



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“



Impressum

Herausgeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwi.de

Gestaltung und Produktion

PRpetuum GmbH, München

Stand

März 2014

Druck

BMWi

Bildnachweis

demachi - Thinkstock (Titel), Coloures-Pic - Fotolia (S. 1, S. 26), Paul Langrock - Zenit/laif (S. 9), Jonas Glaubitz - Fotolia (S. 13), Ingo Bartussek - Fotolia (S. 14), fotografstockholm - iStock (S. 41), gerenme - iStock (S. 42), Petair - Fotolia (S. 83), aprott - iStock (S. 92), branex - Fotolia (S. 110), Bastian Weltjen - Fotolia (S. 111)

Diese Broschüre ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Nicht zulässig ist die Verteilung auf Wahlveranstaltungen und an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben von Informationen oder Werbemitteln.



Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ist mit dem audit berufundfamilie® für seine familienfreundliche Personalpolitik ausgezeichnet worden. Das Zertifikat wird von der berufundfamilie gGmbH, einer Initiative der Gemeinnützigen Hertie-Stiftung, verliehen.



Diese und weitere Broschüren erhalten Sie bei:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Referat Öffentlichkeitsarbeit
E-Mail: publikationen@bundesregierung.de
www.bmwi.de

Zentraler Bestellservice:

Telefon: 030 182722721
Bestellfax: 030 18102722721

Inhalt

1. Energiewende und Monitoring-Prozess	1
2. Die Energiewende und das energiepolitische Zieldreieck	5
2.1 Versorgungssicherheit	5
2.2 Wirtschaftlichkeit	7
2.3 Umweltverträglichkeit	8
3. Quantitative Ziele und Indikatoren für das Monitoring der Energiewende	11
3.1 Quantitative Ziele der Energiewende	11
3.2 Indikatoren für das Monitoring der Energiewende	11
3.3 Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende	12
4. Entwicklung der Energieversorgung	15
4.1 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	15
4.2 Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren	16
4.3 Entwicklung auf dem Strommarkt	17
4.3.1 Stromverbrauch	17
4.3.2 Stromerzeugung	17
5. Energieeffizienz	19
5.1 Energieeffizienz als zentraler Bestandteil der Energiepolitik	19
5.2 Entwicklung der Endenergieproduktivität	19
5.3 Endenergieproduktivität in den einzelnen Sektoren	22
5.4 Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz	23
6. Erneuerbare Energien	27
6.1 Zielsetzungen	27
6.2 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch	28
6.3 Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme	29

6.4	Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor	30
6.5	Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	30
6.6	Entwicklung der Vergütungszahlen, der Differenzkosten und der EEG-Umlage	32
6.6.1	EEG-Vergütungszahlen und Differenzkosten	32
6.6.2	Privilegierte Strommengen im Rahmen der EEG-Umlage	32
6.6.3	Entwicklung der EEG-Umlage	35
6.7	Merit-Order-Effekt durch erneuerbare Energien	37
6.8	Maßnahmen im Bereich erneuerbare Energien	38
6.8.1	Stromsektor	38
6.8.2	Wärmesektor	40
6.8.3	Verkehrsbereich	41
6.8.4	Förderung von Forschung und Entwicklung	42
7.	Kraftwerke	43
7.1	Kraftwerksbestand	43
7.1.1	Erneuerbare Energien	44
7.1.2	Konventionelle Kraftwerke	44
7.1.3	Kraft-Wärme-Kopplung	45
7.1.4	Regionale Verteilung der Kraftwerksleistung nach Bundesländern	46
7.1.5	Die Lage in Süddeutschland im Jahr 2012	46
7.2	Sicherheit der Stromversorgung und Kraftwerksplanung	48
7.2.1	Gesicherte Kraftwerksleistung	48
7.2.2	Kraftwerksplanung	49
7.3	Möglichkeiten zur Anpassung von Stromangebot und -nachfrage	50
7.3.1	Erzeugungsmanagement	50
7.3.2	Stromtausch mit den Nachbarstaaten	50
7.3.3	Lastmanagement	51
7.3.4	Pumpspeicherkraftwerke	51
7.3.5	Sonstige Möglichkeiten der Stromspeicherung	51
7.4	Strommarkt	52
7.4.1	Entwicklung der Marktanteile an Erzeugungskapazitäten	52
7.4.2	Vermarktung der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung	53
7.5	Maßnahmen für eine weitere Optimierung des Kraftwerksparks	53
8.	Netzbestand und Netzausbau	56
8.1	Stromnetz	56
8.1.1	Netzbestand	56
8.1.2	Stromnetzausbau	57
8.2	Netzinvestitionen und Netzentgelte	58
8.2.1	Investitionen in Stromnetze	58
8.2.2	Stromnetzentgelte	59

8.3	Stabilität und Qualität der Stromnetze	60
8.3.1	Stabilität der Stromnetze	60
8.3.2	Qualität der Stromnetze	63
8.4	Intelligente Zähler und Netze	64
8.4.1	Messsysteme	64
8.4.2	Intelligente Netze	64
8.5	Europäischer Strombinnenmarkt	65
8.6	Erdgas	66
8.7	Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Erhöhung der Netzstabilität	67
9.	Gebäude und Verkehr	72
9.1	Gebäude	72
9.1.1	Grundlegende Entwicklung und Struktur des Energieverbrauchs im Gebäudesektor	72
9.1.2	Primärenergiebedarf	73
9.1.3	Endenergiebedarf für Wärme	74
9.1.4	Flächenentwicklung	74
9.1.5	Investitionen in den Gebäudesektor	75
9.1.6	Sanierung des Gebäudebestands	75
9.1.7	Maßnahmen im Gebäudesektor	76
9.2	Verkehr	78
9.2.1	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor	78
9.2.2	Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit Elektroantrieb (Batterie und Brennstoffzelle)	79
9.2.3	Entwicklung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs neu zugelassener Pkw/Kombis	80
9.2.4	Entwicklung der Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr	80
9.2.5	Maßnahmen im Verkehrssektor	82
10.	Treibhausgasemissionen	85
10.1	Entwicklung der Treibhausgasemissionen	85
10.1.1	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen sowie der Treibhausgasemissionen	85
10.1.2	Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen nach Quellgruppen	87
10.1.3	Entwicklung der energiebedingten CO ₂ -Emissionen	88
10.1.4	Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen im Bezug zur Bevölkerung und dem BIP	89
10.2	Vermiedene Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien	90
10.3	Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele	90
11.	Energiepreise und Energiekosten	94
11.1	Energiepreise	94
11.1.1	International gehandelte, energetische Rohstoffe, Emissionszertifikate	94
11.1.2	Erdgas	96
11.1.3	Mineralölprodukte	96
11.1.4	Strom	96

11.2	Europäischer Energiepreisvergleich	100
11.2.1	Gas- und Kraftstoffpreise in Deutschland und EU-Mitgliedstaaten	100
11.2.2	Strompreise in Deutschland und EU-Mitgliedstaaten	101
11.2.3	Energiepreise für die im internationalen Wettbewerb stehende Wirtschaft	102
11.3	Energiekosten	104
11.3.1	Haushalte	104
11.3.2	Industrie	106
11.3.3	Volkswirtschaft	108
11.4	Maßnahmen für wettbewerbsfähige und bezahlbare Energiepreise	109
12.	Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende	112
12.1	Preiseffekte und Wachstumsimpulse	112
12.2	Investitionen	113
12.3	Vermiedene fossile Brennstoffe und andere außenwirtschaftliche Impulse	114
12.4	Beschäftigung	115
12.5	Vermeidung von Klimafolgen und Umweltschäden	116
12.6	Förderung von Forschung und Entwicklung von Energietechnologien	117
12.7	Der Umbau des Energiesystems als Entwicklungspfad	119
	Umsetzungsstand wichtiger energiepolitischer Maßnahmen	120
	Glossar	130
	Literatur- und Quellenverzeichnis	136



1. Energiewende und Monitoring-Prozess

Es ist eine der Hauptherausforderungen dieser Bundesregierung, Wohlstand und Wettbewerbsfähigkeit zu stärken und Deutschland zu einer der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt zu machen. Daher wird die Entwicklung zu einer Energieversorgung ohne Kernenergie und mit stetig wachsendem Anteil erneuerbarer Energien und steigender Energieeffizienz konsequent und planvoll fortgeführt. Ziel der Bundesregierung ist es, Versorgungssicherheit, Klima- und Umweltverträglichkeit und Bezahlbarkeit gleichrangig zu verfolgen. Die Energiewende soll zum Fortschrittmotor für den Industriestandort Deutschland entwickelt werden. Dadurch sollen nachhaltige wirtschaftliche Prosperität, zukunftsfeste Arbeitsplätze, Innovation und die Modernisierung unseres Landes gesichert werden. Dabei gilt das Energiekonzept aus dem Jahr 2010 sowie die diesbezüglichen Eckpunkte aus dem Juni 2011 weiterhin. Die Bundesregierung setzt sich im Einklang mit ihren energie- und klimapolitischen Zielen dafür ein, dass die Weiterentwicklung des europäischen Klima- und Energie Rahmens die Energiewende in Deutschland und deren Integration in den europäischen Binnenmarkt für Strom und Gas unterstützt.

Die Energiewende verfolgt das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent zu vermindern und die Nutzung der Kernenergie bis zum Jahr 2022 zu beenden. Zudem setzt sich die Bundesregierung für einen nachhaltigen, stetigen und bezahlbaren Ausbau der erneuerbaren Energien ein. Zusätzlich muss die Senkung des Energieverbrauchs durch mehr Energieeffizienz als zentraler

Bestandteil der Energiewende mehr Gewicht erhalten. Bis zum Jahr 2020 soll der Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 um 20 Prozent und bis zum Jahr 2050 um 50 Prozent sinken. Die Energieerzeugung soll schrittweise auf eine überwiegende Nutzung erneuerbarer Energien umgestellt werden, so dass im Jahr 2050 erneuerbare Energien einen Anteil von 60 Prozent am Bruttoendenergieverbrauch und

80 Prozent am Bruttostromverbrauch haben. Bei den erneuerbaren Energien war der Ausbau in den letzten Jahren sehr dynamisch. Jetzt kommt es vor allem darauf an, den weiteren Ausbau besser zu steuern, kosteneffizienter zu gestalten und dadurch zu verstetigen.

Das energiepolitische Zieldreieck mit den drei gleichrangigen Dimensionen Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Bezahlbarkeit muss Ausgangspunkt und Maßstab für alle energiepolitischen Instrumente bleiben und die Ziele müssen ausgewogen aufeinander abgestimmt werden (siehe Kapitel 2 und 3).

Koordinierung der Energiewende, Dialog und Beteiligung

Die Energiewende ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe und betrifft alle politischen Ebenen. Eine effektive Koordinierung innerhalb der Bundesregierung und eine enge Zusammenarbeit mit den Bundesländern sowie mit Vertretern von Wirtschaft und Gesellschaft sind die Voraussetzungen für einen erfolgreichen Umbau unserer Energieversorgung. Gleichzeitig ist der kontinuierliche Austausch mit allen an der Energiewende beteiligten Akteuren in Deutschland und in der Europäischen Union unerlässlich. Nur so kann bei hoher Transparenz die Akzeptanz des Prozesses und seiner Ziele sichergestellt werden.

Zur besseren Koordinierung hat die neue Bundesregierung die Kompetenzen für den Bereich der Energiepolitik im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gebündelt.

Im Jahr 2012 und 2013 setzten die Bundesministerien im Staatssekretärs-Steuerungskreis halbjährlich Schwerpunkte bei der Umsetzung der Energiewende, zogen Zwischenbilanz und stimmten kommende Vorhaben ab. Ebenfalls im Halbjahres-Rhythmus fanden Treffen der Bundeskanzlerin und des Bundeswirtschafts- und Bundesumweltministers mit den Regierungschefinnen und -chefs der Länder statt, um den Umsetzungsstand der Energiewende und kommende Maßnahmen zu diskutieren. Die zuständigen Minister von Bund und Ländern berieten zudem im Rahmen der Wirtschaftsministerkonferenz sowie der Umweltministerkonferenz halbjährlich ihre Schwerpunktsetzungen und nächsten Schritte bei der Umsetzung der Energiewende.

