristigen Merit-Order Effekt sowie die damit zusammenhängenden Auswirkungen, wie Investitionsanreize für steuerbare Kraftwerke.

Entlastungsregelungen für die energieintensive Industrie

194. Die Entlastungsregelungen für die Industrie sind ein weiterer Einflussfaktor auf die Energiepreise. Ein grundlegendes Problem solcher Regelungen neben ihrer fallweisen Notwendigkeit sind die Verzerrungswirkungen an der Schnittstelle zwischen den begünstigten und den nicht-begünstigten Endabnehmern. Während die begünstigten Unternehmen weniger Anreize zur Optimierung ihres Elektrizitätsbezugs haben und eventuell sogar den Elektrizitätsbezug steigern, um in den Genuss der Begünstigungen zu gelangen, haben die nicht-begünstigten Unternehmen damit begonnen, den damit verbundenen Wettbewerbsnachteilen gegenüber ihren inländischen Konkurrenten zu entgegnen.

195. Aus Sicht der Expertenkommission sollten die Ausnahmeregelungen deutlich sorgfältiger begründet werden. Dabei ist darzustellen, ob die betroffenen Industrien die Bedingungen erfüllen, unter denen die Ausnahmeregelungen gesamtwirtschaftlich sinnvoll sind. Zentrale Frage ist, in wieweit energiepolitische Maßnahmen tatsächlich zur Abwanderung von Unternehmen und den von ihnen ausgehenden Emissionen ins Ausland führen (Leakage). Hierbei ist zu beachten, dass neben den Energiekosten viele andere Aspekte für die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen relevant

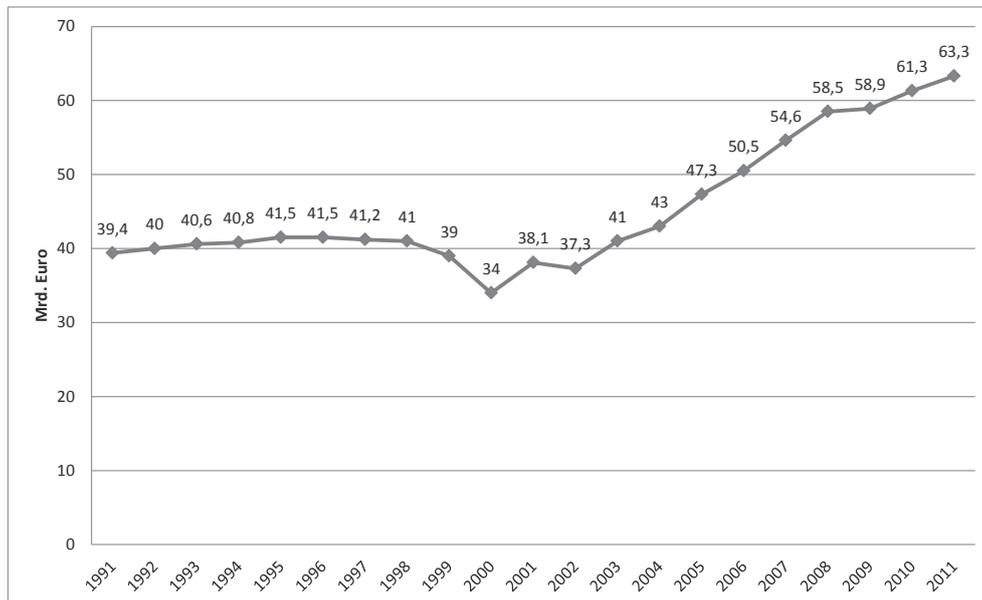
sind, etwa Marktnähe, Produktivität, Arbeitskosten, Verfügbarkeit qualifizierter Arbeitskräfte, Steuern, Regulierung, Gläubigerschutz, öffentliche Infrastruktur, Rechtssicherheit, politische Stabilität etc. Oberflächlich sind insbesondere Wirtschaftszweige betroffen, die in intensivem internationalen Wettbewerb stehen. Hier ist aber stärker darauf abzustellen, ob diese Sektoren tatsächlich nicht in der Lage sind, energiebedingte Kostensteigerungen weiterzugeben. Dazu sollte erstens dargelegt werden, unter welchen Voraussetzungen durch Ausnahmeregelungen gesamtwirtschaftliche Vorteile entstehen. Zweitens muss geprüft werden, ob diese Voraussetzungen bei den begünstigten Sektoren und insbesondere den begünstigten Unternehmen erfüllt sind. Bisher sind diese Beurteilungskriterien offenkundig noch nicht strikt angewendet worden.

7.3 Energiekostenbelastung am Beispiel der Elektrizitätsversorgung

196. Angesichts der Fülle von Preisindizes für verschiedene Energieträger und Kundengruppen im Monitoring-Bericht kann die generelle Energiekostenbelastung kaum eingeschätzt werden. Wir schlagen deshalb vor, die Belastung der Energieversorgung an Hand gesamtwirtschaftlich aggregierter Indikatoren zu beurteilen. Dies soll am Beispiel der Elektrizitätsversorgung im Folgenden dargestellt werden.

197. Die Gesamtausgaben für Elektrizität der Letztverbraucher werden vom Statistischen Bundesamt erhoben. Diese beruhen auf der Statistik „Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Stromhändler“. Bei der Statistik handelt es sich um eine Primärerhebung, d.h. eine Totalerhebung unter „allen Unternehmen und Betrieben der Elektrizitätsversorgung.“ [Destatis, 2012f] Die Erhebungen umfassen allerdings nicht die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität (z.B. Blockheizkraftwerke oder die industriellen Stromerzeugungsanlagen). Der Anteil der Eigenerzeugung in Industriekraftwerken am gesamten Stromverbrauch – soweit statistisch erfasst – lag nach Einschätzung der Expertenkommission zwischen den Jahren 1991 und 2011 relativ konstant bei ca. 10 %. Dieser Anteil und die dazugehörigen Ausgaben für Elektrizität werden in den folgenden Ausführungen vernachlässigt, sollten jedoch in kommenden Berichten berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 6).

Abb. 7-1: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität von 1991 bis 2011



Quellen: Erlöse aus dem Stromabsatz gemäß [Destatis, 2012g] abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren (§10 und ab dem Jahr 2011 §9 StromStG) gemäß [BMF, 2012a]. (Eigene Darstellung)

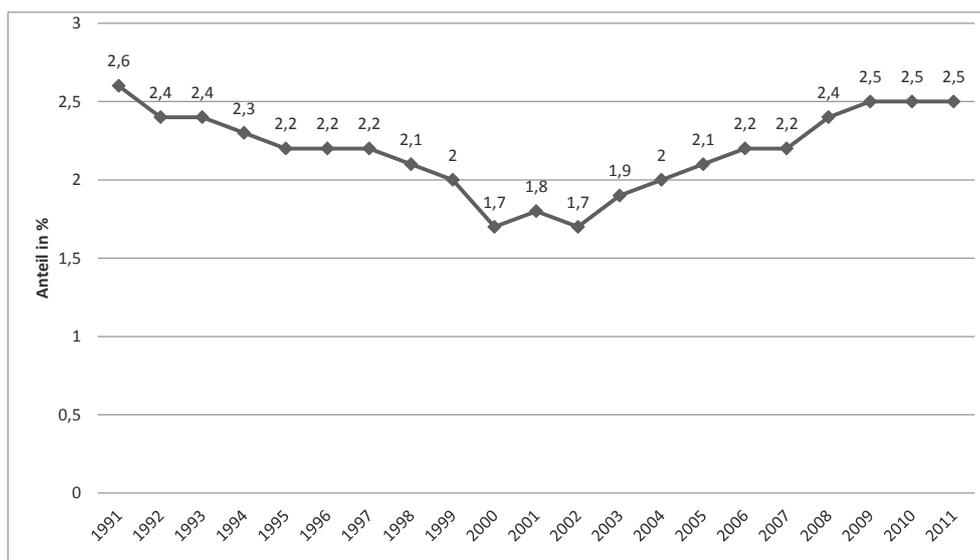
198. Der vom Statistischen Bundesamt ermittelte Verlauf der Gesamterlöse aus dem Absatz von Elektrizität an Letztverbraucher ist für die Jahre 1991 bis 2011 in Abb. 7-1 dargestellt. Die Erlöse beinhalten neben den Arbeits- sowie Leistungs- und Verrechnungsentgelten auch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben (Stromsteuern, Konzessionsabgaben, EEG Umlage usw.) aber keine Mehrwertsteuer¹³. Den Verlauf der Gesamtausgaben kann man grundsätzlich in 3 Perioden unterteilen: (1) In der Periode von 1991 bis 1998 verharren die aggregierten Ausgaben relativ stabil auf einem Niveau von ca.

¹³ Die Erlöse des Stromabsatzes des Statistischen Bundesamtes beinhalten Stromsteuervergünstigungen, die im nachträglichen Entlastungsverfahren gewährt und zunächst vom Stromlieferanten erhoben werden (§10 und ab dem Jahr 2011 §9 StromStG). Die Gesamthöhe der jährlichen Entlastung durch den Spitzenausgleich ist in den Subventionsberichten der Bundesregierung [BMF, 2012a] dokumentiert und wurde von den Erlösangaben des Statistischen Bundesamtes abgezogen.

39 bis 41 Mrd. Euro. (2) Mit der Strommarktliberalisierung im Jahr 1998 sinken sie vorübergehend bis auf ein Minimum von 34 Mrd. Euro im Jahr 2000. (3) Nach der kurzen Phase fallender Ausgaben liegen diese bereits im Jahr 2003 wieder auf dem Niveau von 1998 und steigen in der Folge kontinuierlich. Im Jahr 2011 erreichen sie schließlich einen Rekordwert von 63,6 Mrd. Euro.

199. Wie ist dies im Sinne einer Belastung der Volkswirtschaft einzuordnen? Dazu kann der Anteil der Elektrizitätsausgaben gemessen am nominalen Bruttoinlandsprodukt herangezogen werden. Dieser bewegt sich im gesamten Zeitraum deutlich unterhalb der Drei-Prozent-Marke (vgl. Abb. 7-2). Beginnend im Jahr 1991 sinkt der Anteil der Ausgaben für Elektrizität kontinuierlich von 2,6 % auf ein Minimum von 1,7 % im Jahr 2000. Von da an steigen die Ausgaben im Durchschnitt überproportional zum BIP. Der Anteil der Elektrizitätsausgaben liegt im Jahr 2011 wieder fast auf dem Niveau von 1991 (2,5 %).

Abb. 7-2: Anteil der aggregierten Letztverbraucherenausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt in den Jahren 1991 bis 2011



Quellen: [Destatis, 2012g], [Destatis, 2012h] (Eigene Darstellung)

200. Vor dem Hintergrund dieser Betrachtung kommt die Expertenkommission zur Einschätzung, dass sich der Anstieg der Preise für Elektrizität in der aggregierten Sichtweise für den Zeitraum bis einschließlich 2011 nicht so dramatisch zeigt, wie in der Öffentlichkeit oft dargestellt.