In hochrangigen Fachgremien steht die Bundesregierung im ständigen Austausch mit Vertretern aus Ländern, Wirtschaft, Verbraucherverbänden, Gesellschaft und Wissenschaft. Auch im Rahmen der Europäischen Union erörtert die Bundesregierung regelmäßig ihre energiepolitischen Ziele und Maßnahmen. Auf diese Weise können Lösungen und Strategien für die zentralen Handlungsfelder der Energiewende erarbeitet werden. Davon profitiert auch die aktuelle Reform des EEG. Zu nennen sind insbesondere:

- In der Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ treffen sich Vertreter von Bund, Ländern, Netzbetreibern, Wirtschafts-, Verbraucher- und Umweltverbänden fortlaufend, um Handlungsempfehlungen zum Netzausbau und zur Modernisierung der Stromnetze zu erarbeiten.
- Das Kraftwerksforum dient dem regelmäßigen Austausch zwischen Vertretern der Ministerien von Bund und Ländern sowie der Energiewirtschafts- und Umweltverbände über zentrale Themen im Bereich der Kraftwerke und der Versorgungssicherheit. So konnten beispielsweise wertvolle Erkenntnisse zum künftigen Strommarktdesign durch den Fachdialog im Kraftwerksforum und den Fachdialog „Strategische Reserve“ gewonnen werden.
- Die Plattform „Erneuerbare Energien“ hat in einer breiten Beteiligung von Experten und Akteuren der Energiewende verschiedene Konzepte zur Umsetzung des EEG diskutiert und Ideen entwickelt.
- Das Dialogforum „Energieeffizienz“ widmet sich schwerpunktmäßig Fragen der Steigerung der Energieeffizienz und bringt Vertreter aus Bund, Ländern, Wirtschaft und Verbraucherverbänden an einen Tisch.
- Die Koordinierungsplattform „Energieforschung“ stellt die enge und gut aufeinander abgestimmte Zusammenarbeit der am Energieforschungsprogramm beteiligten Ressorts sicher. Seit 2010 werden einmal jährlich auch die Förderaktivitäten der Bundesländer im Rahmen des „Bund-Länder-Gesprächs Energieforschung“ einbezogen. Das Dialogforum „Neue Energietechnologien“ dient dem Dialog zwischen Wissenschaft und Wirtschaft zu Themen rund um den Einsatz innovativer Energietechnologien. Ziel ist es, die Innovationsprozesse von der Idee zum markt- und wettbewerbsfähigen Produkt zu beschleunigen.
- Das Forschungsforum „Energiewende“ wurde im März 2013 gestartet. Es adressiert vor allem Langfristaspekte im Energieforschungsbereich. Unter Beteiligung aller Akteure – Bund, Länder, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft – leistet das Forum eine wissenschaftsbasierte Politikberatung und entwickelt eine Strategische Forschungsagenda im Bereich der Grundlagenforschung. Die Forschungsagenda fließt in die Weiterentwicklung des Energieforschungsprogramms ein.
- Im „Dialog zum EEG“, einer Gesprächsreihe zur Reform des EEG, die im Jahr 2012 und 2013 stattfand, wurde mit betroffenen Akteuren, der Öffentlichkeit und Fachöffentlichkeit frühzeitig und umfassend über Problemstellungen, Konfliktlinien und Entscheidungsalternativen diskutiert.

- Der enge und regelmäßige Austausch zur Umsetzung der Energiewende mit unseren Nachbarn und auf Ebene der Europäischen Union ermöglicht zudem Lösungen im Rahmen des Binnenmarktes für Strom und Gas.

Um den intensiven Austausch noch zu verstärken, strebt die Bundesregierung an, einen ständigen Dialog mit Wirtschaft, Gewerkschaften, Wissenschaft und gesellschaftlich relevanten Gruppen durch die Bildung eines „Forums Energiewende (Energierat)“ zu institutionalisieren. Dieses Gremium soll Regierung und Parlament bei der Umsetzung der Energiewende beraten.

Beim Vollzug der Projekte der Energiewende wird auf eine umfassende Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger geachtet. Die Bundesregierung wird mit allen Akteuren der Energiewirtschaft einen engen Dialog pflegen. Wegen ihrer Bedeutung für die Daseinsvorsorge wird u. a. die Handlungsfähigkeit der deutschen Stadtwerke thematisiert.

Für eine naturverträgliche Gestaltung der Energiewende müssen die hierfür notwendigen Verfahren und dafür geeignete Strukturen geschaffen werden. Um zu einer Versachlichung der Debatten und zur Vermeidung von Konflikten vor Ort beizutragen, plant die Bundesregierung die Einrichtung eines Kompetenzzentrums „Naturschutz und Energiewende“.

Aufgabe des Monitoring-Prozesses

Um die Entwicklung der Energiewende kontinuierlich und detailliert zu beobachten, hat die Bundesregierung den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ beschlossen. In diesem Prozess werden die Umsetzung der Maßnahmen des Energiekonzeptes und die Fortschritte bei der Zielerreichung regelmäßig überprüft. Der Prozess ist dabei auf Dauer angelegt. Der vorliegende zweite Monitoring-Bericht stellt die Fakten und den Umsetzungsstand der Maßnahmen dar.

Die Energiepolitik umfasst unterschiedliche Bereiche der Energieversorgung wie Stromerzeugung, -übertragung und -verbrauch, aber auch den Energieeinsatz im Verkehrsbereich und die Bereitstellung von Prozesswärme in Industriebetrieben bis hin zur Beheizung von Wohnungen und Gebäuden. Zu all diesen Bereichen liegt eine Fülle von energiestatistischen Daten vor.

Es ist eine Aufgabe des Monitoring-Prozesses, die Vielzahl der verfügbaren energiestatistischen Informationen auf eine überschaubare Anzahl ausgewählter Kenngrößen (Indikatoren) zu verdichten und verständlich zu machen. Sie geben einen faktenbasierten Überblick über den Fortschritt bei der Umsetzung der Energiewende.

Mit dem Monitoring-Prozess wird fortlaufend überprüft, wie die beschlossenen Maßnahmen umgesetzt werden und welche Wirkungen sie zeigen. Alle drei Jahre erfolgt in Form des Fortschrittsberichts eine Gesamtschau, bei der der Umsetzungsstand im Gesamtkontext betrachtet wird und gegebenenfalls neue Maßnahmen vorgeschlagen werden.

Entsprechend der Aufgabenstellung des Kabinettsbeschlusses vom 19. Oktober 2011 liegt der Schwerpunkt der rückblickenden Berichterstattung im vorliegenden Bericht auf dem Jahr 2012.

Die Bundesregierung kommt mit dem vorliegenden Bericht gleichzeitig ihren Berichtspflichten nach § 63 Absatz 1 Satz 1 EnWG und § 65a Absatz 1 Satz 1 EEG nach.

Unterstützung des Monitoring-Prozesses durch eine unabhängige Experten-Kommission

Der Monitoring-Prozess wird wissenschaftlich begleitet. Eine unabhängige Kommission aus vier renommierten Energieexperten steht der Bundesregierung beratend zur Seite und nimmt auf wissenschaftlicher Basis zum Monitoring-Bericht Stellung. Der Kommission gehören Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender), Prof. Dr. Georg Erdmann, Prof. Dr. Frithjof Staiß und Dr. Hans-Joachim Ziesing an.

Die Stellungnahme der Experten-Kommission zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung wurde am 18. Dezember 2012 zusammen mit dem Bericht der Bundesregierung veröffentlicht. In ihrer ersten Stellungnahme hat die Experten-Kommission eine Reihe von Vorschlägen unterbreitet. Diese Vorschläge wurden intensiv diskutiert, um zu entscheiden, welche im zweiten Monitoring-Bericht aufgenommen werden und welche erst im Fortschrittsbericht aufgegriffen werden können.

So werden in diesem Monitoring-Bericht Leitindikatoren stärker herausgestellt, die direkt mit einem im Energiekonzept genannten quantitativen Ziel korrespondieren. Die Ziele des Energiekonzeptes sind in Tabelle 3.1 übersichtlich dargestellt. Die dazugehörigen Leitindikatoren sind in der Indikatoren-Übersicht in Kapitel 3 rot markiert.

Des Weiteren hat die Experten-Kommission die Aufnahme einiger neuer Indikatoren vorgeschlagen, beispielsweise die Aufnahme eines Indikators zur Stromeffizienz. Die Bundesregierung ist diesem Vorschlag gefolgt, so dass im vorliegenden zweiten Bericht der Indikator „Gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität“ als Kenngröße für die Stromeffizienz neu aufgenommen wurde (siehe Kapitel 5).

Zudem wird – wie von der Experten-Kommission empfohlen – auf die EU-Energieeffizienzrichtlinie eingegangen und aufgrund der Witterungsabhängigkeit des Energie-

verbrauchs bei der Interpretation von Energieeffizienzindikatoren sowohl von Temperatur und Lagerbeständen bereinigten und unbereinigten Werten ausgegangen (siehe Kapitel 5). Darüber hinaus wird auf Empfehlung der Experten-Kommission die Entwicklung des Einsatzes erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor dargestellt (siehe Kapitel 6.3 und 6.4).

Auf Anregung der Experten-Kommission enthält der zweite Monitoring-Bericht unter anderem auch ein eigenes Unterkapitel zur Erdgasversorgungssicherheit (siehe Kapitel 8.6) und nimmt die Ausgaben der Stromletztverbraucher in Relation zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) als neuen Indikator auf (siehe Kapitel 11.3).

Energiestatistische Grundlagen des Monitoring-Prozesses

Der Monitoring-Bericht stützt sich auf energiestatistische Daten. Zentrale Datenquelle ist die amtliche Energiestatistik. Die statistischen Ämter des Bundes und der Länder erheben auf Basis des 2003 in Kraft getretenen Energiestatistikgesetzes (EnStatG) für die Bereiche Elektrizität, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas, Kohleimporte und -exporte, erneuerbare Energien sowie für die Energieverwendung in der Industrie ein Datengerüst, das den Kern der deutschen Energiestatistik bildet. Für den Mineralölbereich werden Daten vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) auf Grundlage des Mineralöldatengesetzes (MinÖldatG) erhoben.

Die Angaben zu den Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen werden vom Umweltbundesamt (UBA) bereitgestellt. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) stellt die Datengrundlage zu Kraftwerken und netzbezogenen Informationen dar. Daten zum Verkehrssektor einschließlich Elektromobilität liefert das Kraftfahrt-Bundesamt, zur Verkehrsleistung das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur.

Für die inländische Kohlenwirtschaft stellt die „Statistik der Kohlenwirtschaft“ aufgrund eines trilateralen Vertrags aus dem Jahr 1954 zwischen der Kohlenwirtschaft, dem Statistischen Bundesamt und dem BMWi Daten bereit. Zuständig für die Zusammenstellung, Analyse und Bewertung amtlicher und nicht-amtlicher Daten im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien ist die 2004 vom BMU eingesetzte „Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik“ (AGEE-Stat).

Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) ist dafür verantwortlich, Statistiken aus allen Gebieten der Energiewirtschaft nach einheitlichen Kriterien auszuwerten und die Daten zu einem geschlossenen und konsistenten Bild zusammenzufassen.

Die AGEB veröffentlicht jährlich den nach Energieträgern strukturierten Energieverbrauch und aktualisiert, falls erforderlich, die Zeitreihen. Eine Revision wichtiger energiestatistischer Basisdaten war in diesem Jahr deshalb erforderlich, weil die AGEB Angaben zum Primär- und Endenergieverbrauch nach Aktualisierungen in den Quellstatistiken und methodischen Änderungen anpassen musste.

Das Monitoring der Ziele des Energiekonzepts erfordert allerdings eine Verbesserung des Umfangs und der Aktualität der Datenlieferungen für die nationale Energiebilanz auf Bundes- und regionaler Ebene. Daher arbeitet die Bundesregierung derzeit intensiv an Vorarbeiten zu einer Novellierung des Energiestatistikgesetzes.

Der zweite Monitoring-Bericht stützt sich, soweit nicht anders angegeben, auf Daten, die bis zum 31. Dezember 2013 berücksichtigt werden konnten. Die Daten sind in Dateiform auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur zum Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ öffentlich zugänglich.

Ausblick auf den weiteren Monitoring-Prozess

In Ergänzung zum jährlich erscheinenden Monitoring-Bericht soll Ende des Jahres 2014 erstmals ein zusammenfassender Fortschrittsbericht vorgelegt werden. Beruhend auf einer mehrjährigen Datenbasis werden verlässliche Trends erkennbar sein. Dieser soll eine umfassende Analyse des Stands der Energiewende beinhalten. Er schlägt gegebenenfalls Maßnahmen vor, um Hemmnisse zu beseitigen und die Ziele zu erreichen. Neben einer gesamtwirtschaftlichen Beurteilung der Effekte der Energiewende auf Basis einer Differenzbetrachtung wird eine umfangreiche Evaluation von zentralen Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende ein weiterer wesentlicher Bestandteil des ersten Fortschrittsberichtes sein. Auf Basis einer solchen Untersuchung können Handlungsoptionen identifiziert werden, um die Effizienz der Energiewendenumsetzung weiter verbessern zu können.

2. Die Energiewende und das energiepolitische Zieldreieck

Für den wirtschaftlichen Erfolg unseres Landes ist die Energiewende eine der größten Herausforderungen. Es gilt, sie zu einer Erfolgsgeschichte zu machen und Deutschland zu einem der modernsten und umweltschonendsten Energiestandorte der Welt zu entwickeln. Bei der Umsetzung der Energiewende will die Bundesregierung **Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit** miteinander in Einklang bringen und die **wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sichern**.

Die Energiewende kommt voran. Im Jahr 2012 waren die erneuerbaren Energien der zweitgrößte Stromerzeuger. Die Treibhausgase konnten bis zum Jahr 2012 um 24,7 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 gesenkt werden. Bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte hat sich der Primärenergieverbrauch um ein Prozent gegenüber dem Vorjahr verringert. Mit den Neufassungen des EEG im Jahr 2012 konnten die Förderkosten für Neuanlagen, insbesondere Einspeisevergütungssätze für Photovoltaik, deutlich gesenkt werden.

Dennoch beinhaltet der Umbau der gesamten Energieversorgung nach wie vor große Herausforderungen, die immer wieder auch Anpassungen erforderlich machen werden, um das Zieldreieck einer sicheren, bezahlbaren und umweltverträglichen Energieversorgung zu gewährleisten.

Insbesondere sind Energiepreise und damit die Energiekosten in letzter Zeit auch für private Haushalte stark angestiegen.

Die Bundesregierung geht nach aktuellen Projektionen davon aus, dass durch die bisher beschlossenen und umgesetzten Maßnahmen bis 2020 eine Minderung der Treibhausgase bis zu 35 Prozent erreicht werden kann. Um das 40-Prozent-Ziel zu erreichen, sind gemäß dem im März 2013 vorgelegten Projektionsbericht, der den Rechtsbestand zum Oktober 2012 abbildet, weitere Maßnahmen erforderlich.



Die Entwicklung der Energieeffizienz ist zu verstetigen und die Senkung des Energieverbrauchs durch mehr Energieeffizienz muss als zentraler Bestandteil der Energiewende mehr Gewicht erhalten.

Die Versorgungssicherheit muss auch bei einer Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien und Energieeffizienz jederzeit gewährleistet bleiben.

Die Bundesregierung wird in all diesen Handlungsfeldern die notwendigen Maßnahmen ergreifen, angefangen mit der EEG-Novelle.

Das energiepolitische Zieldreieck bleibt Richtschnur der Energiepolitik. Für die Bundesregierung sind die Ziele des energiepolitischen Dreiecks – Klima- und Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit – gleichrangig.

2.1 Versorgungssicherheit

Der jederzeit ausreichende, sichere und verlässliche Zugang zu Energiequellen ist für das Funktionieren einer modernen Industriegesellschaft unverzichtbar.

Mit dem Umbau der Energieversorgung durch die Umstellung auf erneuerbare Energieträger und Energieeffizienz gehen neue Herausforderungen einher. Das Stromsystem der Zukunft wird mehr und mehr von Wind und PV geprägt sein. Dies erfordert ein ganz neues Zusammenspiel aller Akteure sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite. Erforderlich ist eine Flexibilisierung des Gesamtsystems.

Versorgungssicherheit verdient daher besondere Aufmerksamkeit. Die Sicherheit der Energieversorgung ist wesentlich, um die hohe gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung aufrechtzuerhalten. Im Jahr 2012 war die Versorgungssicherheit, d. h. die jederzeitige und ausreichende Energieversorgung von Haushalten und Wirtschaft, gewährleistet. Die Struktur der deutschen Primärenergieversorgung ist weiterhin breit diversifiziert, d. h. weder der Primärenergieverbrauch noch die Stromerzeugung in Deutschland werden durch einen einzelnen Energieträger dominiert. Zugleich setzt sich der strukturelle

Wandel weiter fort: Während der Primärenergieverbrauch der fossilen Energieträger sowie der Kernenergie zwischen 2008 und 2012 um rund 8,5 Prozent zurückgegangen ist, ist der Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energieträger im gleichen Zeitraum um 39 Prozent gestiegen.

Stromversorgung, Kraftwerke und Netze

Für die Sicherheit der Stromversorgung muss Strom zu jeder Zeit an jeder Stelle im deutschen und darüber hinaus im europäischen Stromnetz verfügbar sein. Zugleich gelten für den Transport von Strom komplexe technische Rahmenbedingungen. Des Weiteren ist die Speicherfähigkeit von Strom und seine Ersetzbarkeit durch andere Produkte derzeit aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht in großem Umfang möglich. Auch unter diesen Herausforderungen war die Versorgungssicherheit bei Strom in Deutschland im Jahr 2012 unverändert sehr hoch. Die nachhaltigen Veränderungen des historisch gewachsenen Kraftwerksparks setzten sich fort (siehe Kapitel 7): Nachdem die inländische Kraftwerkskapazität im Jahr 2011 trotz der Abschaltung von acht Kernkraftwerken um rund 7,7 GW zunahm, sind im Jahr 2012 weitere rund 10,3 GW hinzugekommen. Der Anstieg geht vorrangig zurück auf den Ausbau von erneuerbaren Energien.

Deutschlandweit steht aktuell eine ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zur Deckung der Jahreshöchstlast zur Verfügung. Zudem ist Deutschland Teil des europäischen Stromverbundes, so dass im Bedarfsfall auch auf Reserven in den Nachbarländern – sofern verfügbar – zurückgegriffen werden könnte.

Um die für eine zuverlässige Energieversorgung auf absehbare Zeit notwendigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten langfristig zu sichern, wird die Bundesregierung mittelfristig einen wettbewerblichen, technologieoffenen, kosteneffizienten und europarechtskonformen Kapazitätsmechanismus entwickeln.

Die Bundesregierung setzt sich für einen nachhaltigen, stetigen und bezahlbaren Ausbau erneuerbarer Energien ein. Es wird ein gesetzlich geregelter Ausbaukorridor festgelegt und der Ausbau gesteuert. So wird sichergestellt, dass die Ausbauziele erreicht werden und die Kosten im Rahmen bleiben. Wie bei Wind auf See orientiert sich der Ausbaupfad an den realistischen Ausbaumöglichkeiten.

Der Ausbaukorridor schafft Planungssicherheit für alle Beteiligten. Er gibt der Entwicklung der konventionellen Energiewirtschaft einen stabilen Rahmen und der Erneuerbare-Energien-Branche einen verlässlichen Wachstumspfad und ermöglicht zugleich eine schrittweise Anpassung des Strom- und Energieversorgungssystems an die Heraus-

forderungen volatiler Stromerzeugung und dadurch eine kostengünstigere Systemintegration.

Ein stabiles Stromnetz ist für eine zuverlässige Stromversorgung unerlässlich. Nach wie vor ist die Netzqualität in Deutschland insgesamt sehr hoch und die Stromversorgung zählt zu einer der sichersten weltweit.

Beim Netzausbau sind zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Es ist zwischen der deutschlandweiten und der regionalen Versorgungssicherheit zu unterscheiden. Die Situation in Süddeutschland dürfte vorübergehend angespannt bleiben. Der geplante Netzausbau kann diese Situation strukturell verbessern und sollte daher mit hoher Priorität und zügig umgesetzt werden. Hierzu sind die erforderlichen Leitungen bereits im Energieleitungsausbaugesetz von 2009 enthalten und die Genehmigungsverfahren bei den Landesbehörden laufen. Besondere Bedeutung, auch mit Blick auf den Stromaustausch mit unseren Nachbarn, kommt dabei dem Ausbau von Leitungen zur Übertragung von Erneuerbarem-Strom innerhalb Deutschlands und grenzüberschreitend zu.

Aufgrund von Netzengpässen war ein vermehrtes Eingreifen der Übertragungsnetzbetreiber im Winter 2012/2013 erforderlich, um die Systemsicherheit aufrechtzuerhalten. Dennoch war die Netzstabilität stets gewährleistet. Die Bundesregierung hat hierfür der Bundesnetzagentur mit der Reservekraftwerksverordnung und dem Wintergesetz die notwendigen Instrumente an die Hand gegeben, um die Versorgungssicherheit jederzeit zu gewährleisten.

Die Versorgungsqualität der Letztverbraucher von Strom war auch im Berichtszeitraum sehr gut. Mit einer durchschnittlichen Unterbrechungsdauer von 15,92 Minuten im Jahr 2012 („SAIDI-Index“) steht Deutschland hinsichtlich der Versorgungssicherheit im internationalen Vergleich mit an erster Stelle.

Der europäische Energiemarkt wächst zusammen. Durch das weitere Zusammenwachsen des europäischen Strommarktes zu einem europäischen Strombinnenmarkt wird die Versorgungssicherheit zusätzlich erhöht. Deutschland ist am Stromaustausch mit seinen Nachbarländern rege beteiligt. Wie schon in den Vorjahren war Deutschland auch im Jahr 2012 Nettoexporteur mit wachsender Tendenz.

Gasversorgung

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der leistungsgebundenen Gasversorgung einschließlich Maßnahmen zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger ist in Deutschland primär Aufgabe der am Markt tätigen Unternehmen.

Die Bundesnetzagentur, die gemäß § 54a Abs. 2 Nr. 1 EnWG die regelmäßige Erstellung und Aktualisierung der Risikobewertung vornimmt, legt in ihrem Bericht vom April 2012 dar, dass die Erdgasversorgungslage in Deutschland in hohem Maße als sicher und zuverlässig zu bewerten ist. Wesentliche Säulen der deutschen Gasversorgung sind die Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege, die Inlandsförderung, stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Gaslieferverträge sowie eine bisher hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inklusive Untertagespeicher. Die Gasversorgungsunternehmen planen darüber hinaus weitere infrastrukturelle und beschaffungsseitige Maßnahmen, um die Sicherheit der Versorgung zukünftig weiter auszubauen.

Das Versorgungssicherheitskonzept in Deutschland hat sich im Grundsatz bewährt. Die Gasversorgungsunternehmen haben – auch unter geänderten Rahmenbedingungen – die Versorgung mit Gas in Deutschland bisher stets gewährleistet (BMWi 2013).

Importe von Energierohstoffen

Die deutsche Energieversorgung mit Importenergien war im Jahr 2012 trotz steigender Rohstoffpreise jederzeit sicher.

Die Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung ist weiterhin hoch, seit 2008 ist sie jedoch in der Summe leicht rückläufig. Auch im Jahr 2012 setzte sich der Trend von leicht sinkenden Versorgungsbeiträgen der Importenergien Kernenergie, Mineralöl und teilweise Gas fort. Die Versorgungsanteile der erneuerbaren Energien nahmen indessen leicht zu. Gleiches galt für den Anteil der Braunkohle. Zusammen mit der Steigerung der Energieeffizienz werden die erneuerbaren Energien die Abhängigkeit von Preisschwankungen auf den internationalen Energiemärkten reduzieren und somit zur Versorgungssicherheit beigetragen.

Die Versorgung Deutschlands mit energetischen Rohstoffen war im Jahr 2012 wie in den Vorjahren sicher. Der Ausfall von Gaslieferungen aus dem Ausland im Februar 2012 in einer besonderen Kälteperiode stellte die Erdgasversorgungsunternehmen zwar vor besondere Herausforderungen. Die Unternehmen waren jedoch in der Lage, die erforderlichen Gasmengen zu beschaffen und Lieferengpässe weitgehend zu vermeiden (BMWi 2013a). Bei Steinkohle sowie bei den anderen Versorgungssystemen, wie Mineralölprodukte, Fernwärme und Festbrennstoffe, sind 2012 keine Lieferausfälle oder Engpässe aufgetreten.

2.2 Wirtschaftlichkeit

Die Energiewende ist nicht zum Nulltarif zu haben, sie muss jedoch wirtschaftlich und bezahlbar bleiben. Wirtschaftlichkeit beinhaltet, neben den Kosten auch die Vorteile zu sehen, die sich aus der Modernisierung der Energieversorgung für den Wirtschaftsstandort Deutschland ergeben. Trotz solch positiver Effekte ist es entscheidend, dass die Kosten im Rahmen bleiben. Die Kosten sind in den letzten Jahren in einigen Bereichen zu stark und zu schnell angestiegen. Die Bundesregierung achtet daher bei der Umsetzung der Energiewende mit Nachdruck darauf, die Kostendynamik zu bremsen. Energie muss insgesamt bezahlbar bleiben.

In der Öffentlichkeit wurde 2012 vermehrt die Frage nach den „Kosten der Energiewende“ gestellt. Dabei stand die Entwicklung bei der EEG-Umlage im Vergleich zu anderen erheblichen Bestandteilen der Energiekosten stark im Vordergrund. Nicht jede gegenwärtige Entwicklung ist der Energiewende zuzurechnen. Auch ohne die Energiewende wären Kosten etwa für eine Modernisierung des Kraftwerks- und der Netzinfrastruktur, den Verbrauch von Energieträgern oder für die Renovierung von Gebäuden angefallen. Eine gesamtwirtschaftliche Bewertung der Effekte der Energiewende muss darüber hinaus Rückkopplungen auf andere Bereiche des Energiesektors oder der Volkswirtschaft einbeziehen. Quantitative Aussagen zu entsprechenden Nettoeffekten kann eine saldierende Betrachtung liefern. Dabei muss die tatsächliche Entwicklung mit Energiewende einer hypothetischen Entwicklung „ohne Energiewende“ gegenübergestellt werden. Eine solche vergleichende Analyse ist für den kommenden Fortschrittsbericht vorgesehen.

Preise und Kosten

Eine wirtschaftliche Energieversorgung trägt dazu bei, dass Energiekosten in einem Rahmen bleiben, in dem Energie für Haushalte bezahlbar ist und energieintensive Unternehmen in Deutschland im internationalen Vergleich wettbewerbsfähig sein können. Schließlich setzen angemessene Energiepreise Anreize zur effizienten Energienutzung und Energieeinsparung. Im Berichtsjahr 2012 sind die Endverbraucherpreise für Energie und damit die Energiekosten für Haushalte und viele Unternehmen angestiegen. Die Großhandelspreise sind gesunken (siehe Kapitel 11). Insbesondere das Stromangebot der erneuerbaren Energien hat preisdämpfende Auswirkungen auf die Strompreise an der Börse, auf der das Erneuerbare-Energien-Stromangebot vermarktet wird. Der überwiegende Anteil der erneuerbaren Energien hat keine Brennstoffkosten und CO₂-Kosten, die bei konventionellen Energien die Grenzkosten ausmachen.