201. Diese Aussage sollte jedoch nicht zur Sorglosigkeit verleiten. Betrachtet man die einzelnen Komponenten der Gesamtausgaben, so zeichnen sich heute schon die zu erwartenden Ausgabensteigerungen ab. Tab. 7-1 zeigt die Kernbestandteile der aggregierten Ausgaben für Elektrizität des Jahrs 2011. Im Wesentlichen kann man zwischen drei Kategorien der Ausgaben unterscheiden:

- Staatlich induzierte Elemente (Steuern, Abgaben und Umlagen)
- Staatlich regulierte Elemente (Netzentgelte)
- Marktgetriebene Elemente (Erzeugung und Vertrieb)

202. Zu den direkt staatlich induzierten Elementen gehören die Stromsteuer, die Konzessionsabgabe, der KWK-Aufschlag und die EEG-Umlage (EEG-Differenzkosten). Der relative Anteil dieser staatlich induzierten Ausgabenelemente liegt im Jahr 2011 bereits bei knapp 35 %, wobei hier der Löwenanteil den EEG-Umlagen zuzuschreiben ist. Nach der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber vom 15.10.2012 ist bis 2013 mit einem Anstieg der EEG-Vergütungen auf 20 Mrd. Euro zu rechnen. Mit der Ausweitung der KWK-Förderung durch die KWKG-Novelle 2012 ist perspektivisch zwar mit einem Anstieg der KWK-Umlage zu rechnen, jedoch ist die maximale jährliche Förder-summe auf 750 Mio. Euro pro Jahr gedeckelt. Die im Jahr 2012 erstmals erhobene Umlage nach § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) stellt eine reine Umverteilung dar und erhöht die aggregierten Ausgaben nicht. Demnach ist diese Umlage in der hier vorgeschlagenen Systematik der Berechnungsgrundlage irrelevant. Schließlich wird ab dem Jahr 2013 eine Offshore-Haftungsumlage in Höhe von maximal 750 Mio. Euro erhoben.

203. Die Netznutzungsentgelte der Verteilnetze lagen im Jahr 2011 laut Angaben der BNetzA bei 15 Mrd. Euro, die Entgelte für die Übertragungsnetze hingegen bei 2,2 Mrd. Euro. Seit Einführung der Regulierung im Jahr 2006 sind die Netzentgelte stetig gesunken. Dies dürfte jedoch eine vorübergehende Phase gewesen sein, die im Übrigen auch von Sondereffekten geprägt war. Bereits im Jahr 2012 wurden die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber um 16,7 % und die der Verteilnetzbetreiber um knapp 8,9 % erhöht [BNetzA/BKartA, 2012]. Auch für das Jahr 2013 haben die Netzbetreiber die Entgelte flächendeckend erhöht. Weitere Erhöhungen der Entgelte ergeben sich perspektivisch z.B. durch Vergütungen für abschaltbare Lasten, steigende

Kosten aus der Zahlung vermiedener Netzentgelte, der flächendeckenden Markteinführung von intelligenten Zählern sowie dem notwendigen Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur insgesamt.

Tab. 7-1: Aggregierte Ausgaben der Elektrizitätsversorgung nach Bestandteilen im Jahr 2011

	Mrd. Euro	Anteil %	Anmerkungen
Gesamtausgaben	63,6	100,0	[1]
Staatlich induzierte Elemente	22,0	34,5	
Davon			
Stromsteuern	7,2	11,4	[2]
Konzessionsabgaben	2,2	3,4	[3]
EEG-Umlage (EEG-Differenzkosten)	12,3	19,4	[4]
KWK-G	0,2	0,3	[5]
Staatlich regulierte Elemente	17,6	27,7	
Davon			
Netzentgelte Übertragungsnetz	2,2	3,5	[6]
Netzentgelte Verteilnetz	15,4	24,2	
Marktgetriebene Elemente	24,0	37,8	
Davon			
Marktwert EEG-Strom	4,4	6,9	[7]
Erzeugung und Vertrieb	19,6	30,9	[8]

Quellen: [1] [Destatis, 2012g] abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß [BMF, 2012a], [2] [Destatis, 2012i], [3] Schätzung auf Basis [Destatis, 2012j] und [Destatis, 2012k], [4] [BMU, 2012c], [5] [ÜNB, 2012b], [6] [BNetzA, 2012e], [7] [ÜNB, 2011], [8] Residuum. (Eigene Berechnungen)

204. Ein immer kleiner werdender, aber dennoch wichtiger Posten der Gesamtausgaben, wird durch das Geschehen an den Strommärkten bestimmt. Gemessen an den aggregierten Ausgaben liegt der Anteil des freien Marktgeschehens im Jahr 2011 bei nur etwa 37,8 %. Dieser Posten ist nochmals zu unterteilen in die Vermarktungserlöse des EEG-Stroms und die Erlöse, die durch den Vertrieb von Strom und insbesondere durch die Erzeugung in konventionellen Kraftwerken erwirtschaftet werden. Die Entwicklung der Vermarktungserlöse des EEG-Stroms und die Entwicklung der EEG-Umlage sind unmittelbar mit den Entwicklungen der Strompreise verknüpft. Bei hohen

Strompreisen steigen auch die spezifischen und absoluten Vermarktungserlöse des EEG-Stroms und die EEG-Umlage sinkt entsprechend. Infolge dieser Arithmetik und einer Betrachtung der Ausgaben im Aggregat ist es daher unerheblich, ob die Vermarktungserlöse des EEG-Stroms hoch oder niedrig sind. Im Ergebnis führt das lediglich zu einer Verschiebung innerhalb der Positionen, die Ausgaben werden im Aggregat jedoch nicht gemindert. Nach derzeitigem Marktdesign führt die Verdrängung der konventionellen Stromerzeugung durch den EEG-Strom zusammen mit dem dadurch induzierten Merit-Order Effekt der erneuerbaren Energien dazu, dass Mittel- und Spitzenlastkraftwerke immer weniger betriebswirtschaftlich rentabel zu betreiben sind. Darüber hinaus bestehen beim aktuellen Strompreisniveau kaum Anreize in neue Kraftwerke zu investieren. Somit ist davon auszugehen, dass das Strompreisniveau entweder durch weitere Subventionstatbestände oder marktendogene Entwicklungen aus Knappheitssituationen steigen wird.

205. Es ist wahrscheinlich, dass die aggregierten Elektrizitätsausgaben in den kommenden Jahren weiter überproportional zum nominalen Bruttoinlandsprodukt steigen werden. Dafür ist längst nicht nur der weitere Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten verantwortlich. Künftig könnten sich der Ausbau von Netzen und Speichern sowie die Ausgaben für die Marktintegration (z.B. Zahlungen im Rahmen von Kapazitätsmechanismen) zu weiteren Kostentreibern der Elektrizitätsversorgung entwickeln. Ein Großteil der zukünftigen Ausgaben ist aber heute schon determiniert und kann nicht mehr beeinflusst werden.

206. Zwar verspricht der Umbau der Elektrizitätsversorgung in langfristiger Perspektive eine gesamtwirtschaftlich kostenattraktive Elektrizitätsversorgung, doch wenn dies mit einem vorerst weiter überproportionalen Anstieg der Endverbraucherausgaben für Elektrizität verbunden ist, ist mit einer Verschärfung von Verteilungskonflikten zu rechnen. Dies kann sowohl zu politischem Widerstand gegen die ambitionierte Ausgestaltung der Energiewende führen als auch zu Ausweichreaktionen der Endverbraucher.

207. Zu den Ausweichreaktionen gehören die gewollte Verbesserung der Nutzungseffizienz, aber auch die Einstellung stromintensiver Prozesse und eine vermehrte Eigenerzeugung. Die Eigenstromerzeugung beziehungsweise -nutzung ist eine wirksame Strategie zur Vermeidung von Stromkostenbelas-

tungen, die mit steigenden Elektrizitätspreisen zunehmend an Attraktivität gewinnt. Wenn nämlich einmal eine Eigenversorgung aus Solaranlagen, Wärmepumpen, Notstrom- und KWK-Anlagen, Energiespeichern etc. installiert ist, bleiben die individuellen Strombezugskosten auf absehbare Zeit gedeckelt.

208. Mit den genannten Ausweichreaktionen sinken die aggregierten Elektrizitätskosten zunächst nicht. Sie verteilen sich dann allerdings auf eine geringere Stromabsatzmenge. Mit anderen Worten: viele Stromverbraucher müssen mit weiter steigenden Elektrizitätskosten rechnen, was den Trend zu Ausweichreaktionen verstärken dürfte. Dabei ist zu bedenken, dass solch ein Trend wegen der selbstverstärkenden Effekte dann unter Umständen kaum noch politisch zu stoppen wäre. Im Extremfall könnte eine Situation eintreten, in der die aktuell geplanten Investitionen in die öffentliche Elektrizitätsversorgung – Offshore-Kraftwerke, Übertragungs- und Verteilnetze, Backup-Kapazitäten und Stromspeicher – auf keine entsprechende Elektrizitätsnachfrage stoßen und damit am künftigen Bedarf vorbei errichtet werden. Da solche zunächst noch latenten Entwicklungen Auswirkungen auf die Kosten der öffentlichen Elektrizitätsversorgung haben, sollten sie künftig mit den Monitoring-Berichten beobachtet werden.

8 Gesamtwirtschaftliche Effekte

Das Wichtigste in Kürze

Unzweifelhaft ist die Energiewende ein gesamtwirtschaftlich herausforderndes Projekt für den umweltfreundlichen Umbau der Energieversorgung eines Industrielandes. Um die mit der Energiewende verbundenen gesamtwirtschaftlichen Effekte zu analysieren, wird ein Analysekonzept benötigt. Dafür stehen grundsätzlich ökonomische Modelle zur Verfügung, die den Status-quo mit kontrafaktischen Szenarien vergleichen.

Für den ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung werden verabredungsgemäß keine Modelle eingesetzt. Daraus folgt ein eklektisches Vorgehen zur Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Effekte. Die Expertenkommission schlägt dazu drei Analyseebenen vor: die Ebene der volkswirtschaftlichen Aggregate, z.B. Arbeitsplätze, Investitionen und Preisniveau, die Ebene der ökonomischen Effizienz bei der Energiebereitstellung und -nutzung unter Berücksichtigung der externen Kosten sowie die Ebene der gesamtwirtschaftlichen Dynamik mit Pfadabhängigkeiten.

Im Kontext der ersten Ebene handelt es sich bei der Energiewende um ein langfristig angelegtes Investitionsprogramm, welches sich von einem kurzfristigen Konjunkturprogramm unterscheidet. Bezüglich der zweiten Ebene kann man von einer volkswirtschaftlich effizienten Energiepolitik schon deshalb nicht sprechen, weil neben dem Postulat der ökonomischen Effizienz weitere Entscheidungsdimensionen eine Rolle spielen. Die dritte Ebene der Pfadabhängigkeiten lässt erkennen, dass die deutsche Volkswirtschaft auf einen ökologischen Entwicklungspfad eingeschwenkt ist.