Der Trend steigender Energiepreise ist nicht allein auf die Energiewende zurückzuführen und beschränkt sich nicht auf Deutschland, sondern betrifft die meisten EU-Mitgliedstaaten und übrigen Industrieländer. Der wichtigste Grund hierfür sind steigende Preise von Erdöl und Erdgas an den internationalen und EU-Märkten. Im Preisanstieg für diese Energieressourcen kommt die gestiegene weltweite Ressourcen- und Endenergienachfrage zum Ausdruck. Auf dem nationalen Markt spiegelte sich dies in Preisanstiegen für Kraftstoffe, Heizöl und Gas wider. Diese Preisanstiege fielen jedoch 2012 insbesondere für Mineralölprodukte geringer aus als im Vorjahr.

Im Bereich der Stromversorgung, der durch die Energiewende einem beschleunigten Wandel unterzogen wird, setzte sich 2012 der Anstieg der Verbraucherpreise fort, wenn auch in geringerem Umfang als im Vorjahr 2011. Gleiches gilt für die EEG-Umlage, die weiterhin einen wesentlichen Strompreisbestandteil darstellt. Während die Umlage zwischen 2011 und 2012 um lediglich 0,06 ct/kWh anstieg, erhöhte sie sich im Jahr 2013 auf ein Niveau von 5,28 ct/kWh. Sie hat mittlerweile eine Höhe erreicht, die für private Haushalte und weite Teile der Wirtschaft, insbesondere auch mittelständische Unternehmen, zum Problem wird, wenn es nicht gelingt, die Kostendynamik zu entschärfen (siehe Kapitel 6 und 11). Beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ist der Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems einschließlich des Netzausbaus und der notwendigen Reservekapazitäten eine höhere Bedeutung zuzumessen. Mit der grundlegenden Reform des EEG im Jahr 2014 will die Bundesregierung den Kostenanstieg spürbar bremsen. Dazu werden die Vergütungssysteme vereinfacht und die Kosten auf einem vertretbaren Niveau stabilisiert.

Mit steigenden Preisen für Kraftstoffe, Brennstoffe und Strom sind auch die Energiekosten der privaten und gewerblichen Verbraucher 2012 weiter angestiegen. Einkommensschwache Haushalte, bei denen Energiekosten einen vergleichsweise hohen Anteil am Nettoeinkommen ausmachen, sind von diesen Preissteigerungen besonders belastet. Die Gesamtkosten für die Energiebereitstellung eines privaten Haushalts sowie für den Endenergieverbrauch in Deutschland lagen 2012 um jeweils rund 5 Prozent höher als 2011. Die Energiebezugskosten der Industrie haben weniger stark um rund 1,6 Prozent zugenommen (siehe Kapitel 11.3).

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. Durch technischen Fortschritt werden erneuerbare Energien langfristig tendenziell günstiger, während die Preise von fossilen Brennstoffen steigen könnten. Die Energiewende reduziert damit die Abhängigkeit vom generellen Trend der Preissteigerungen an den internationalen Rohstoffmärkten. Durch den Einsatz erneuerbarer Energien und Energieeffizienz wird die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen gedämpft. So konnten im Jahr 2012 Brennstoffkosten in Höhe von ca. 10 Milliarden Euro durch erneuerbare Energien bzw. 26 Milliarden Euro durch Energieeffizienz eingespart werden. Des Weiteren werden Klimafolgekosten vermieden (siehe Kapitel 12.3).

Energiewende und Marktwirtschaft

Die Herausforderungen, aber auch die Chancen der Energiewende machen deutlich, dass die Folgen des Umbaus der Energieversorgung nicht nur die Energiewirtschaft betreffen sondern die gesamte Volkswirtschaft. So geht dieser Umbau einher mit einem tiefgreifenden Strukturwandel in der Wirtschaft und in der Arbeitswelt (siehe Kapitel 12). Durch Innovation und Kreativität werden Modernisierungen angeschoben und die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit sowie Arbeitsplätze gesichert.

Marktwirtschaftliche Strukturen und ein funktionierender Wettbewerb auf den Energiemärkten schaffen die Voraussetzungen für eine bezahlbare Energiebereitstellung und -nutzung. Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende sind vor allem unter dem Gesichtspunkt der Kosteneffizienz zu entwickeln und sollten verstärkt auf wettbewerbliche und technologieoffene Lösungen setzen. Die Förderung des Wettbewerbs bleibt ein wichtiges Element der Energiepolitik. Im Bereich der erneuerbaren Energien ist die zunehmende Marktintegration durch die Einführung der Direktvermarktung ein zentraler Schritt. Auch der europaweite Netzausbau und die Integration der deutschen Netzinfrastruktur sowie die zunehmende Marktkopplung und die vollständige Binnenmarktliberalisierung spielen eine zunehmend wichtigere Rolle. Im europäischen und globalen Wettbewerb müssen faire Bedingungen für die in Deutschland produzierenden Unternehmen gegeben sein. Nur so kann der Wirtschaftsstandort Deutschland auch in Zukunft gesichert sein. Maßnahmen, wie die Regelungen zum Ausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen und die Besondere Ausgleichsregelung, tragen dazu bei, stromintensive Unternehmen in ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit nicht zu gefährden, sowie geschlossene Wertschöpfungsketten und industrielle Arbeitsplätze dauerhaft zu erhalten.



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 verbunden.

Ausgehend von diesem Befund hat die Bundesregierung 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 die Steigerung der Energieeffizienz und zum anderen auf den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien zum Hauptpfeiler unserer Energieversorgung (Anteil am Bruttoend-

energieverbrauch: 18 Prozent bis 2020, 60 Prozent bis 2050). Zwischen 2008 und 2012 konnte der Primärenergieverbrauch um 4,3 Prozent gesenkt, die Energieproduktivität um durchschnittlich 1,1 Prozent pro Jahr gesteigert werden. Der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch hat sich zwischen 2000 und 2012 mehr als verdreifacht.

Die Energiewende ist in den europäischen und internationalen Kontext einzubetten. Gleichzeitig setzt sich die Bundesregierung dafür ein, dass der europäische und internationale Rahmen zur Energiewende passt. Die Bundesregierung wird weiter für ein weltweit geltendes, verbindliches Klimaschutzabkommen eintreten, das auf der Basis einer fairen Lastenteilung nachprüfbar 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. Bis zum Jahr 2012 wurde bereits eine Gesamt-reduktion um 24,7 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) ist derzeit in der Berichtsrunde zum 5. Sachstandsbericht, in dem der Stand der weltweiten Klimaforschung zusammengefasst wird. Die vorliegenden 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 2012 für ca. 85 Prozent der Stickoxidemissionen, ca. 67,5 Prozent der Feinstaubemissionen (PM_{2,5}) und für ca. 78 Prozent der Quecksilberemissionen verantwortlich. Die freigesetzten Schadstoffe belasten nicht nur die natürliche Umwelt, sondern wirken sich auch nachteilig auf die menschliche Gesundheit aus.

Bei der Gestaltung einer umweltgerechten Energieversorgung sind neben den Emissionen aus den Energiewandlungsprozessen 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 im März 2011 im japanischen Fukushima. Mit dem Standortauswahlgesetz für ein Endlager für Wärme entwickelnde radioaktive Abfälle vom Juli 2013 wurde der Weg für eine neue ergebnisoffene Endlagersuche in Deutschland freigemacht. Hierzu wird eine pluralistisch besetzte Kommission einberufen, die voraussichtlich bis Ende 2015 u. a. Vorschläge zu Grundsatzfragen der Entsorgung, zu den Sicherheitsanforderungen sowie zu geologischen Ausschluss- und Auswahlkriterien erarbeiten soll.

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 Res-

sourcenschonung ist im Energiebereich vor allem die Schonung begrenzter Rohstoffe, aber auch eine nachhaltige Biomassenutzung zu beachten.

Ziel einer umweltgerechten Energieversorgung muss es darüber hinaus 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.

Auswirkungen auf die Natur

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien ergeben sich auch neue, weitergehende Anforderungen an die Gesellschaft und damit auch an Naturschutz und Landschaftspflege. Einerseits beeinflusst die klimaschützende Wirkung der erneuerbaren Energien die Umwelt und die Natur positiv, da ein rascher Klimawandel zum Verlust von Artenvielfalt und Lebensräumen beiträgt. Andererseits kann ein ungesteuerter Ausbau der erneuerbaren Energien selbst zur Belastung von Natur und Landschaft beitragen. Daher ist es von zentraler Bedeutung, angepasste Standorte für die verschiedenen Anlagen zu finden, um so die nachteiligen Effekte auf Natur und Landschaft zu minimieren.

Maßnahmen zur Verbesserung der Umweltverträglichkeit

Alle mit der Energienutzung genannten Umweltauswirkungen lassen sich grundsätzlich durch eine höhere Effizienz bei der Erzeugung und der Nutzung von Energie verringern. Das Energiekonzept enthält daher weitreichende quantitative Ziele und Maßnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs im Gebäude- und Verkehrssektor sowie zur Effizienzsteigerung 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 Verkehrssektor verringern die Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen substanziell. Durch den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 wird auch das entsprechende Restrisiko der Kernkraft in Deutschland erheblich reduziert.

3. Quantitative Ziele und Indikatoren für das Monitoring der Energiewende

3.1 Quantitative Ziele der Energiewende

Das Energiekonzept vom 28. September 2010 enthält ambitionierte quantitative Ziele, welche auch weiterhin Bestand haben. Diese sind in Tabelle 3.1 zusammenfassend dargestellt:

Um diese ambitionierten langfristigen Ziele zu erreichen, wurden verschiedene Maßnahmen in den einzelnen Handlungsfeldern der Energiewende auf den Weg gebracht. Mit diesen Maßnahmen, auf deren Umsetzung in den entsprechenden Kapiteln genauer eingegangen wird, sollen die richtigen sektorspezifischen Rahmenbedingungen gesetzt werden. Eine ausführliche Evaluation der beschlossenen Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende ist für den Fortschrittsbericht 2014 vorgesehen.

3.2 Indikatoren für das Monitoring der Energiewende

Das Monitoring der Energiewende stützt sich auf öffentlich zugängliche und überprüfbare Fakten. Es erfolgt anhand von Indikatoren, die die zeitliche Entwicklung bzw. den gegenwärtigen Stand von Kenngrößen mit Bezug zur Energiewende darstellen. Die für das Monitoring der Energiewende verwendete Indikatorik ist im Folgenden mit Zuordnung zu den einzelnen Themenfeldern aufgelistet. Die rot gekennzeichneten Indikatoren (Leitindikatoren) korrespondieren direkt mit einem im Energiekonzept genannten quantitativen Ziel (siehe Tabelle 3.1). Die übrigen Indikatoren geben zusätzliche Informationen zur Entwicklung von Kenngrößen in den verschiedenen Bereichen der Energiewende. Das verwendete Indikatoren-Set ist nicht abschlie-

Tabelle 3.1: Status quo und quantitative Ziele der Energiewende

Kategorie	2011	2012	2020	2050		
				2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen						
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-25,6 %	-24,7 %	mindestens -40 %	mindestens -55 %	mindestens -70 %	mindestens -80 bis -95 %
Erneuerbare Energien						
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,4 %	23,6 %	mindestens 35 %	mindestens 50 % (2025: 40 bis 45 %)	mindestens 65 % (2035: 55 bis 60 %)	mindestens 80 %
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	11,5 %	12,4 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Effizienz						
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-5,4 %	-4,3 %	-20 %		-50 %	
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-1,8 %	-1,9 %	-10 %		-25 %	
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	17,0 %	17,3 %	25 %			
Endenergieproduktivität	1,7 % pro Jahr (2008–2011)	1,1 % pro Jahr (2008–2012)	2,1 % pro Jahr (2008–2050)			
Gebäudebestand						
Primärenergiebedarf	–	–	–	in der Größenordnung von -80 %		
Wärmebedarf	–	–	-20 %	–		
Sanierungsrate	rund 1 %	rund 1 %		Verdopplung auf 2 % pro Jahr		
Verkehrsbereich						
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	-0,7 %	-0,6 %	-10 %		-40 %	
Anzahl Elektrofahrzeuge	6.547	10.078	1 Million	6 Millionen		–

Die Zahlen für das Jahr 2011 unterscheiden sich aufgrund von Datenaktualisierungen und methodischer Veränderungen vom ersten Monitoring-Bericht.

<p>Energieversorgung Kapitel 4</p> <ul style="list-style-type: none"> • Primärenergieverbrauch nach Energieträgern • Endenergieverbrauch nach Energieträgern • Endenergieverbrauch nach Sektoren • Bruttostromverbrauch • Nettostromverbrauch nach Sektoren • Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 	<p>Energieeffizienz Kapitel 5</p> <ul style="list-style-type: none"> • Primär- und Endenergieproduktivität der Gesamtwirtschaft • Bereinigte Primär- und Endenergieproduktivität der Gesamtwirtschaft • Stromproduktivität der Gesamtwirtschaft • Endenergieproduktivität im Sektor Industrie • Endenergieproduktivität im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen 	<p>Erneuerbare Energien Kapitel 6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergie- und Bruttostromverbrauch • Stromerzeugung, Endenergie- und Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien • Besondere Ausgleichsregelung • Aufteilung EEG-Umlage nach Anlagenkategorie • Summe Börsenstrompreis und EEG-Umlage • Merit-Order-Effekt 	<p>Kraftwerke Kapitel 7</p> <ul style="list-style-type: none"> • Leistung der deutschen Kraftwerke • Leistung der Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien • Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Nettostromerzeugung • Kraftwerksbestand nach Bundesländern • Bau und Planung konventioneller Kraftwerke • Pumpspeicherkraftwerke • Marktanteile der vier größten Stromerzeuger 	<p>Netze Kapitel 8</p> <ul style="list-style-type: none"> • Stromkreislänge Höchst- und Hochspannungsnetze • Netz-Investitionen • Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte • Kosten für Systemdienstleistungen • SAIDI-Strom • Investitionen in intelligente Netze und Zähler • Physikalische Stromflüsse in den Grenzkapazitäten
<p>Gebäude Kapitel 9.1</p> <ul style="list-style-type: none"> • Primärenergiebedarf • Wärmebedarf • Sanierungsrate • Endenergieverbrauch Gebäude • Spezifischer Endenergieverbrauch für Raumwärme in privaten Haushalten • Flächenentwicklung von Gebäuden • Investitionen in den Gebäudesektor 	<p>Verkehr Kapitel 9.2</p> <ul style="list-style-type: none"> • Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr • Bestand an Elektrofahrzeugen • Bestand an Fahrzeugen mit Brennstoffzellen • Kraftstoffverbrauch neu zugelassener Pkw • Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr 	<p>Treibhausgasemissionen Kapitel 10</p> <ul style="list-style-type: none"> • Treibhausgasemissionen • Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen • Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung • Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Bezug zu Bevölkerung und BIP • Vermiedene Treibhausgasemissionen durch Einsatz erneuerbarer Energien 	<p>Energiekosten Kapitel 11</p> <ul style="list-style-type: none"> • Preisentwicklung energetischer Rohstoffe • CO₂-Preise • Erdgaspreise nach Abnahmefall • Mineralölpreise • Strompreise nach Abnahmefall • Europäischer Strom- und Erdgaspreisvergleich nach Abnahmefall • Entlastungsregelungen für die Wirtschaft • Energiekosten nach Zielgruppen und Einkommensanteil • Energiekosten für ausgewählte Wirtschaftszweige • Anteil der Stromkosten am BIP 	<p>Gesamtwirtschaftliche Effekte Kapitel 12</p> <ul style="list-style-type: none"> • Investitionen in erneuerbare Energien • Rückgang fossiler Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz • Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien • Beschäftigungseffekte durch Energieeffizienzmaßnahmen • Beschäftigungseffekte im konventionellen Energiesektor • Ausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm

ßend festgelegt. In der Diskussion sind zusätzliche Indikatoren, so dass in den künftigen Monitoring-Berichten je nach Datenverfügbarkeit Weiterentwicklungen möglich sind.

3.3 Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende

Mit dem Energiekonzept vom September 2010 und dem Energiepaket vom Juni 2011 wurde der langfristige Umbau der Energieversorgung eingeleitet. Es sind bereits viele breit gefächerte Beschlüsse zur Umsetzung der Energiewende

auf den Weg gebracht worden. Diese Maßnahmen betreffen alle zentralen Energiewende-Bereiche wie den Ausbau der erneuerbaren Energien, den Netzausbau, die Sicherung von Kraftwerkskapazitäten, die Steigerung der Energieeffizienz und die Energieforschung. Eine detaillierte Auflistung aller bis zur Bundestagswahl 2013 verabschiedeten Gesetze und Verordnungen findet sich im Anhang.

Einzelne Instrumente, welche im Berichtsjahr 2012 und auch im Jahr 2013 erlassen wurden, werden jeweils im letzten Unterkapitel der entsprechenden Kapitel kurz beschrieben und erläutert.

Energieeffizienz (Kapitel 5): Die Bundesregierung setzt zur Steigerung der Energieeffizienz verschiedene Instrumente ein. Neben Information und Beratung sowie verschiedenen Fördermaßnahmen gehören dazu auch ordnungspolitische Rahmensetzungen und fiskalpolitische Regelungen.

Ausbau der erneuerbaren Energien (Kapitel 6): Mit zwei Neufassungen des EEG im Jahr 2012 wurden Kosten begrenzt und die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien verbessert. Der PV-Zubau wurde verstetigt und die Kosten der Einspeisevergütungssätze deutlich gesenkt. Während sie noch vor wenigen Jahren zwischen 32 und 43 ct/kWh lagen, betragen sie im Februar 2014 zwischen 9,4 und 13,5 ct/kWh. Darüber hinaus wurde festgelegt, dass die PV-Förderung ausläuft, wenn eine installierte Leistung von 52 GW erreicht ist. Im Bereich der Offshore-Windenergie sind Haftungs- und Entschädigungsregelungen für eine verspätete Netzanbindung erlassen worden. Des Weiteren ist der Offshore-Netzentwicklungsplan festgelegt worden. Im Wärmesektor hat die Bundesregierung den ersten Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vorgelegt, in dem unter anderem der Stand der Zielerreichung des gesetzlichen Ziels untersucht wird. Die erneuerbare Wärme wird überwiegend über Biomasse bereitgestellt. Das Marktanreizprogramm ergänzt das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. Im Verkehrssektor wird der Anteil erneuerbarer Energien hauptsächlich durch Biokraftstoffe bereitgestellt. Hierzu regelt das Biokraftstoffquotengesetz die entsprechenden Quoten. Es wird durch die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung ergänzt.

Optimierung des Kraftwerksparks (Kapitel 7): Für eine sichere Stromversorgung muss jederzeit ausreichend Strom in Kraftwerken erzeugt werden können. Beim Umbau der Energieversorgung bedarf es hierfür einer Flexibilisierung des Gesamtsystems. Um die für eine zuverlässige Energieversorgung auf absehbare Zeit notwendigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten langfristig zu sichern, wird die Bundesregierung mittelfristig einen wettbewerblichen, technologieoffenen, kosteneffizienten und europarechtskonformen Kapazitätsmechanismus entwickeln. Mit dem sog. Wintergesetz für Versorgungssicherheit und der Reservekraftwerksverordnung hat die Bundesregierung Maßnahmen ergriffen, um die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten. Mit der Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes wird die Förderung des hoch-effizienten KWK-Stroms weitergeführt. Auch Speicher sind ein wichtiger Baustein, um ein zukunftsfähiges Energiesystem auf der Basis erneuerbarer Energien zu schaffen. Die Bundesregierung treibt daher die Forschung und Entwicklung von Speichertechnologien voran.

Beschleunigung des Netzausbaus und Erhöhung der Netzstabilität (Kapitel 8): Ein beschleunigter Netzausbau ist für das Gelingen der Energiewende unverzichtbar. Die Bundesregierung hat daher wichtige Rahmenbedingungen für einen beschleunigten Netzausbau geschaffen. Mit dem novellierten Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) steht die Grundlage für den koordinierten, beschleunigten und transparenten Ausbau



der Stromnetze. Als zentrales Instrument für den Ausbau der Übertragungsnetze legt der Bundesbedarfsplan die energiewirtschaftlich notwendigen und vordringlichen Projekte fest und beschleunigt die zugehörigen Verfahren. Mit der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) soll die Systemstabilität erhöht werden, indem die Netzbetreiber in kritischen Situationen flexible industrielle Lasten vom Netz nehmen können.

Gebäude und Verkehr (Kapitel 9): Im Gebäudesektor bestehen große Potenziale für Effizienzsteigerungen, deren Hebung jedoch mit hohen jährlichen Investitionen verbunden ist. Mit der Energieeinsparverordnung (EnEV) werden Mindestanforderungen an die energetische Qualität der Gebäudehülle und der Anlagentechnik bei Neubauten und bei größeren Sanierungen von bestehenden Gebäuden gestellt. Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) verpflichtet Bauherren seit dem Jahr 2009, den Wärmeenergiebedarf von neuen Gebäuden anteilig mit erneuerbaren Energien zu decken. Verschiedene KfW-Förderprogramme treiben die Effizienzerhöhung im Gebäudebereich voran. Im Verkehrssektor sind neben den EU-Verordnungen zur Verringerung der CO₂-Emissionen bei neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen wesentliche Elemente das Kraftfahrzeugsteuergesetz und die Pkw-Verbrauchskennzeichnung sowie die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie und das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie.

Reduktion der Treibhausgasemissionen (Kapitel 10): Die Bundesregierung hat eine Reihe von Maßnahmen ergriffen, die – ausschließlich oder neben anderen Zielen – dazu dienen, die Klimaschutzziele zu erreichen. Hierzu gehören im Stromsektor sämtliche Maßnahmen, die im Bereich erneuerbare Energien ergriffen worden sind, ebenso wie die Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Des Weiteren dienen auch Maßnahmen zur Steigerung der

Stromeffizienz der Senkung der Treibhausgasemissionen. Im Verkehrssektor sollen Maßnahmen wie die CO₂-Strategie der EU oder der Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität dazu beitragen, die Emissionen dieses Sektors langfristig zu senken. Des Weiteren bestehen verschiedene Maßnahmen zur Finanzierung des Klimaschutzes wie etwa der Energie- und Klimafonds (EKF). Im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative werden Projekte und Programme zum Klimaschutz gefördert. Schließlich ist der Emissionshandel ein wichtiges übergreifendes Instrument in Deutschland und Europa mit dem Ziel einer Minderung der CO₂-Emissionen bis 2020 von 21 Prozent gegenüber 2005. Das Instrument erfasst etwa 50 Prozent der deutschen Treibhausgasemissionen. Im Rahmen der internationalen Aktivitäten zum Klimaschutz ist insbesondere die Internationale Klimaschutzinitiative (IKI) zu nennen.

Wettbewerb und Bezahlbarkeit (Kapitel 11): Der Umbau der Energieversorgung hin zu einem weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhendem 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. Hierbei ist auf die Bezahlbarkeit für die Verbraucher zu achten. Deutschland leistet mit der Energiewende im besonderen Maße einen Beitrag zu einer Energietechnologie-Entwicklung, die auch den gesamteuropäischen Klima- und Energiezielen dient. Es ist daher entscheidend, dass für die in Deutschland produzierenden Unternehmen, die im europäischen und globalen Wettbewerb stehen, faire Wettbewerbsbedingungen geschaffen werden, auch um eine Abwanderung ins Ausland zu vermeiden. Die preisliche Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Unternehmen wird von einer Reihe von Regelungen zu Steuern, Abgaben und Umlagen beeinflusst, von denen einzelne Regelungen in diesem Sinne im Jahr 2012 weiterentwickelt und ergänzt wurden. Zugleich wurde u. a. mit den neu eingerichteten Markttransparenzstellen für Strom und Gas sowie für Kraftstoffe der Wettbewerb auf den Energiemärkten gestärkt.

Gesamtwirtschaftliche Effekte (Kapitel 12): Der fortgesetzte Umbau der Energieversorgung hat auch 2012 erhebliche Impulse für Investitionen, Innovationen, Preise und Technologieentwicklung ausgelöst. Konkrete Auswirkungen der Energiewende auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung in Deutschland lassen sich gegenwärtig nur ansatzweise aufzeigen. Für genauere Aussagen müssen die Effekte, die der Energiewende zuzurechnen sind, von den übrigen Effekten unterschieden werden, die durch andere Einflussfaktoren, wie etwa dem weltwirtschaftlichen Umfeld, bedingt sind.



4. Entwicklung der Energieversorgung

Die wesentlich kältere Witterung des Jahres 2012 war ein maßgeblicher Grund dafür, dass der Primärenergieverbrauch im Jahr 2012 um 1,2 Prozent gegenüber dem Wert für 2011 gestiegen ist. Bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte hat sich dagegen der Primärenergieverbrauch um 1,0 Prozent gegenüber dem Vorjahr verringert.

Fossile Energieträger haben im Jahr 2012 mit 79 Prozent weiterhin den höchsten Anteil am Primärenergieverbrauch. Der Beitrag der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch konnte 2012 weiter ausgebaut werden und liegt im Jahr 2012 bei 11,6 Prozent.

Im Jahr 2012 lag der Bruttostromverbrauch bei 605,6 TWh und ist damit gegenüber 2011 unverändert. Gegenüber dem Basisjahr 2008 ist er um 1,9 Prozent gesunken.