209. Mit der Energiewende ist eine grundlegende Umgestaltung sowohl der Energieversorgung als auch der Energienutzung verbunden. In einem hochentwickelten Land wie Deutschland durchdringt die Energieversorgung fast alle Bereiche der Volkswirtschaft und des öffentlichen Lebens. Daher sind spürbare volkswirtschaftliche Auswirkungen der Energiewende zu erwarten.

210. Die Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende erfordert ein fundiertes Konzept, welches im ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung noch nicht erkennbar ist. Angesichts der Herausforderungen

eines solchen Unterfangens ist dies durchaus verständlich. Stattdessen stellt der Monitoring-Bericht eine Reihe mehr oder weniger volkswirtschaftlich interessanter Einzelaspekte dar.

211. Zur Strukturierung der Aussagen des Monitoring-Berichtes können aus Sicht der Expertenkommission drei Ebenen unterschieden werden. Diese drei Ebenen sind:

- Ebene volkswirtschaftlicher Aggregate wie Wirtschaftswachstum, Investitionen, Arbeitsplätze, Zahlungsbilanz, Preisniveau, Staatshaushalt
- Ebene der gesellschaftlichen Wohlfahrt unter Einschluss der externen Effekte
- Ebene der gesamtwirtschaftlichen Dynamik mit Innovationen und Pfadabhängigkeiten

212. Vor dem Hintergrund der Komplexität der volkswirtschaftlichen Verflechtungen gibt es praktisch keine einzelwirtschaftliche Entwicklung, die nicht gleichzeitig auch entgegengesetzte Auswirkungen auf volkswirtschaftliche Aggregate hat. Beispielhaft seien hier die Beschäftigungseffekte in den „grünen“ Sektoren durch die Energiewende genannt, denen gleichzeitig Beschäftigungsrückgänge in anderen Sektoren gegenüberstehen, oder die „schöpferische Zerstörung“ von Innovationen. Um von partialen Betrachtungen zu gesamtwirtschaftlichen Effekten zu gelangen, muss die volkswirtschaftliche Analyse Anpassungsreaktionen, Rückwirkungen und verstärkende Effekte in vor- und nachgelagerten Märkten im In- und Ausland berücksichtigen. Im Endeffekt kommt es auf die **Identifizierung von Nettoeffekten**, verglichen mit einer kontrafaktischen Situation, an.

213. Die Zusammenführung der verschiedenen Dimensionen zu einer Netobetachtung ist allerdings nicht ohne **modellbasierte Berechnungen** möglich. Es wären also volkswirtschaftliche Modelle einzusetzen. Solche Modelle gibt es in beträchtlicher Zahl. Sie sind aber komplex und daher schwer kommunizierbar. Außerdem sind die Ergebnisse von den unterstellten Wirkungszusammenhängen und exogenen Annahmen abhängig und daher oftmals nicht eindeutig. Die Methodenvielfalt führt zur Angreifbarkeit der Ergebnisse. Ohne die begründete Festlegung auf einen bestimmten volkswirtschaftlichen Modelltyp können die Nettoeffekte daher nur qualitativ diskutiert werden.

8.1 Volkswirtschaftliche Aggregate

214. Wie der Monitoring-Bericht ausführt, ist die Energiewende ein kontinuierlicher Prozess, der Auswirkungen auf die volkswirtschaftlichen Aggregate Wirtschaftswachstum, Investitionen, Arbeitsplätze, Zahlungsbilanz, Preisniveau, Staatshaushalt hat. Bei Vorliegen entsprechender Arbeitsmarktreserven mit geeignet qualifizierten Bewerberinnen und Bewerbern ist beispielsweise ein entsprechendes Beschäftigungswachstum verbunden. Wie bei jedem Konjunkturprogramm müssen aber die Auswirkungen betrachtet werden, wenn die politischen Impulse beendet sind. Eine volkswirtschaftliche Analyse der Investitions- und Beschäftigungswirkungen der Energiewende müsste daher die Nachhaltigkeit der ausgelösten Einflüsse auf die volkswirtschaftlichen Aggregate berücksichtigen.

215. In Bezug auf die Beschäftigungseffekte der Energiewende macht der Monitoring-Bericht deutlich, dass eine genaue Bezifferung nur durch modellbasierte Simulationen möglich ist, etwa durch die Analyse von Input-Output Daten. Unabhängig davon sind die dargestellten Brutto-Beschäftigungseffekte schlechte Indikatoren, weil es auf die Nettoeffekte ankommt. Wenn eine effiziente Energieversorgung Wachstum fördert, dann wird dies einen positiven Nettoeffekt auf die Beschäftigung haben. Im Gegenzug kann eine hohe Beschäftigung allein auch auf Ineffizienzen in energierelevanten Branchen hinweisen.

8.2 Gesellschaftliche Wohlfahrtsmaximierung

216. Daraus ergeben sich zentrale Aspekte mit gesamtwirtschaftlicher Bedeutung: Die direkten Kosten der Energiewende für Haushalte und Unternehmen, die Effekte auf die vor- und nachgelagerten Märkte, die Vermeidung von externen Kosten durch eine umweltverträglichere Energieversorgung, die Generierung von Innovationen und Produktivitätssteigerungen, welche zu Veränderungen im Wachstumspotential der Gesamtwirtschaft führen.

217. Indikatoren für die Kostenentwicklung der Energiewende setzen sich im Monitoring-Bericht aus verschiedenen Komponenten zusammen. All diese Betrachtungen bleiben jedoch sektoral beziehungsweise partial in dem Sinne,

dass Anpassungen in anderen Sektoren nicht berücksichtigt werden. Eine makroökonomische Bewertung ist damit nicht möglich.

218. Auch der gesamtwirtschaftliche Nutzen der Energiewende ist durch eine Vielzahl von Komponenten charakterisiert. Dabei ist die Vermeidung von Energieimporten als Nutzenindikator im Monitoring-Bericht kritisch zu diskutieren (vgl. Kapitel 6.4). Die Vermeidung externer Kosten ist ein zentraler Nutzenaspekt der Energiewende. Quantifizieren lassen sich die externen Kosten mangels eindeutiger Marktpreise, beispielsweise für Schadstoffemissionen oder nukleare Abfälle, jedoch kaum – zumindest nicht mit einem breiten Konsens. Der Monitoring-Bericht beschreibt dieses Problem richtigerweise recht ausführlich. In der aktuellen Situation mit klaren politischen Zielen, aber verschiedenen sich teilweise überlappenden Instrumenten zur Internalisierung externer Kosten (Emissionshandel, Energiesteuern, Kraftstoffsteuern), ist eine Quantifizierung der externen Klimakosten weder möglich noch notwendig, und auch nicht zielführend. Das Treibhausgasziel ist politisch legitimiert und durch Wissenschaft und Forschung bestätigt. Dieses berücksichtigt die gesamtgesellschaftliche Bedeutung des Klimaschutzes angemessen. Sofern die Entwicklungspfade entlang dieser Zielsetzungen erreicht werden, kann dies in einem Monitoring als eine angemessene Berücksichtigung der diesbezüglichen externen Kosten gewertet werden. Wichtiger ist vielleicht die Frage, ob weitere externe Effekte noch nicht die Aufmerksamkeit erfahren, die Ihnen zusteht, beispielsweise andere Luftschadstoffe oder die Probleme bei der Kühlwassernutzung von Kraftwerken.

219. Um die gesellschaftliche Wohlfahrt zu maximieren, sind alle Entscheidungen im Bereich der Energiepolitik unter dem Gesichtspunkt der Effizienz zu treffen. Dabei sind die externen Kosten zu berücksichtigen. Die generelle Effizienz der Energieversorgung kann unter anderem durch Indikatoren zur Wettbewerbsintensität, zur Ausübung von Marktmacht, zur Auflösung von Informationsasymmetrien zwischen Anbietern und Nachfragern beziehungsweise Anbietern und Regulierer und zur korrekten und einheitlichen Bepreisung oder regulatorischen Internalisierung von externen Effekten abgebildet werden. Es ist auch zu fragen, ob die beschlossenen Maßnahmen die entsprechenden Ziele zu geringstmöglichen Kosten erreichen. So zeigt sich im Bereich der Klimapolitik, dass dies häufig nicht der Fall ist. Einzelne Maßnahmen sind mit impliziten CO₂-Vermeidungskosten in dreistelliger Höhe pro Tonne CO₂ ver-

bunden. Allerdings liegen gleichzeitig Einsparpotentiale vor, die einen Klimaschutzbeitrag zu geringen Zusatzkosten versprechen würden. Künftige Monitoring-Berichte sollten genaue Analysen der Ursachen dieser Effizienzdefizite vorlegen, beziehungsweise begründen, warum diese Maßnahmen trotzdem ergriffen wurden. Werden volkswirtschaftliche Ineffizienzen beseitigt, sinken nicht nur die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung, sondern auch die betriebswirtschaftlichen Kosten und somit die gesamte Energiekostenbelastung.

Weiterhin können regulatorische Ineffizienzen und schlecht ausgestaltete energiepolitische Maßnahmen, innerhalb wie außerhalb der Energiewende, Gründe für eine ineffiziente Energiebereitstellung sein. Aber auch Politikversagen kann die Kosten nach oben treiben. Ein plastisches Beispiel für möglicherweise verzerrte Investitionsanreize kann die derzeitige Diskussion über Kapazitätsmärkte sein. Von Seiten des Regulierers wird in Aussicht gestellt, dass zukünftig Stromerzeuger für Investitionen in Erzeugungskapazitäten entlohnt werden sollen, um Engpässe zu vermeiden. Allein schon die Ankündigung einer zukünftigen Subvention hat bereits das Potential, die heute ohnehin erkennbare Investitionszurückhaltung zu verstärken. Die Warnung vor Kapazitätsengpässen aus der Politik kann somit zur selbsterfüllenden Prophezeiung werden. Solche Anreizstrukturen drohen bei der Vielfalt der Aufgaben der Energiepolitik, welche die Energiewende mit sich bringt, in Vergessenheit zu geraten. Der vermeintliche Handlungsdruck darf nicht zu regulatorischen Kompromissen verleiten.

220. Schon vor den Beschlüssen zur Energiewende war die Energiepolitik in Deutschland selten am Kriterium der Effizienz orientiert. Dies hätte nämlich bedeutet, dass alle Maßnahmen an ihren spezifischen Kosten zur Verringerung von Treibhausgasen hätten gemessen werden müssen, wobei die Kernenergie als eine zwar klimafreundliche, doch politisch ausgeschlossene Option nicht in Frage kommt. Dieses Postulat erscheint derzeit politisch unrealisierbar. Vielmehr entsteht der Eindruck, dass die Effizienz der Energiewende als Ganzes hinter der Propagierung plakativer Unterziele zurückstehen muss.