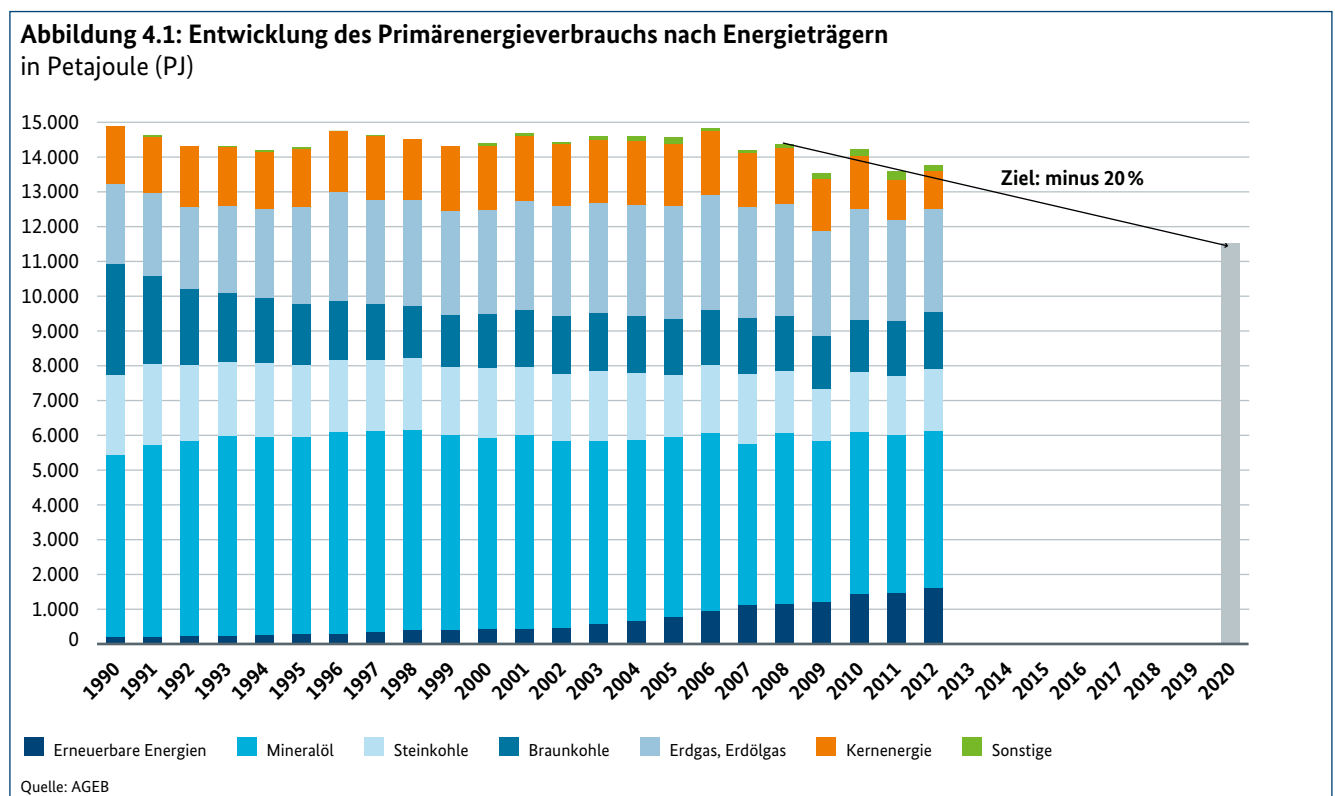
4.1 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

Ziel aus dem Energiekonzept 2010: Bis 2020 soll der Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 um 20 Prozent und bis 2050 um 50 Prozent sinken.

2012 stieg der Primärenergieverbrauch in Deutschland gegenüber dem Vorjahr um 1,2 Prozent auf 13.757 PJ (siehe Abbildung 4.1). Der leichte Anstieg des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2012 beruht nach Angaben der AG Energiebilanzen e. V. (AGEB) vorwiegend auf dem Mehrbedarf an Wärmeenergien infolge der gegenüber dem Vorjahr niedrigeren Temperaturen. Die gemessene Jahresdurchschnittstemperatur von 9,1 °C für das Jahr 2012 war tiefer

als im Vorjahr mit einer Jahresdurchschnittstemperatur von 9,6 °C und lag auch unter der mittleren Jahresdurchschnittstemperatur der vergangenen zehn Jahre (Deutscher Wetterdienst). Dementsprechend war der Heizbedarf 2012 höher als im Vorjahr.

Es ist zu berücksichtigen, dass nach Revisionen und Aktualisierungen der Energiebilanzen durch die AG Energiebilanzen e. V. sich die Angaben zum Energieverbrauch in Deutschland auch rückwirkend zum Teil deutlich verändert haben. Insbesondere wurde der Primärenergieverbrauch für das Basisjahr 2008 von 14.216 PJ auf 14.380 PJ korrigiert. Damit hat sich der Primärenergieverbrauch im Jahr 2012 gegenüber dem Basisjahr 2008 um 4,3 Prozent verringert.



Der nur auf fossilen Energieträgern und auf Kernenergie basierende Primärenergieverbrauch ist in Deutschland von 13.103 PJ im Jahr 2008 auf 11.993 PJ im Jahr 2012 und damit um rund 8,5 Prozent zurückgegangen.

Der Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch blieb 2012 gegenüber dem Vorjahr mit 79 Prozent nahezu unverändert. Mineralöl leistete mit 33 Prozent weiterhin den größten Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs. Es folgen das Erdgas mit knapp 22 Prozent und die Stein- und Braunkohlen mit jeweils etwa 12 Prozent. Der Anteil der Kernenergie sank von 8,7 Prozent im Jahr 2011 auf 8,0 Prozent. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zum Primärenergieverbrauch ist 2012 von 10,8 Prozent im Jahr 2011 auf 11,6 Prozent gestiegen.

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland liegt 2013 voraussichtlich um etwa 2,5 Prozent über dem Niveau des Vorjahres. Insgesamt wurden nach vorläufigen Berechnungen der AGEB 13.908 PJ Energie verbraucht. Den stärksten Einfluss auf die Entwicklung hatte die kühle Witterung im ersten Halbjahr. Unter Berücksichtigung des Temperatureffekts wäre der Energieverbrauch nur um etwa 1,1 Prozent gestiegen. Von der schwachen Konjunkturentwicklung gingen kaum verbrauchssteigernde Effekte aus.

Berücksichtigt man Witterungs- und Lagerbestandeffekte, ergibt sich für das Jahr 2012 ein bereinigter Primärenergieverbrauch, der um ca. 1,0 Prozent unter dem Niveau des Vorjahres liegt.

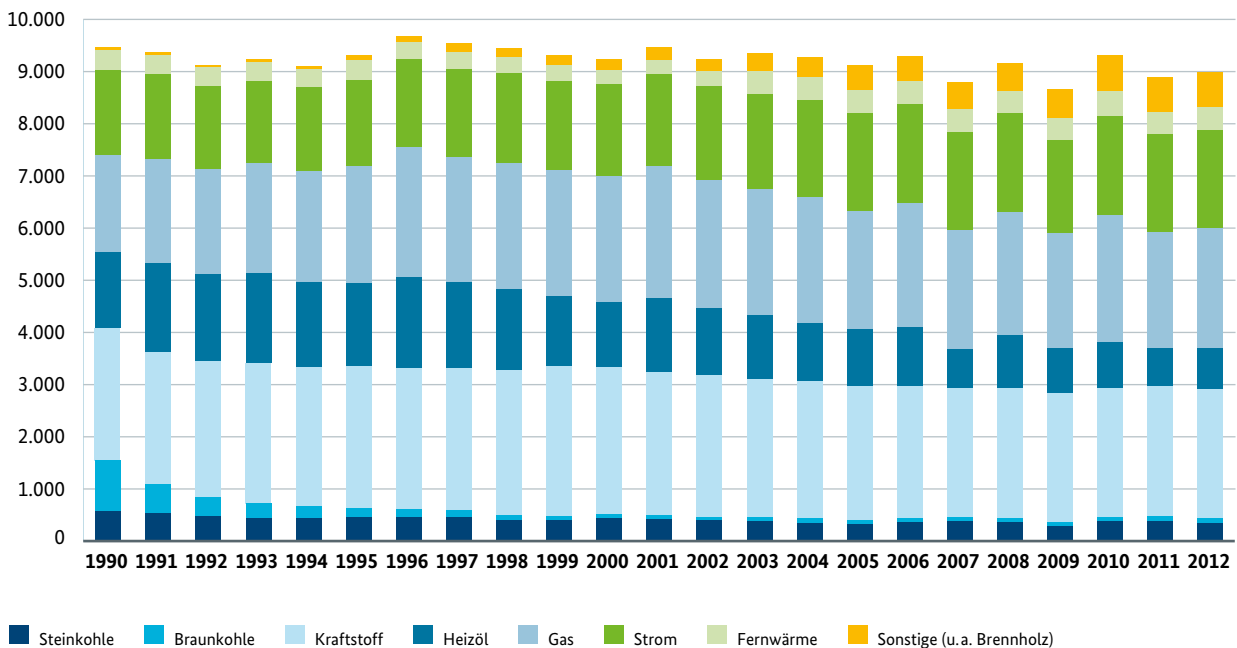
Dieser Rückgang des um Temperatur- und Lagerbestand bereinigten Primärenergieverbrauchs im Jahr 2012 ist nach Einschätzung der AGEB das Ergebnis einer effizienteren Energienutzung. Diese hat die verbrauchssteigernden Effekte der zunehmenden Wirtschaftsleistung und des leichten Bevölkerungswachstums überkompensiert (siehe Kapitel 5).

Gemessen am Basisjahr 2008 zeigt die Entwicklung des temperatur- und lagerbestandsbereinigten Primärenergieverbrauchs auch weiterhin einen leicht rückläufigen Trend. Allerdings sind von Jahr zu Jahr Schwankungen erkennbar. Welche Schlussfolgerungen sich daraus ergeben, wird im Fortschrittsbericht untersucht.

4.2 Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren

Die im Vergleich zum Vorjahr leicht ansteigende Entwicklung des Primärenergieverbrauchs ist unter anderem das Ergebnis einer erhöhten Nachfrage nach Endenergie, insbesondere zur Abdeckung des Heizbedarfs. Dies lässt sich auch an der Verbrauchsstruktur in Abbildung 4.2 erkennen. Insbesondere der vorrangig zum Heizen verwendete Energieträger Erdgas wurde 2012 vermehrt benötigt und nahm gegenüber dem Vorjahr an Bedeutung zu.

Abbildung 4.2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in Petajoule (PJ)



Quelle: AGEB

Abbildung 4.3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren
in Petajoule (PJ)

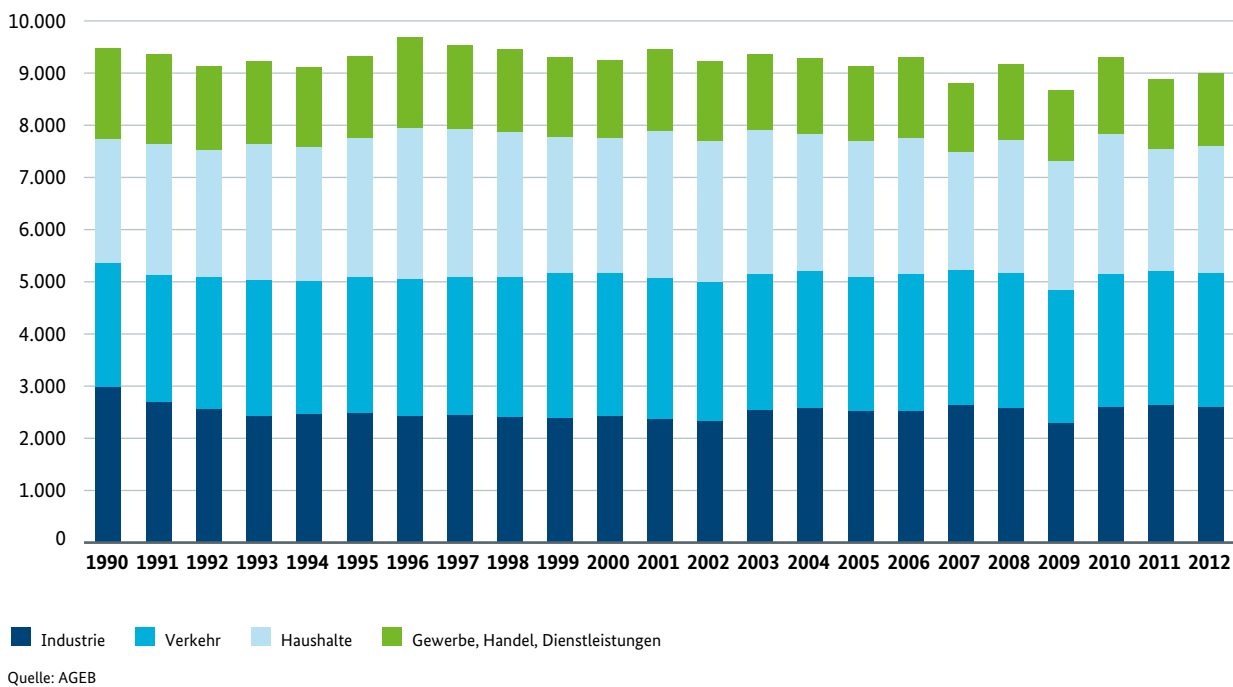


Abbildung 4.3 stellt die zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren dar. Auch in dieser Abbildung ist die deutlich kühlere Witterung im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr zu erkennen. Im Sektor Private Haushalte, in dem die Energie zu über 70 Prozent für Heizzwecke verwendet wird, ist der Endenergieverbrauch 2012 gegenüber dem Vorjahr angestiegen. Dagegen hat sich der Endenergieverbrauch in den weitgehend temperaturunabhängigen Sektoren Verkehr und Industrie im Jahr 2012 kaum verändert.