Das kann am Beispiel der **Investitionen** erläutert werden. Der Monitoring-Bericht rechnet „zusätzliche Investitionen“ zu den Vorteilen der Energiewende. Allerdings sind „zusätzliche Investitionen“ nicht notwendigerweise wohl-

fahrtssteigernd. Fehlgeleitete Investitionen vernichten Kapital, welches nutzenbringender in anderen Bereichen angelegt oder konsumiert werden könnte.

8.3 Wachstumseffekte und Pfadabhängigkeiten

221. Die Energieversorgung ist kapitalintensiv und von besonders langen Planungshorizonten geprägt. Die Investitionen in Kraftwerke und Netze aus den 1960er und 1970er Jahren prägen die Struktur der Energieversorgung noch heute. Solch eine langfristige Wirkung, welche wiederum zukünftige Entscheidungen beeinflusst, wird als **Pfadabhängigkeit** bezeichnet. Diese Pfadabhängigkeit spiegelt sich auch in der Entwicklung von Technologien. Bereits entwickelte Technologien mit großem Anwendungsbereich verfügen über größere Ressourcen zugunsten von Forschung und Entwicklung, mehr Investitionen und politisches Lobbying als neue, bisher noch nicht verbreitete Technologien.

222. Aufgrund der Pfadabhängigkeiten bei Investitionen und Technologieentwicklung kann es geboten sein, politische Anreize für den Wechsel zu einem grüneren Entwicklungspfad zu setzen. Das gilt insbesondere in Situationen, wenn umfangreiche Modernisierungen der Energieversorgungsinfrastruktur ohnehin notwendig sind. Es kommt also auch auf den Zeitpunkt an, denn die Markteintrittschancen neuer Technologien sind über die Zeit nicht gleichverteilt (Window of Opportunity).

223. Seit der Energiemarktliberalisierung besteht die Tendenz zu Eingriffen der Ordnungsgeber in Entscheidungen von Privaten. Diese Tendenz ist wegen des fehlenden Detailwissens über die komplexen Zusammenhänge problematisch. Besonders schwierig wird es bei Eingriffen in Entwicklungen, die stark durch Innovationen geprägt werden, weil die mit Innovationen verbundenen Änderungsgeschwindigkeiten die politischen Zeitskalen überschreiten. Dies wurde zuletzt am Beispiel der Regulierung im Bereich der Photovoltaik sichtbar.

224. Die Pfadabhängigkeit im Bereich der Forschung und Entwicklung bringt die Gefahr mit sich, dass einmal getroffene Entscheidungen die zukünftigen Entwicklungsmöglichkeiten einengen und potentiell sinnvolle Innovationen sich nicht mehr durchsetzen können. Dank des EEG konnten die erneuerbaren Energietechnologien in den letzten zwanzig Jahren ihre Marktanteile kräftig

erweitern. Damit soll eine Dynamik angestoßen werden, die wiederum private Forschungsinvestitionen nach sich zieht und eine sich selbst tragende Entwicklung einleitet. Ohne die staatlichen Hilfen hätten diese Technologien trotz der höheren Kostenreduktionspotentiale kaum einen erfolgreichen Innovationswettbewerb mit den konventionellen Energieerzeugungstechnologien erreichen können. Die langfristigen Kosten der Erreichung von klimapolitischen Zielen wären in diesem Fall unnötig hoch. Diese Pfadabhängigkeit rechtfertigt eine Förderung etwa von Forschung und Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien.

225. Patentanmeldungen für saubere Energietechnologien zeigen seit den 1990er Jahren die gestiegene Bedeutung der Umweltprobleme und der Umweltpolitik für die Innovationsdynamik. Darauf weist der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung hin. Die Expertenkommission gibt aber zu bedenken, dass die reine Entwicklung von Patenten für saubere Energietechnologien noch nichts darüber aussagt, wie diese Dynamik im Vergleich zur Entwicklung nicht-grüner Patente zu beurteilen ist und inwieweit grüne Technologien auch wirklich adaptiert wurden. Ob sich Deutschland somit auf den Weg zu einem grüneren Wachstumspfad begibt, kann aus diesen Informationen alleine nicht abgeschätzt werden.

226. Staatliche Forschungsförderung ist grundsätzlich volkswirtschaftlich sinnvoll, da der Gesellschaft durch Innovationen meist ein größerer Nutzen entsteht als die Gewinne, die ein forschendes Unternehmen für sich in der Bilanz verbuchen kann. Ohne staatliche Unterstützung wird folglich zu wenig geforscht. Insbesondere am Beginn von Innovationsketten, bei denen erst später verwertbare Produkte entstehen, ist mit zu geringer privater Forschungsleistung zu rechnen. Grüne Innovationen tragen zudem dazu bei, umweltbezogene externe Kosten erst gar nicht entstehen zu lassen.

Der Monitoring-Bericht hebt den Anstieg der staatlichen Forschungsförderung im Bereich der Energieforschung hervor. Allerdings wird nicht klar, inwiefern dies zu einer Zunahme oder Verdrängung privater Forschungsleistung führt. Auch bleibt unklar, ob entsprechende Mittel an anderer Stelle gekürzt wurden und somit nur eine Umverteilung der Forschungsförderung stattgefunden hat.

227. Andererseits ist gerade die Kernenergie ein Beispiel dafür, dass die staatliche Forschungsförderung gelegentlich auf wenig erfolgreiche Technolo-

gien setzt. So wurden staatliche Forschungsbeträge in Milliardenhöhe in die Entwicklung des Hochtemperaturreaktors und des Schnellen Brüters gesteckt, während der am Markt erfolgreiche Leichtwasserreaktor vergleichsweise bescheidene öffentliche Forschungsgelder erhalten hatte.

228. Unzweifelhaft ist die Energiewende ein gesamtwirtschaftlich herausforderndes Projekt für den umweltfreundlichen Umbau der Energieversorgung eines Industrielandes. Das deutsche Konzept erscheint weltweit in der Zielsetzung einmalig. Der Umbau des Energiesystems verspricht Deutschland auf einen grünen Wachstumspfad zu führen. Doch ist dieses Projekt mit wirtschaftlichen Risiken verbunden und verursacht vorerst zusätzliche Kosten. Umso wichtiger ist es, dass die gewünschten Veränderungen effizient durchgeführt und ausgestaltet werden. Nur so können die langfristigen Chancen der Energiewende sich voll entfalten.

9 Koordination der deutschen und europäischen Klima- und Energiepolitik

Das Wichtigste in Kürze

Die Transformation des Energiesystems in Deutschland ist eng mit der europäischen Klimaschutzpolitik verbunden. Das europäische Emissionshandelssystem und das sogenannte Effort Sharing mit nationalen Zielvorgaben bilden einen übergeordneten Rahmen. Bei der Verfolgung der nationalen Klimaschutzziele ist dieser Rahmen zu beachten und mögliche Interdependenzen sind zu prüfen.

Das EU-Emissionshandelssystem ist durch einen starken Preisverfall für Emissionsrechte gekennzeichnet, so dass Anreize für Emissionsreduktionen dadurch kaum noch gesetzt werden. Neben der Verfolgung nationaler Zielsetzungen ist daher das Augenmerk auch auf die Wiederherstellung der Funktionstüchtigkeit des Emissionshandels, insbesondere auch in längerer Perspektive, zu legen.

Neben der Klimapolitik gibt es auch europäische Interdependenzen der deutschen Energiewende in der Energiepolitik. Insbesondere der Kernenergieausstieg hat Auswirkungen auf die Elektrizitätsversorgung der Nachbarländer. Deswegen sollte das Monitoring auch beispielsweise die dargebotsunabhängige Erzeugung in den Nachbarländern sowie Loop-Flows erfassen.

9.1 Klimapolitik

229. Die Transformation des Energiesystems in Deutschland und anderen Ländern Europas ist eng mit der europäischen Gemeinschaftsebene verbunden. Im Folgenden werden die Entwicklung des europäischen Emissionshandelssystems [EU, 2009b] sowie des Effort Sharings [EU, 2009c] beschrieben, die die europäische Klimapolitik aufspannen. Beide sind für die Klimaschutzziele der Bundesregierung von erheblicher Bedeutung.

230. Bis zur Mitte des Jahrhunderts strebt die Europäische Union an, im Sinne des 2°-Ziels nach der Klimarahmenkonvention ihre Treibhausgasemissionen um 80-95 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Eine konkrete Selbstverpflichtung besteht für das Jahr 2020 mit einer Minderung um mindestens 20 %.

Die Richtlinie zum Emissionshandel begrenzt die Treibhausgasemissionen für alle in Europa erfassten Anlagen der Energiewirtschaft, der emissionsintensiven Industrie sowie des Luftverkehrs auf maximal 1.720 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2020. Dieses Ziel entspricht einer Reduktion um 21 % gegenüber dem Bezugsjahr 2005 und wird auf Gemeinschaftsebene verfolgt. Durch den grenzüberschreitenden Handel mit Emissionsberechtigungen, aber auch die Anrechnung internationaler Klimaschutzmaßnahmen, können sich somit Auswirkungen auf die Erreichbarkeit nationaler Ziele ergeben, die auch dem Energiekonzept der Bundesregierung mit Bezug auf den Koalitionsvertrag zugrunde gelegt wurden [CDU/CSU/FDP, 2009].

231. Der Emissionshandel setzt Anreize, die Emissionen mit den geringsten Vermeidungskosten zu vermindern. Durch den gesamteuropäischen Emissionsdeckel entsteht ein Preis für Emissionen. Marktteilnehmer mit im Vergleich zu den CO₂-Zertifikatpreisen höheren Vermeidungskosten werden folglich Emissionsberechtigungen kaufen, Marktteilnehmer mit niedrigeren Vermeidungskosten Emissionen einsparen und gegebenenfalls nicht benötigte Zertifikate verkaufen. So werden Emissionen automatisch zuerst in denjenigen Mitgliedsstaaten und Sektoren des Emissionshandelssystems reduziert, wo die niedrigsten Vermeidungskosten bestehen. Deshalb laufen nationalstaatliche Maßnahmen zur weitergehenden Reduktion von Emissionen in diesen Sektoren ins Leere, da die Gesamtmenge an Emissionen für die gesamte EU begrenzt ist.

232. Das Effort Sharing adressiert für die nicht dem Emissionshandel unterliegenden Bereiche nationale Minderungsziele¹⁴. Für Deutschland wurde eine Zielmarke von 14 % bis 2020 gegenüber dem Jahr 2005 vereinbart.