Auf die Stromproduktivität (reales BIP pro Bruttostromverbrauch) als Indikator für Stromeffizienz wird in Kapitel 5 eingegangen.

Der von den Endverbrauchern konsumierte Nettostromverbrauch ging 2012 mit 519,3 TWh um 0,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr (521,2 TWh) zurück. Der größte Anteil am Nettostromverbrauch entfällt mit 43,5 Prozent auf die Industrie.

4.3 Entwicklung auf dem Strommarkt

4.3.1 Stromverbrauch

Ziel aus dem Energiekonzept 2010: Bis 2020 soll der Stromverbrauch gegenüber 2008 in einer Größenordnung von 10 Prozent und bis 2050 von 25 Prozent sinken.

Im Jahr 2012 lag der Bruttostromverbrauch bei 605,6 TWh und ist damit gegenüber 2011 unverändert. Gegenüber dem Jahr 2008 ist der Bruttostromverbrauch um 1,9 Prozent gesunken. Der durchschnittliche jährliche Rückgang des Bruttostromverbrauchs zwischen 2008 und 2012 beträgt 0,47 Prozent. Um das Ziel des Energiekonzepts zu erreichen, müsste der Bruttostromverbrauch zwischen 2008 und 2020 jährlich um durchschnittlich 0,87 Prozent zurückgehen.

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. Im Jahr 2011 wurden acht Kernkraftwerke dauerhaft abgeschaltet, was einer installierten Leistung von 8,4 GW entsprach. Die installierte Leistung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien wurde bis Ende des Jahres 2012 auf insgesamt 75,6 GW ausgebaut (siehe Kapitel 7.1).

Die Bruttostromerzeugung in Deutschland nahm 2012 im Vergleich zum Vorjahr um 2,7 Prozent zu und stieg dabei auf insgesamt 629,8 TWh an. Da gleichzeitig der Stromverbrauch in Deutschland stagnierte, führte dies zu einem Exportüberschuss in Höhe von 23,1 TWh (siehe Kapitel 8.5).

Den größten Anteil an der Bruttostromerzeugung haben nach wie vor die Braunkohlekraftwerke. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung ist

Abbildung 4.4: Entwicklung des Brutto- und Nettostromverbrauchs in TWh (Mrd. kWh)

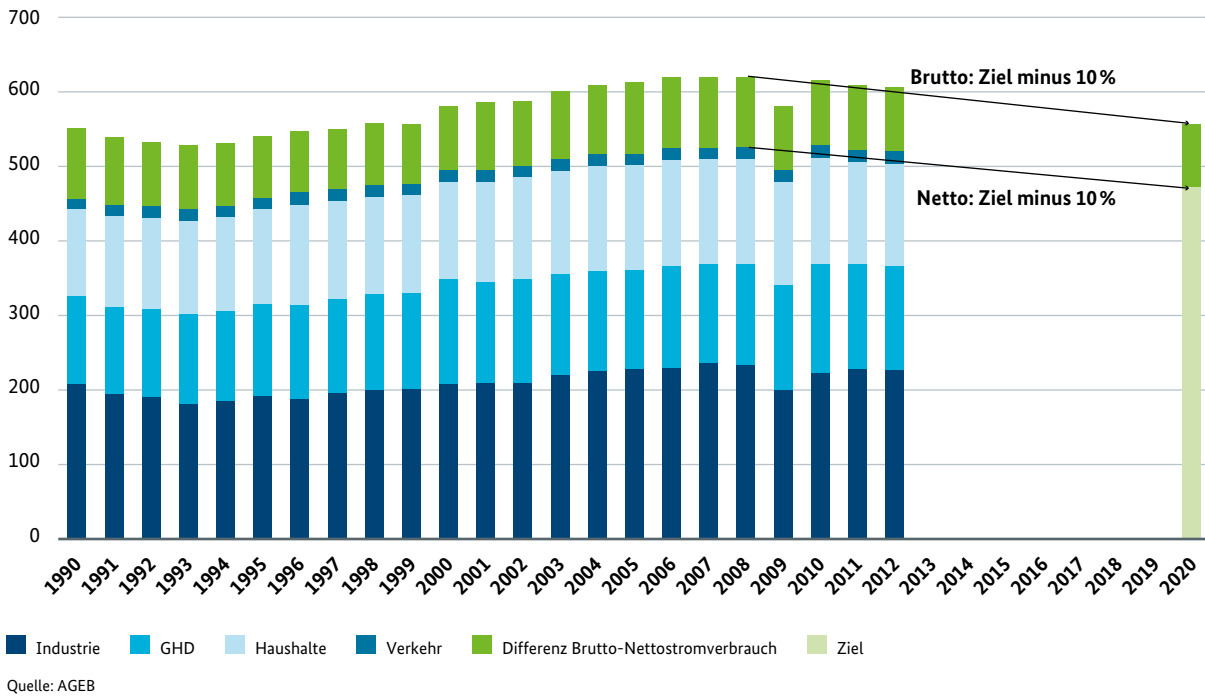
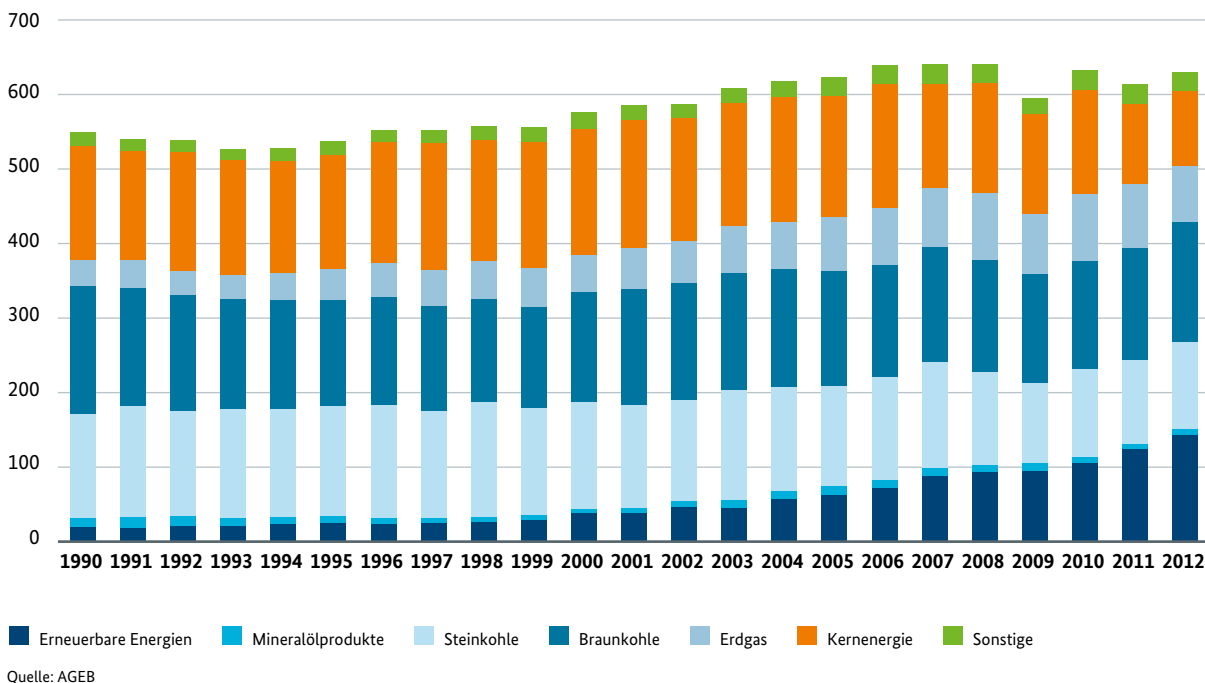


Abbildung 4.5: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in TWh (Mrd. kWh)



von 14,6 Prozent im Jahr 2008 auf 22,8 Prozent angestiegen und ist damit zweitgrößter Stromerzeuger in Deutschland. Die Windkraft ist mit einem Anteil von rund 8 Prozent an der gesamten Stromerzeugung auch im Jahr 2012 bedeutendster erneuerbarer Energieträger (siehe Kapitel 6). Weitere Anteile an der Bruttostromerzeugung hatten 2012 die Steinkohlekraftwerke mit 18,5 Prozent, die Kernkraftwerke

mit 15,8 Prozent und die Erdgaskraftwerke mit 12,1 Prozent. Der Anteil der Kernenergie und des Erdgases an der Bruttostromerzeugung ist 2012 gegenüber dem Vorjahr rückläufig. Der Anteil der Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen stieg von 17,0 Prozent im Jahr 2011 auf 17,3 Prozent im Jahr 2012, was einer Zunahme der KWK-Nettostromerzeugung um 4,4 TWh entsprach (siehe Tabelle 7.1).

5. Energieeffizienz

Die Steigerung der Energieeffizienz ist ein Schlüsselfaktor bei der Umsetzung der Energiewende. Ein Indikator ist die Endenergieproduktivität. Sie setzt die Wirtschaftsleistung (etwa das BIP) ins Verhältnis zum Endenergieverbrauch. Die Energieproduktivität unterliegt einer Vielzahl von kurzfristig wirkenden Einflussfaktoren, die bei jährlicher Betrachtung der Entwicklung zu starken Schwankungen führen können.

Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der Endenergieproduktivität im Zeitraum von 2008 bis 2012 liegt unter dem Zielwert des Energiekonzepts einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung der Endenergieproduktivität um 2,1 Prozent.

Die Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie aus dem Jahr 2012 wird ebenfalls vor dem Hintergrund erfolgen, dass die Endenergieproduktivität in Zukunft weiter erhöht werden soll. Die Bundesregierung setzt die EU-Energieeffizienzrichtlinie auch mit neuen Maßnahmen sachgerecht um. Dies soll dazu beitragen, die Energieeffizienz-Ziele zu erreichen.

In einem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz wird die Koalition die Ziele für die verschiedenen Bereiche, die Instrumente, die Finanzierung und die Verantwortung der einzelnen Akteure zusammenfassen. Der erste Aktionsplan wird im Jahre 2014 erarbeitet und von der Bundesregierung beschlossen werden.

5.1 Energieeffizienz als zentraler Bestandteil der Energiepolitik

Ziel aus dem Energiekonzept 2010: 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 Erhöhung der Energieeffizienz und die damit einhergehende Energieeinsparung ist eine tragende Säule der Energiewende, 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.

Dabei sollen die Energieeinsparungen durch eine Verbesserung der Energieeffizienz ohne Komforteinbußen und verbunden mit Impulsen für die wirtschaftliche Entwicklung erfolgen.

Die Senkung des Energieverbrauchs durch mehr Energieeffizienz muss als zentraler Bestandteil der Energiewende mehr Gewicht erhalten. Fortschritte bei der Energieeffizienz erfordern einen sektorübergreifenden Ansatz, der Gebäude, Industrie, Gewerbe und Haushalte umfasst und dabei Strom, Wärme und Kälte gleichermaßen in den Blick nimmt. Ausgehend von einer technisch-wirtschaftlichen Potenzialanalyse sollen Märkte für Energieeffizienz entwickelt und dabei alle Akteure eingebunden werden. Der Kurs einer Steigerung der Energieeffizienz durch einen Mix aus „Fordern und Fördern“, Standards, Information und Anreizen wird mit einem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz noch in 2014 fortgesetzt.

5.2 Entwicklung der Endenergieproduktivität

Ein gebräuchlicher Indikator zur Messung der Energieeffizienz ist die Energieproduktivität. Die Energieproduktivität setzt eine Nutzengröße ins Verhältnis zur Energiemenge, die für das Erreichen dieses Nutzens eingesetzt wurde. Im Energiekonzept wird die Energieeffizienz an der Energieproduktivität bezogen auf den Endenergieverbrauch gemessen. Die Nutzengröße ist hier das reale BIP. Die Entwicklung des Energieverbrauchs wird in Kapitel 4 dargestellt. In diesem Kapitel erfolgt die Betrachtung der Energieproduktivität.

Die Bundesregierung hat sich im Energiekonzept das Ziel einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung der Endenergieproduktivität um 2,1 Prozent für den Zeitraum 2008 bis 2050 gesetzt. Die bisherige Entwicklung der tatsächlichen jährlichen Steigerung der Endenergieproduktivität zeigt für die Jahre 2008 bis 2012 von Jahr zu Jahr stark unterschiedliche Werte, die von -3,2 Prozent (2010) bis +8,3 Prozent (2011) reichen. Die Schwankungen beruhen darauf, dass der Endenergieverbrauch und damit auch die Energieeffizienz von verschiedenen Faktoren abhängen. Dazu gehören Witterung, konjunkturelle Einflüsse, Preiseffekte, Verhaltensweisen sowie Strukturänderungen. Beispielsweise war der starke Anstieg der Endenergieproduktivität in 2011 auf den sehr milden Winter zurückzuführen. Dies macht deutlich, dass für eine Beurteilung der Energieeffizienzsteigerung (z. B. durch eine bessere Gebäudedämmung, effizientere Elektrogeräte oder sparsamere Motoren) der Einfluss dieser Faktoren berücksichtigt werden muss und dass der Grad der Zielerreichung nur auf der Basis langfristiger Durchschnittswerte beurteilt werden kann.