233. Vor diesem Hintergrund ist die Festlegung eines (Gesamt-)Reduktionsziels für Deutschland im Sinne der politischen Kommunikation zu interpretieren. Gleichzeitig ist die absolute Höhe des 40 %-Ziels aus Sicht der Experten-

¹⁴ Dabei werden in gewissem Umfang länderübergreifende Maßnahmen und Gutschriften aus internationalen Klimaschutzprojekten anerkannt, sowie ein Handel mit Emissionsberechtigungen zwischen EU-Mitgliedstaaten zugelassen.

kommission als starkes Signal zu verstehen, dass die Bundesregierung mehr für den Klimaschutz tun möchte als nach den europäischen Vereinbarungen erforderlich. Denn die Verpflichtungen des Effort Sharing und des europäischen Emissionshandelssystems (bei gleichmäßiger Verteilung) führen in der Summe dazu, dass Deutschland seine Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 bis 2020 nur um etwa 33% reduzieren muss.

234. Hier treten zwei Optionen in den Vordergrund: Zum einen eine einseitige Verschärfung der nationalen Ziele in den Sektoren außerhalb des Emissionshandels über das Niveau hinaus, das durch das europäische Effort Sharing vorgegeben wurde. Zum anderen eine Erhöhung des europäischen Treibhausgaseminderungsziels von 20 % auf 30 %. Letzteres würde zu einer entsprechenden Anhebung der Vermeidungsziele im Emissionshandelssystem und im Effort Sharing für alle Mitgliedsstaaten führen. Dabei sollte dies nach Möglichkeit mit internationalen Vereinbarungen Hand in Hand gehen.

235. Die Zielsetzungen des Energiekonzeptes der Bundesregierung sind dazu geeignet, die angestrebten Treibhausgasreduktionen in Deutschland zu erzielen. Dies gilt auch für die damit verbundenen europäischen Regelungen mit quantitativen Zielen (z.B. die Richtlinien zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien, zur Energieeffizienz oder zur Verminderung der CO₂-Emissionen von Pkw). Dabei führen die Ziele der Bundesregierung voraussichtlich zu einer Übererfüllung des im europäischen Treibhausgasemissionshandel Deutschland anteilig zuzurechnenden Reduktionsziels bis zum Jahr 2020. Die aus dem Strombereich resultierenden Überschüsse dürften sich in einer Größenordnung von etwa 30 Mio. t CO₂-Äq bewegen.

236. Neben den oben beschriebenen Verdrängungswirkungen im EU-Emissionshandelssystem ist auch die Interaktion des Emissionshandels mit den nationalen Förderinstrumenten zu berücksichtigen. Dabei kann eine sinnvoll ausgestaltete Förderung von erneuerbaren Energien neben dem Emissionshandelssystem, etwa zur Förderung von grünen Innovationen, durchaus ökonomisch geboten sein. Dies setzt eine richtige Dosierung der beiden Instrumente voraus.

237. Die Entwicklung des europäischen Emissionshandels in den letzten Jahren zeigt, dass augenblicklich kaum Anreize zur Emissionsvermeidung bestehen. Die Preise für Emissionszertifikate sanken zur Jahreswende 2011/2012

erneut deutlich und pendeln seither unterhalb von 10 Euro/t [DEHSt, 2012; ZEW/KfW, 2012]. Grund hierfür sind weniger die Interaktion mit anderen Maßnahmen zur Emissionsreduktion im Bereich der Energieeffizienz beziehungsweise der erneuerbaren Energien, sondern insbesondere die Rezession in Europa, die zu einem Überangebot von Zertifikaten führte, sowie auch die Erwartungen für die nächsten Jahre.

Nach Angaben der Europäischen Kommission beläuft sich der Überschuss an Emissionsberechtigungen¹⁵ aus den Jahren 2008 bis 2011 auf über 400 Millionen Berechtigungen. Durch zusätzliche Gutschriften aus internationalen Projekten beträgt der kumulierte Überschuss inzwischen fast eine Milliarde Emissionsberechtigungen. Vor allem aufgrund der konjunkturellen Aussichten und der Möglichkeit, den bestehenden Emissionsrechteüberhang in die im Jahr 2013 beginnende dritte Handelsperiode zu übertragen (sogenanntes Banking), ist von einem weiteren Anstieg der Überschüsse auf bis zu 2 Mrd. auszugehen, was etwa den gesamten Emissionsberechtigungen für das Jahr 2013 entspricht. Ohne politische Eingriffe scheint es deshalb ausgeschlossen, dass sich in den nächsten Jahren wieder ein höheres Preisniveau einstellt. Werden mit Blick auf das langfristige Treibhausgas-Reduktionsziel von 80 bis 95 % bis 2050 in Europa kurzfristig stärkere Emissionsreduktionen erforderlich, so bestehen mehrere Möglichkeiten: das Stilllegen überschüssiger Zertifikate, die Festlegung von Preisuntergrenzen und die Einigung auf ein ambitionierteres Gemeinschaftsziels für das Jahr 2020 und insbesondere darüber hinaus.

238. Bei anhaltend niedrigen Zertifikatspreisen ist zu erwarten, dass weiterhin Anreize zur Erschließung von Klimaschutzpotentialen aus dem EU-Emissionshandel ausbleiben. Davon betroffen sind Maßnahmen mit geringen Kosten (speziell im Bereich der Energieeinsparung und -effizienz), die aufgrund bestehender Transaktionskosten nicht realisiert werden. In der Folge werden gegebenenfalls Strukturen nicht rechtzeitig aufgebaut, die ein effizientes Erreichen der Klimaschutzziele in den Folgejahren ermöglichen.

¹⁵ Eine Emissionsberechtigung entspricht der Befugnis zur Emission von einer Tonne Kohlendioxidäquivalent in einem bestimmten Zeitraum.

239. Schließlich ist der Emissionsrechtehandel als Finanzierungsquelle für Klimaschutzmaßnahmen relevant, denn nach der Europäischen Emissionshandelsrichtlinie sollen mindestens 50 % der Erlöse aus der Versteigerung von Emissionsberechtigungen zweckgebunden verwendet werden. Deutschland ist mit der Ausstattung des Energie- und Klimafonds noch einen Schritt weiter gegangen [Bundestag, 2011c]. Die Versteigerungserlöse fließen vollständig dem Fonds zu, aus dem Maßnahmen in folgenden Bereichen finanziell gefördert werden können¹⁶ (§ 2 EKFG):

- Energieeffizienz,
- erneuerbare Energien,
- Energiespeicher- und Netztechnologien,
- energetische Gebäudesanierung,
- nationaler Klimaschutz,
- internationaler Klima- und Umweltschutz,
- Entwicklung der Elektromobilität.

240. Dabei kann es sich um Forschung und Entwicklung oder die Förderung der Umsetzung konkreter Maßnahmen handeln (z.B. Energieeffizienzfonds, Markteinführungsprogramm zur Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien).

241. Nach den Planungen der Bundesregierung vom Juni 2011 sollte die Mittelausstattung des Fonds, der seit der gesetzlichen Änderung vom Juli 2011 ausschließlich aus Versteigerungserlösen gespeist wird, von jährlich 300 Mio. Euro im Jahr 2011 über ca. 780 Mio. Euro im Jahr 2012 auf 3,3 Mrd. Euro im Jahr 2013 steigen [Bundesregierung, 2012]. Die tatsächliche Mittelausstattung blieb jedoch deutlich hinter den Erwartungen zurück. Nachdem für 2012 zunächst Zertifikatspreise von 17 Euro/t angesetzt wurden, ging das Bundesfinanzministerium im März 2012 davon aus, dass im Mittel nur

¹⁶ Zudem können aus dem Sondervermögen ab 2013 Zuschüsse in Höhe von bis zu 500 Mio. Euro jährlich an stromintensive Unternehmen zum Ausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen gewährt werden. Nach dem derzeitigen Wirtschaftsplan laut EKFG ist kein derartiger Zuschuss vorgesehen.

7,50 Euro erzielt werden dürften [BMF, 2012b]. Im Rahmen der Haushaltsplanung für 2013 kalkuliert die Bundesregierung mit etwa 10 Euro/t beziehungsweise Einnahmen von 2 Mrd. Euro. Sie fallen damit um mehr als ein Drittel geringer aus als ursprünglich geplant.

242. Ohne eine aktive politische Veränderung der derzeitigen Rahmenbedingungen ist nicht zu erwarten, dass sich die Einnahmensituation in den Folgejahren deutlich verbessern wird. Aufgrund der Bedeutung des Energie- und Klimafonds für die finanzielle Förderung von Maßnahmen in wichtigen Bereichen der Energieeffizienz (u. a. energetische Gebäudesanierung), für den Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmemarkt sowie die Entwicklung der Elektromobilität erfordert dies eine stetige Finanzierungsgrundlage. Dies können die Einnahmen aus dem Emissionshandel nicht bieten.

9.2 Energiepolitik

243. Neben den Wechselwirkungen der europäischen und nationalen Klimaschutzinstrumente sind auch die Wechselwirkungen in anderen Bereichen zu beachten. So beruht der beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergie auf nationalen Entscheidungen, die weder mit der Kommission der Europäischen Union noch mit den Regierungen und Energieversorgern der unmittelbar benachbarten Länder abgestimmt wurden. Die Bundesregierung kann sich hier auf die ihr im Rahmen des Lissabon-Vertrags zustehende Entscheidungskompetenz im Bereich der Energiepolitik berufen.

244. Doch wegen der nicht unerheblichen europäischen Verknüpfung, insbesondere mit der Elektrizitätswirtschaft im benachbarten Ausland, sollte das Monitoring künftig auch die Situation in den Nachbarländern erfassen. Es könnten sich daraus unter Umständen Herausforderungen für den Fortgang der nationalen Energiewende ergeben. Wir empfehlen, dass die künftigen Monitoring-Berichte daher insbesondere den relativen Umfang der steuerbaren Lasten in den Nachbarländern sowie Ringflüsse/Loop-Flows aufgreifen.

245. Durch die Marktintegration der Strommärkte verschiedener Nachbarländer mit dem deutschen Stromgroßhandelsmarkt übertragen sich die nationalen Preisimpulse auf das Ausland. Wenn in Deutschland ein reichlich vorhandenes Angebot an erneuerbarer Elektrizität einen dämpfenden Effekt auf

die Großhandelspreise ausübt, werden ausländische Stromhändler vermehrt in Deutschland einkaufen, was zu einem Anstieg der deutschen Elektrizitätsexporte führt. Das Umgekehrte ist für den Fall einer geringen Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu erwarten. Ähnlich wie in Deutschland führt der Ausbau erneuerbarer Energien auch im Ausland zu einer Verdrängung steuerbarer Erzeugungskapazitäten. Werden aber Kraftwerksinvestitionen im Ausland unattraktiver, schwindet die Möglichkeit, im Bedarfsfall auf ausländische Erzeugungskapazitäten zurückgreifen zu können. Momentan sind entsprechende Veränderungen noch nicht empirisch beobachtbar, doch langfristig könnten sich daraus Rückwirkungen auf die Elektrizitätsversorgungssicherheit in Deutschland ergeben. Der Umfang der steuerbaren Lasten im benachbarten Ausland bezogen auf die maximale Last in den entsprechenden Versorgungsgebieten ist ein möglicher Indikator. Wir empfehlen, den für die Stromversorgungssicherheit vorgeschlagenen Indikator (vgl. Kapitel 6) entsprechend um die europäische Dimension zu erweitern.

246. Die räumlichen Entfernungen zwischen den Standorten der (Offshore-) Windkraft und den Stromverbrauchszentren in der Mitte und im Süden Deutschlands belasten nicht nur die nationalen Hoch- und Höchstspannungsnetze, sondern auch die Stromnetze der Nachbarländer. Ein Teil der von Nord nach Süd transportierten Elektrizität fließt über polnische, niederländische und französische Netze, wobei diese Stromflüsse kaum kalkulierbar sind. Daher müssen an den Grenzkuppelstellen zusätzliche Sicherheitsreserven bereitgestellt werden, die dann nicht mehr für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel zur Verfügung stehen. Zugegebenermaßen ist es nicht einfach, diese Effekte zu quantifizieren, doch zeigen Wortmeldungen aus dem benachbarten Ausland, dass sich hier ein relevantes Problem für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt entwickeln könnte. Wir gehen davon aus, dass sich die europäische Regulierungsagentur Agency for Cooperation for European Regulators (ACER) in Verbindung mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) sich dieses Problems annimmt.

247. Zusammenfassend empfiehlt die Expertenkommission, in künftigen Monitoring-Berichten der Bundesregierung, die europäische Dimension stärker zu berücksichtigen. Denn der Ausbau erneuerbarer Energien und die Weiterentwicklung von Infrastrukturen – nicht nur in Deutschland, sondern auch in den anderen EU-Staaten – führt zu einem komplexeren Energie- und Manage-

mentsystem und erfordert eine stärkere Vernetzung. Eine gute bi- und multilaterale Abstimmung kann dabei zu erheblichen Effizienzgewinnen bei der Transformation des europäischen Energiesystems führen.

10 Quantitative Ziele des Energiekonzepts und Wechselwirkungen

Das Wichtigste in Kürze

Das Oberziel der Reduktion der Treibhausgasemission bis 2020 würde beim Erreichen aller Unterziele erfüllt. Dies lässt sich aus den Beiträgen der Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe sowie aus den jeweils auf Effizienzmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien entfallenden Anteilen ableiten. Sollten einzelne Unterziele verfehlt werden, ist zu prüfen, ob es Kompensationsmöglichkeiten durch die Übererfüllung anderer Unterziele gibt. Die Expertenkommission stellt hierzu einige grundsätzliche Überlegungen darüber an, in welchem Umfang eine intrasektorale oder intersektorale Kompensation denkbarer Zielverfehlungen möglich ist.

Weil das Energiekonzept im Zeitablauf vermutlich weiter konkretisiert und ergänzt werden wird, sollte die Kompatibilität der Unterziele regelmäßig überprüft werden. Die Betrachtung möglicher Zielverfehlungen in Einzelbereichen und deren Kompensierbarkeit durch andere Bereiche lässt Schlüsse auf besonders relevante Handlungsfelder zu.

Die Betrachtung der Konsequenzen möglicher Zielverfehlungen zeigt, dass die gegenseitigen Kompensationspotentiale begrenzt sind. Exemplarisch wird dies anhand der Einsparziele im Sinne von einfachen Wenn-dann-Beziehungen verdeutlicht. Aus diesen Analysen ergibt sich die Schlussfolgerung, dass die Senkung des Energiebedarfs im Wärmemarkt eine besonders kritische Rolle spielt.

Weitergehende Analysen und die Bewertung der Energiewende als Ganzes sollten einen stärkeren Fokus im Fortschrittsbericht im Jahr 2014 erhalten.

248. Das Energiekonzept vom September 2010 und die Beschlüsse vom Juni 2011 werden vermutlich im Zeitablauf sukzessive konkretisiert und ergänzt (wie es mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2012 schon geschehen ist). Deshalb sollten im Rahmen des Monitorings regelmäßig die Kompatibilität und Robustheit der Ziele sowie die Zielorientierung der Maßnahmen überprüft werden. Dies gilt für das gesamte Zielsystem wie für den hier interessierenden Bereich der energiemengenbezogenen Ziele. Die Betrachtung möglicher Zielverfehlungen in Einzelbereichen und deren Kompensierbarkeit durch andere

Bereiche lässt Schlüsse auf besonders relevante Handlungsfelder zu. Dabei geht es in der vorliegenden Stellungnahme der Expertenkommission zum ersten Monitoring-Bericht um einige grundsätzliche Überlegungen und nicht um die Betrachtung möglicher Szenarien und Maßnahmenbündel. Dies wird Gegenstand des für 2014 vorgesehenen Fortschrittsberichtes sein.

Tab. 10-1: Ziele zur Reduktion des Energiebedarfs und zum Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020

Primärenergieverbrauch	-20% gegenüber 2008
Endenergieverbrauch Strom	-10% gegenüber 2008
Endenergieverbrauch Verkehr	-10% gegenüber 2005
Endenergieverbrauch Wärme/Kälte ¹⁷	
davon Gebäude	-20% gegenüber 2008
Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung	25%
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch	18%
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	35%
Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Kraftstoffe	10%
Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte	14%

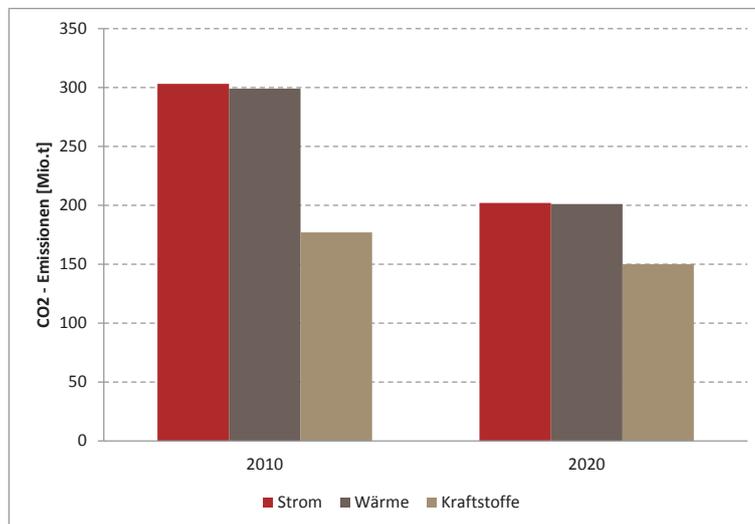
249. Ausgangspunkt der Überlegungen sind die in Kapitel 1 formulierten Oberziele „Senkung der Treibhausgasemissionen“ und „Ausstieg aus der Kernenergie“. Dabei wird unterstellt, dass mit dem Treibhausgasminderungsziel angesichts des CO₂-Anteils an den gesamten Treibhausgasemissionen von 87 % (2010) eine entsprechende Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen verbunden ist. In Tab. 10-1 sind dazu die wesentlichen Zielsetzun-

¹⁷ Für den Endenergieverbrauch für Prozesswärme/-kälte aus Brennstoffen (d.h. ohne den Einsatz von Strom für Prozesswärme), ist kein explizites Ziel formuliert. Daher wurde im Weiteren eine ähnliche Reduktion wie für den Endenergieverbrauch für Gebäude angenommen. Dies orientiert sich an der angestrebten Erhöhung der Energieproduktivität im Energiekonzept der Bundesregierung, ist aber auch für das Ziel von Bedeutung, bis zum Jahr 2020 einen Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme von 14 % zu erreichen.

gen in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien für das Jahr 2020 zusammengestellt.¹⁸

250. Es kann gezeigt werden, dass die Zielvorgaben zur Senkung des Energiebedarfs und zum Ausbau der erneuerbaren Energien ein sicheres Erreichen des Klimaschutzziels ermöglichen. So liegen die erforderlichen **CO₂-Reduktionen** in der Strom- und Wärmebereitstellung etwa auf gleicher Höhe, aber deutlich über der Emissionsminderung im Verkehr (vgl. Abb. 10-1). Dabei wurde berücksichtigt, dass sich die CO₂-Faktoren für Strom, Wärme und Kraftstoffe unterscheiden und im Zeitverlauf ändern. Daher wurden für 2020 plausible Annahmen getroffen.

Abb. 10-1: Aufteilung der CO₂-Emissionen für die Jahre 2010 und 2020



Quelle: Eigene Berechnungen

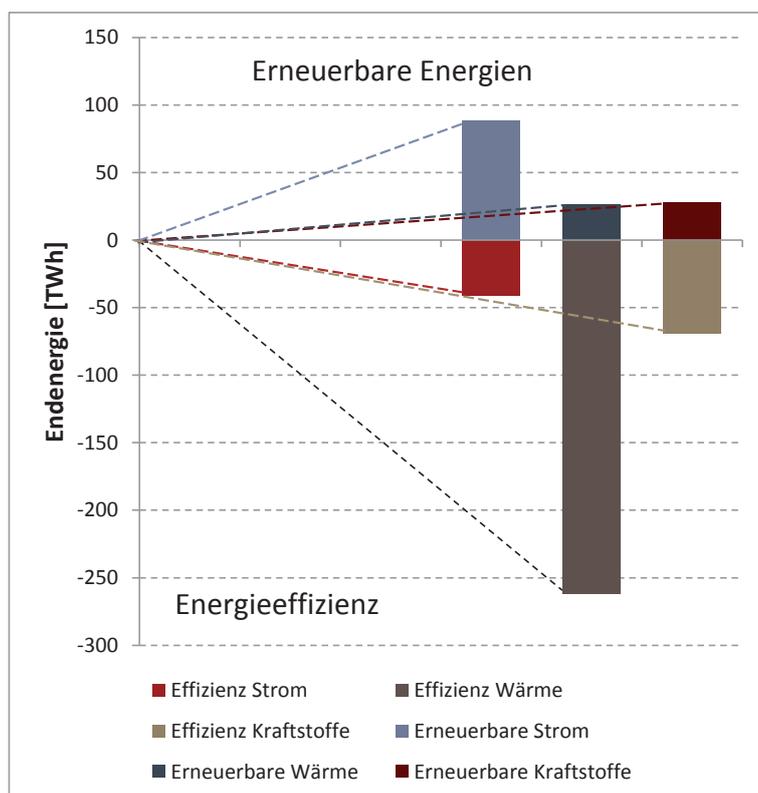
251. Aus dem Zielsystem für 2020 folgt, dass zur Reduktion der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung der Ausbau erneuerbarer Energien von

¹⁸ Die Ziele werden durch weitere quantitative Unterziele (zur energetischen Sanierungsrate von Gebäuden, zum Ausbau der Windenergienutzung auf See usw.) sowie qualitative Ziele ergänzt. Zur exakten Zieldefinition vgl. jeweils die einschlägigen Quellen und gesetzlichen Regelungen.

gleicher Bedeutung ist wie die Nachfrageverringering und der Ausbau der fossilen Kraft-Wärme-Kopplung. Im Kraftstoff- und Wärmebereich dominiert hingegen die Verbrauchsreduktion. Die Erneuerbaren tragen hier nur ein Viertel (Kraftstoffe) beziehungsweise weniger als 10 % (Wärme) bei.

252. Abb. 10-2 verdeutlicht dies anhand der korrespondierenden **Veränderung des Endenergieverbrauchs**. Während der Zuwachs der erneuerbaren Stromerzeugung höher ausfällt als die Reduktion des Stromverbrauchs, ist es in den anderen beiden Sektoren umgekehrt. Der Wärmemarkt ist dabei von besonderer Bedeutung, denn hier muss mit Abstand das größte Einsparpotential mobilisiert werden (70 % vom Rückgang des gesamten Endenergieverbrauchs).

Abb. 10-2: Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2020 gegenüber 2010



Quelle: Eigene Berechnungen

253. Auf dieser Basis lassen sich einige grundsätzliche Überlegungen darüber anstellen, in welchem Umfang eine **intrasektorale oder intersektorale Kompensation** denkbarer Zielverfehlungen möglich ist¹⁹. Exemplarisch sei dies anhand der Einsparziele im Sinne von einfachen Wenn-dann-Beziehungen verdeutlicht: Gesetzt den Fall, der Stromverbrauch läge im Jahr 2020 unverändert auf dem Niveau des Jahres 2010, müssten ceteris paribus mehr als 40 TWh Strom CO₂-frei (durch erneuerbare Energien) und/oder in entsprechend größerem Umfang CO₂-ärmer (durch eine verstärkte Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und Erdgas) erzeugt werden, um den Beitrag des Stromsektors zum Erreichen des Klimaschutzziels aufrecht zu erhalten. Dies dürfte bei einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien auch möglich sein.

254. Für Wärme und Kraftstoffe herrschen dagegen andere Substitutionsbeziehungen zwischen Energieeffizienz und erneuerbaren Energien. Das hängt damit zusammen, dass hier die Nutzung erneuerbarer Energien zu mehr als 90 % auf biogenen Ressourcen basiert. Im Verkehr führt das Einsparziel zu einer Abnahme des Endenergieverbrauchs gegenüber 2010 um 69 TWh, während sich der Beitrag regenerativer Kraftstoffe entsprechend der Zielvorgabe bereits knapp verdoppelt. Eine vollständige Kompensation des Effizienzziels würde deshalb mehr als eine Vervierfachung des gegenwärtigen Beitrags erneuerbarer Kraftstoffe erfordern. Das ist bis 2020 weder für biogene Kraftstoffe aufgrund von Potentialgrenzen im Inland und aus Gründen der Nachhaltigkeit noch für andere erneuerbare Alternativen wie Wasserstoff, Methan etc. aus infrastrukturellen und technologischen Gründen realistisch.

255. Im Wärmemarkt ist die Situation ähnlich wie im Verkehr, die Tragweite jedoch ungleich größer. So würde eine Verfehlung des 20 % Reduktionsziels für den Endenergieverbrauch um nur zwei Prozentpunkte die Erschließung des gesamten heimischen, nachhaltig nutzbaren Bioenergiepotentials für die Wärmebereitstellung erfordern. Grundsätzlich vorstellbar wäre zwar ebenfalls, einen Ausgleich durch die intensivere Nutzung solarer Wärme zu erreichen,

¹⁹ Die grundsätzliche Möglichkeit einer Kompensation durch Übererfüllungen außerhalb des Energiebereiches (Industrieprozesse, Landwirtschaft etc.) wird hier nicht betrachtet.

was aber einen Zubau in der Größenordnung von etwa 50 Mio. m² Kollektorfläche voraussetzte (Bestand 2010: 14 Mio. m² entsprechend 0,4 % Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme). Dazu müsste das Marktwachstum für Solar Kollektoren jährlich 20-30 % betragen. Analog gilt dies für die Nutzung von Erdwärme, die gegenwärtig mit etwa 0,5 % zur Deckung des Endenergieverbrauchs für Wärme beiträgt. In der Realität würde zwar auf einen Mix aller drei Ressourcen zurückgegriffen, die Beispiele zeigen jedoch, dass der Spielraum sehr begrenzt ist. Sollte das Einsparziel um mehr als fünf Prozentpunkte verfehlt werden, dürfte eine Kompensation durch mehr regenerative Wärme kaum noch möglich sein.

256. Neben der intrasektoralen Kompensation von Zielabweichungen besteht auch die Möglichkeit der intersektoralen Kompensation. Potentiale dürften bei einem Erreichen des Stromsparziels am ehesten aus diesem Sektor zur Verfügung stehen, um geringere Beiträge zum Klimaschutz aus dem Verkehr oder dem Wärmemarkt auszugleichen. Das erscheint aber wegen der großen Energiemengen im Wärmemarkt auch unter Kostengesichtspunkten nur sehr begrenzt möglich und sinnvoll.

257. Insgesamt lassen sich aus den vorstehenden Überlegungen trotz der vorgenommenen Vereinfachungen einige wesentliche **Schlussfolgerungen** ableiten:

1. Die Kompatibilität der quantitativen Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung ist für den betrachteten Zeithorizont des Jahres 2020 gegeben.
2. Die Ziele zu Energieeffizienz und erneuerbaren Energien müssen parallel erfüllt werden, um einerseits die Voraussetzungen für die Erreichbarkeit längerfristiger Ziele zu schaffen und andererseits, weil Zielverfehlungen in einzelnen Bereichen nur sehr eingeschränkt durch eine Übererfüllung in anderen Bereichen kompensiert werden können.
3. Dies gilt besonders für Zielverfehlungen bei der Reduktion des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kraftstoffe. Wegen der sehr viel größeren Bedeutung sollte dabei der politische Fokus auf der Energieeinsparung im Wärmesektor liegen.

258. Im **Fortschrittsbericht** sollten dazu weitergehende Analysen erfolgen und die Bewertung der Energiewende in all ihren Facetten einen stärkeren Fokus erhalten. Die Expertenkommission empfiehlt vertiefte Evaluationen der Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge mit verschiedenen ex-ante und/oder ex-post Analysemethoden. Sie bieten eine sinnvolle Ergänzung zum indikatoren-basierten Monitoring, vor allem im Bereich der Maßnahmenevaluation und der Vorausschau zur Energiewende. Durch ex-post-Studien lassen sich Kausalketten erkennen, die durch Indikatoren nicht abbildbar sind. Mit ex-ante-Analysen können daraus Lösungspfade für die wirkungsvolle Umsetzung der Energiewende aufgezeigt werden.

11 Literatur

- AGEB, 2011. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Statistische Effekte des Kernenergieausstiegs. In: Pressedienst der AG Energiebilanzen Nr. 10, 2011. Abrufbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=186&archiv&preview=true> [01.12.2012].
- AGEB, 2012a. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Energie in Zahlen. Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen. Hrsg. Hans-Joachim Ziesing, Rainer Görge, Uwe Maaßen, Michael Nickel et al. Berlin, 2012.
- AGEB, 2012b. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2011, Stand: September 2012. Abrufbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=139> [01.12.2012].
- AGEB, 2012c. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2011 nach Energieträgern. 2012. Abrufbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65> [01.12.2012].
- AGEB, 2012d. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Primärenergieverbrauch. Abrufbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=6> [20.11.2012].
- BDEW, 2012. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Investitionen der deutschen Stromversorger.
- BioKraftÄndG, 2009. Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen (BioKraftFÄndG), vom 15.07.2009, BGBl. I S. 1804 (Nr. 41), 3108. in Kraft seit dem 21.07.2009.
- BLWE, 2012. Bund-Länder Initiative Windenergie (BLWE): Überblick zu den landesplanerischen Abstandsempfehlungen für die Regionalplanung zur Ausweisung von Windenergiegebieten. Januar 2012.
- BMF, 2012a. Bundesministerium der Finanzen (BMF): Achtzehnter bis Dreiundzwanzigster Subventionsbericht. Berichte der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 1999 - 2012.

- BMF, 2012b. Bundesministerium der Finanzen (BMF): Bericht über die Tätigkeit des Sondervermögens "Energie- und Klimafonds" 2011 und über die 2012 zu erwartende Einnahmen- und Ausgabenentwicklung. Anlage 1 zur Vorlage des Bundesministeriums der Finanzen, Nr. 24/12. 1. März 2012.
- BMU, 2005. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Windkraftanlagen sind lediglich mit 0,3 Prozent am Flächenverbrauch beteiligt. Pressemitteilung des BMU, Nr. 242/05; Berlin, 09.09.2005.
- BMU, 2012a. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung, Berlin, Juli 2012.
- BMU, 2012b. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 20. Juli 2012, veröffentlicht im Bundesanzeiger am 08.08.2012.
- BMU, 2012c. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG. Unter Verwendung von durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichter Daten.
- BMU/BMELV, 2010. Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland - Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung, Berlin, September 2010.
- BMWi, 2012. Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität. Berlin, Juli 2012. (Monitoring-Bericht).
- BMWi/BMU, 2010. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 28. September 2010.
- BNetzA, 2011. Bundesnetzagentur (BNetzA): Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG. Bonn, 2011.

- BNetzA, 2012a. Bundesnetzagentur (BNetzA): Öffentliche Diskussion. Abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Bundesnetzagentur/MonitoringProzessEnergieZukunft/DokumenteOeffentlDiskussion/VorbereitungMonitoringbericht.pdf;jsessionid=AEA4445943FCEBF1A76BEC5AE5B858F6?__blob=publicationFile [30.11.2012].
- BNetzA, 2012b. Bundesnetzagentur (BNetzA): Biogas-Monitoring-Bericht 2012, Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß §37 GasNZV an die Bundesregierung zum 31.05.2012, Bonn.
- BNetzA, 2012c. Bundesnetzagentur (BNetzA): Kraftwerksliste (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen) Stand 09.11.2012. Abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html [01.12.2012].
- BNetzA, 2012d. Bundesnetzagentur (BNetzA): Bericht zum Zustand der leistungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12. Bonn, Mai 2012.
- BNetzA, 2012e. Bundesnetzagentur (BNetzA): Erlösobergrenzen. Persönliche E-Mail vom 17.09.2012.
- BNetzA/BKartA, 2012. Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA): Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn, 2012.
- BRD, 2010. Bundesrepublik Deutschland, Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Berlin, 04. August 2010.
- Bringezu, S., Bleischwitz, R. (Eds.), 2009. Sustainable Resource Management - Global trends, visions and policies. Wuppertal Institut. September 2009.
- Bundesregierung, 2002a. Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung. Januar 2002.
- Bundesregierung, 2002b. Perspektiven für Deutschland - Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung, 2002.

- Bundesregierung, 2011. Kabinettsbeschluss zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ vom 19.10.2011. Abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoring-prozess-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [28.11.2012].
- Bundesregierung, 2012. Internetseite der Bundesregierung. Abrufbar unter <http://www.bundesregierung.de/>.
- Bundestag, 2010. Deutscher Bundestag: Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen - 1.BImSchV) vom 26. Januar 2010 (BGBl. I S. 38).
- Bundestag, 2011a. Deutscher Bundestag: Entwurf eines Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP. Drucksache 17/6073, 06.06.2011.
- Bundestag, 2011b. Deutscher Bundestag: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Drucksache 343/11 S.168 vom 06.06.2011, Berlin.
- Bundestag, 2011c. Deutscher Bundestag: Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ (EKFG), vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1807), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. Juli 2011 (BGBl. I S. 1702).
- CDU/CSU/FDP, 2009. „Wir werden für Deutschland einen konkreten Entwicklungspfad festlegen und bekräftigen unser Ziel, die Treibhausgas-Emissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu senken.“ Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, Oktober 2009.
- DBFZ, 2012. Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse (Kurztitel: Stromerzeugung aus Biomasse). Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011 in Kooperation mit: Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. FZK: 03MAP138. März 2012.

- DEHSt, 2012. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt in Zusammenarbeit mit der KfW Bankengruppe: Versteigerung von Emissionsberechtigungen in Deutschland: Auswertungen und Hintergründe aus fünf Jahren Verkauf und Versteigerung am Übergang zur dritten Handelsperiode des EU-Emissionshandels. Berlin, Juni 2012.
- Destatis, 2011. Statistisches Bundesamt (Destatis): Umweltnutzung und Wirtschaft - Bericht zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen 2011. Wiesbaden, 2011.
- Destatis, 2012a. Statistisches Bundesamt (Destatis): Fachserie 18, Reihe 4, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Wiesbaden 2012.
- Destatis, 2012b. Statistisches Bundesamt (Destatis): Erhebungsbogen 066, Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung. Wiesbaden, 2012.
- Destatis, 2012c. Statistisches Bundesamt (Destatis): Fachserie 4 Reihe 6.4, Produzierendes Gewerbe Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Wiesbaden, 2012.
- Destatis, 2012d. Statistisches Bundesamt (Destatis): Fachserie 5, Reihe 3, Bestand an Wohnungen, 31. Dezember 2011, Wiesbaden 2012.
- Destatis, 2012e. Statistisches Bundesamt (Destatis): Website des Statistischen Bundesamts zur Umweltökonomischen Gesamtrechnung. Abrufbar unter www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Umwelt/Umwelt.html [20.11.2012].
- Destatis, 2012f. Statistisches Bundesamt (Destatis): Qualitätsbericht: Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Stromhändler. Wiesbaden, 2012.
- Destatis, 2012g. Statistisches Bundesamt (Destatis): Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Wiesbaden, 2012.
- Destatis, 2012h. Statistisches Bundesamt (Destatis): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Bruttoinlandsprodukt, Bruttonationaleinkommen, Volkseinkommen. Lange Reihen ab 1950. Wiesbaden, 2012.
- Destatis, 2012i. Statistisches Bundesamt (Destatis): Fachserie 14 Reihe 4: Finanzen und Steuern. Wiesbaden, 2012.

- Destatis, 2012j. Statistisches Bundesamt (Destatis): Staatliche Haushalte: Einnahmen der Stadtstaaten aus Konzessionsabgaben 2000 bis 2009. Wiesbaden, 2012.
- Destatis, 2012k. Statistisches Bundesamt (Destatis): Jahresrechnungsergebnisse der kommunalen Haushalte. Aufgabenbereich Wirtschaftliche Unternehmen, allgemeines Grund- und Sondervermögen, Einnahmen aus Konzessionsabgaben. Wiesbaden, 2012.
- DIN, 2010. Deutsches Institut für Normung (DIN): Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010.
- DIW, 2012. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW): Auto-Mobilität: Fahrleistungen steigen 2011 weiter. Von U.Kunert, S. Radke, B. Chlond und M. Kagerbauer. In: DIW Wochenbericht Nr. 27, 2012.
- DLR, IWES, IfnE, 2012. Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, 2012.
- Ecofys, 2012. Schafft Deutschland die neuen EU-Energieeinsparziele mit bestehenden Instrumenten? Ermittlung der Umsetzungslücke zur Erreichung der Zielvorgaben der EU-Energieeffizienzrichtlinie. Kurzgutachten, 25. Oktober 2012.
- EEG, 2012. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754).
- EEWärmeG, 2011. Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich, Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 68 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044).
- ENTSOE, 2012. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE): Exchange Data. Abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/exchange/> [01.12.2012].

- Ethik Kommission Sichere Energieversorgung, 2011. Deutschlands Energie-
wende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft. Berlin, 2011.
- EU, 2009a. RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND
DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie
aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Auf-
hebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.
- EU, 2009b. RICHTLINIE 2009/29/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND
DES RATES vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG
zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für
den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, Umsetzung in nati-
onales Recht durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21.
Juli 2011 (BGBl. I S. 1475).
- EU, 2009c. ENTSCHEIDUNG Nr. 2009/406/EG DES EUROPÄISCHEN PARLA-
MENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 über die Anstrengungen
der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit
Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Re-
duktion der Treibhausgasemissionen bis 2020, sowie ENTSCHEIDUNG
Nr. XX/2012/EC DER EUROPÄISCHEN KOMMISSION vom 17. Oktober
2012.
- EU, 2012. Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF
THE COUNCIL amending Directive 98/70/EC relating to the quality of
petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the
promotion of the use of energy from renewable sources, COM (2012)
595 final, Brüssel, 17.Oktober 2012.
- FNR, 2012. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR): Daten und Fak-
ten: Tabelle der Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe 2012.
- Fraunhofer ISI, 2012. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsfor-
schung ISI: Projekt "Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel,
Dienstleistungen (GHD)". Abrufbar unter
http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/e/projekte/ghd_314889_sm.php.
[04.12.2012].
- GasNZV, 2012. Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen, Gas-
netzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), zu-
letzt geändert durch Artikel 4 der Verordnung vom 30. April 2012
(BGBl. I S. 1002).

- Gemeinschaftsdiagnose, 2011. Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose: Aufschwung setzt sich fort –Europäische Schuldenkrise noch ungelöst: Gemeinschaftsdiagnose Frühjahr 2011, Halle (Saale).
- IfE, 2012. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München: Erstellen der Anwendungsbilanzen 2010 und 2011 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Berlin. 05.10. 2012.
- ISET/IWET, 2012. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) und Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET): Windmonitor, Größenentwicklung der Windenergieanlagen Onshore. Oktober 2012.
- Jensch, W., 1987. Energetische und materielle Aufwendungen beim Bau von Energieerzeugungsanlagen, Zentrale und dezentrale Energieversorgung. FFE-Schriftreihe Bd. 18, Springer-Verlag, 1987.
- Keil, M., Bock, M., Esch, T., Metz, A., Nieland, S., Pfitzner, A., 2010. CORINE Land Cover, Aktualisierung 2006 für Deutschland. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Januar 2010.
- Kirchner, R., 2011. Biodieselproduktion 2011 in Europa erstmals gesunken – warum?, 24.Oktober 2011. Abrufbar unter <http://www.biomasse-nutzung.de/biodiesel-produktion-herstellung-eu/> [01.12.2012].
- Kohlenwirtschaft, 2012. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: 13 . Landinanspruchnahme, Rekultivierung. Stand Feb. 2012.
- NEP, 2012. 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2012, 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, 15. August 2012.
- Öko-Institut, 2012. Öko-Institut et al.: KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit der Anreize im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten. Veröffentlichung in Vorbereitung, 2012.
- Prognos, EWI, GWS, 2010. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturfor-schung mbH (GWS), (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Basel/Köln/Osnabrück, 27. August 2010.
- RWI, 2012. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI): Erstellung der Anwendungsbilanzen 2010 und 2011 für den Sektor Pri-

- vate Haushalte. Endbericht. Forschungsprojekt im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin, November 2012.
- Santarius, T., 2012. Der Rebound-Effekt. Über die unerwünschten Folgen der erwünschten Energieeffizienz. In: Wuppertal Institut, Impulse zur WachstumsWende. Wuppertal, im März 2012.
- SINTEF, 2010. Study on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances. 2010. SINTEF Energi AS, SINTEF Energy Research.
- Stiftung Offshore-Windenergie, 2012. Überblick zum Ausbaustatus der Offshore-Windenergie in Deutschland. Abrufbar unter <http://www.offshore-windenergie.net/windparks> [01.12.2012].
- UBA, 2009. Umweltbundesamt (UBA): Entwicklung der Luftqualität in Deutschland. Hintergrunddokument des Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau, Oktober 2009.
- UBA, 2012a. Umweltbundesamt (UBA): Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. UBA-Positionspapier, Oktober 2012.
- UBA, 2012b. Umweltbundesamt (UBA): Kraftwerke in Deutschland. Datenbank des Umweltbundesamt, Zusammenstellung August 2012.
- UBA, 2012c. Umweltbundesamt (UBA): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 - 2010 (Endstand: 09.02.2012), Dessau, Februar 2012.
- UBA, 2012d. Umweltbundesamt (UBA): Daten zur Umwelt - Umweltzustand in Deutschland - Einträge von Nähr- und Schadstoffen. Abrufbar unter www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodent=2395 [19.11.2012].
- UBA/Destatis, 1998. Umweltbundesamt (UBA) und Statistisches Bundesamt (Destatis): Umweltdaten Deutschland 1998. Berlin.
- ÜNB, 2011. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 3 AusglMechV i.V. mit § 6 AusglMechAV Stand: 31. Dezember 2011.
- ÜNB, 2012a. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Übertragungsnetzbetreiber.

- ÜNB, 2012b. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G) Jahresabrechnung 01.01. - 31.12. 2011 (auf Basis WP-Bescheinigungen).
- WI et al., 2010. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI) et al.: Ressourceneffizienz von ausgewählten Technologien, Produkten und Strategien - Ergebniszusammenfassung der Potenzialanalysen. Meilensteinbericht aus dem AP1 des Projektes „Materialeffizienz und Ressourcenschonung (MaRes)“. Wuppertal, Dezember 2010.
- WI et al., 2012. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI) et al.: KRESSE - Kritische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Laufzeit: 02/2012 - 07/2013.
- ZEW/KfW, 2012. Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), KfW Bankengruppe: KfW/ZEW CO2 Barometer 2012, Anreizwirkung des EU-Emissionshandels auf Unternehmen gering - Klimapolitische Regulierung wenig relevant für Standortentscheidungen, von Karl Ludwig Brockmann, Peter Heindl, Andreas Löschel, Benjamin Johannes Lutz, Jan Schumacher. Frankfurt am Main, 2012.
- Ziesing, H.-J., 1995. Energienachfrage in Deutschland in Abhängigkeit von Temperaturschwankungen und saisonalen Sondereffekten. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Untersuchung im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft. Berlin, 1995.
- ZSW, 2011. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW): Erhebung im Rahmen des Vorhabens II c „Solare Strahlungsenergie“ zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des EEG-Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des BMU. IE Leipzig, Juni 2011.
- ZSW, 2012. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW): Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2011. im Auftrag der KfW Bankengruppe. Stuttgart, August 2012.