2012 beträgt die gesamtwirtschaftliche Endenergieproduktivität (reales BIP pro Einheit Endenergieverbrauch) 274,7 Euro/GJ, was einem Rückgang um 0,6 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht (siehe Abbildung 5.1). Dieser Rückgang der Endenergieproduktivität im Jahr 2012 im Vergleich zum Vorjahr ist vor allem auf den milden Winter im Jahr 2011 zurückzuführen. 2008 betrug die Endenergieproduktivität noch 262,9 Euro/GJ. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von 1,1 Prozent im Zeitraum von 2008 bis 2012. Der Rückgang in der durch-

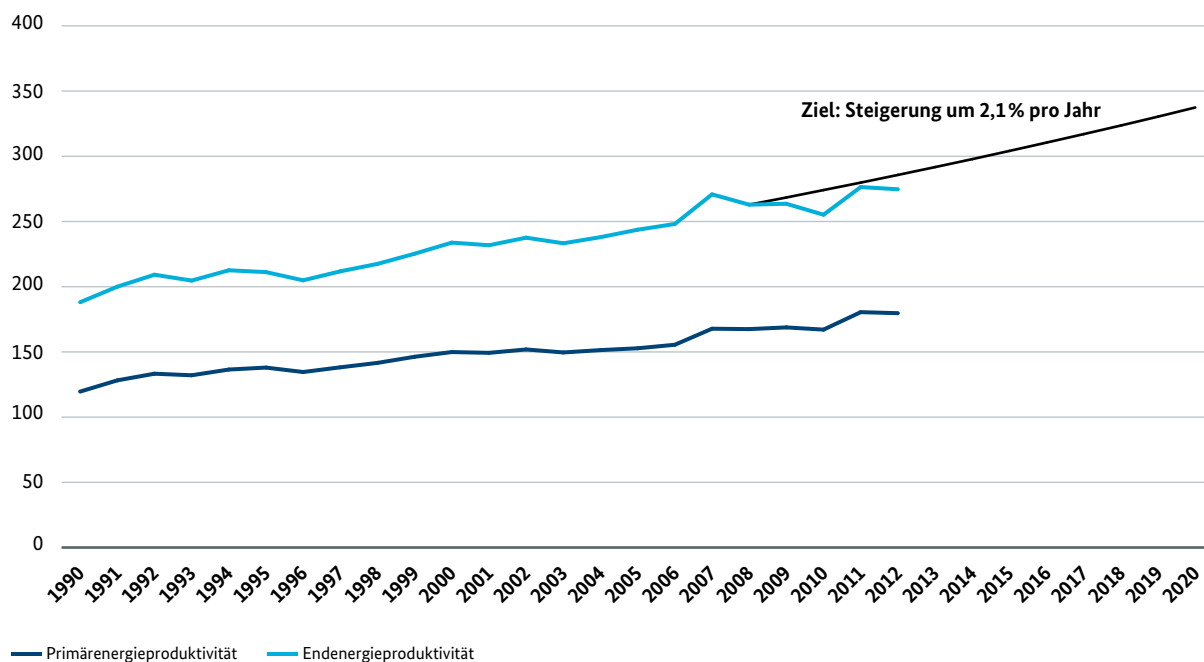
schnittlichen jährlichen Steigerung der Endenergieproduktivität zwischen 2008 und 2012 im Vergleich zum Zeitraum 2008 bis 2011 ist zum einen bedingt durch Datenanpassungen. Zum anderen ist die Endenergieproduktivität zwischen 2011 und 2012 auf Grund der kühlen Witterung im Jahr 2012 zurückgegangen.

Die obere Kurve in Abbildung 5.2 stellt die Entwicklung der um Temperatur und Lagerbestand bereinigten gesamtwirtschaftlichen Endenergieproduktivität der Bundesrepublik Deutschland dar. Demnach hat sich die bereinigte gesamtwirtschaftliche Endenergieproduktivität 2012 im Vergleich zum Vorjahr um 1,4 Prozent erhöht. Seit dem Jahr 2008 stieg die bereinigte gesamtwirtschaftliche Endenergieproduktivität um durchschnittlich 3,0 Euro/GJ pro Jahr.

Die untere Kurve in Abbildung 5.2 stellt die um Temperatur und Lagerbestand bereinigte Primärenergieproduktivität dar. Zwischen 1990 und 2012 hat sich die bereinigte Energieproduktivität bezogen auf den Primärenergieverbrauch um rund 53,8 Prozent verbessert.

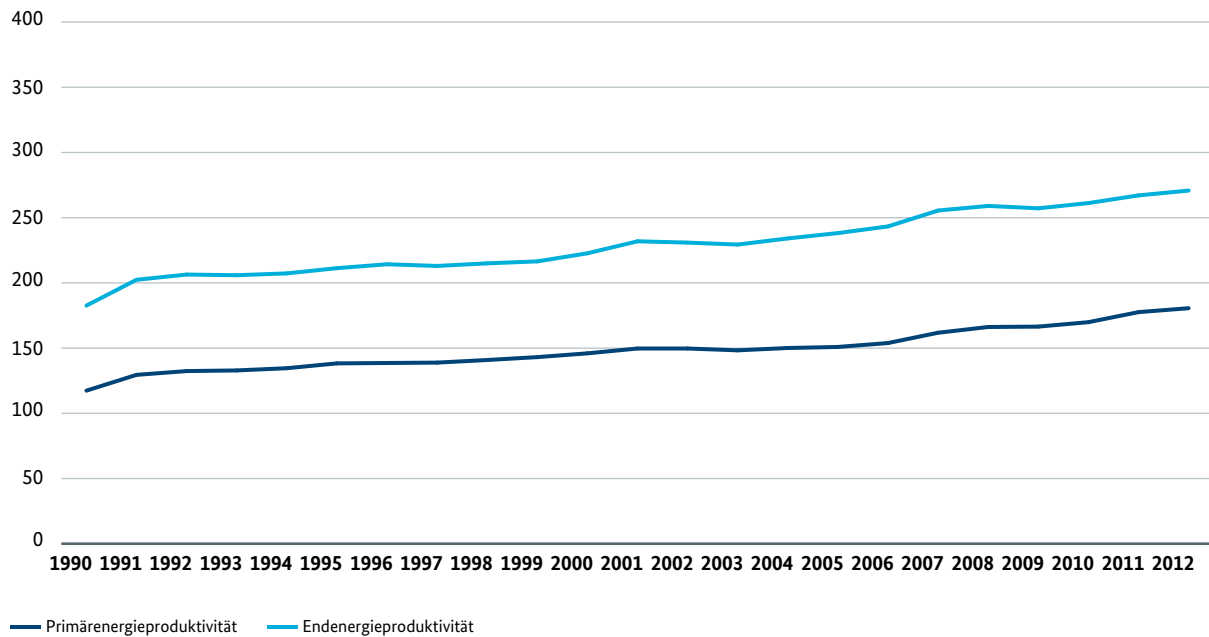
Eine Steigerung der allgemeinen Energieproduktivität kann u. a. im Stromsektor durch eine Erhöhung der Stromproduktivität erfolgen. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität (reales BIP pro Bruttostromverbrauch) ist im Jahr 2012 um 0,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 4,07 Euro/kWh angestiegen und verzeichnet somit auch im Jahr 2012 einen Zuwachs (siehe Abbildung 5.3). Dieser Anstieg liegt im längerfristigen Durchschnitt der Jahre 1990 bis 2012 mit einem mittleren jährlichen Anstieg der Strom-

Abbildung 5.1: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Primär- und Endenergieproduktivität in Euro/GJ



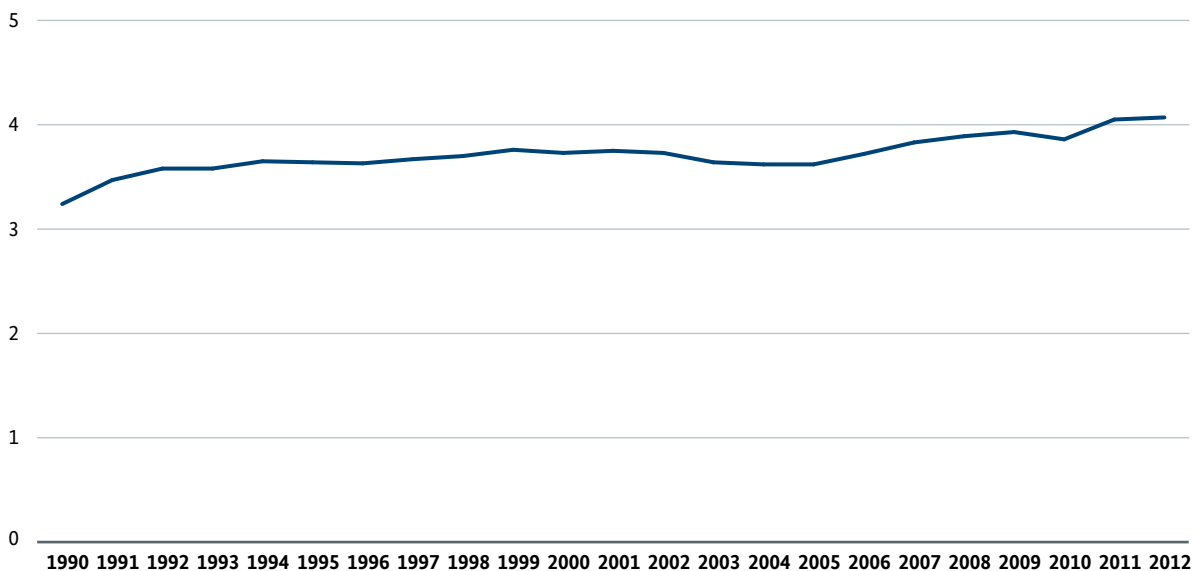
Quelle: AGEB

Abbildung 5.2: Entwicklung der temperatur- und lagerbestandsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Primär- und Endenergieproduktivität in Euro/GJ



Quelle: AGEb

Abbildung 5.3: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität in 1.000 Euro/MWh

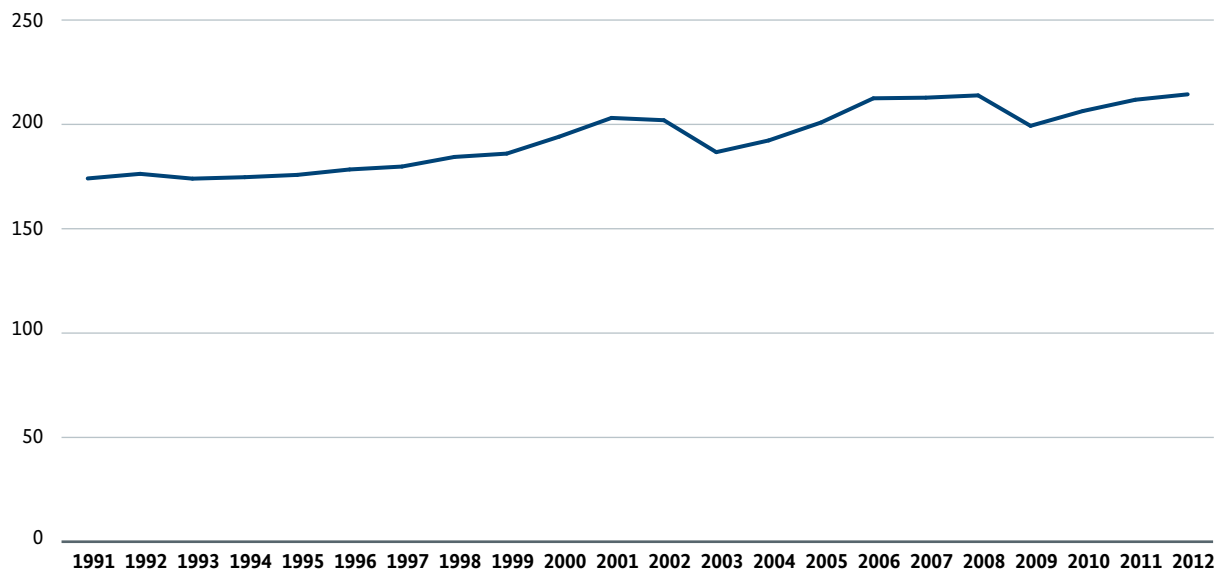


Quelle: AGEb

produktivität von 1,05 Prozent. Der seit Anfang der 90er Jahre bestehende Trend zur zunehmenden Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Entwicklung des Stromverbrauchs hat sich also auch im Jahr 2012 weiter fortgesetzt. Als Gründe für die Steigerung der Stromeffizienz sind der

Einsatz effizienterer Technik, der steigende Anteil des weniger stromintensiven Dienstleistungssektors am BIP sowie der bewusstere Umgang der Verbraucher mit Energie zu nennen.

Abbildung 5.4: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität in der Industrie
in Euro BWS/GJ



Quelle: AGEB

5.3 Endenergieproduktivität in den einzelnen Sektoren

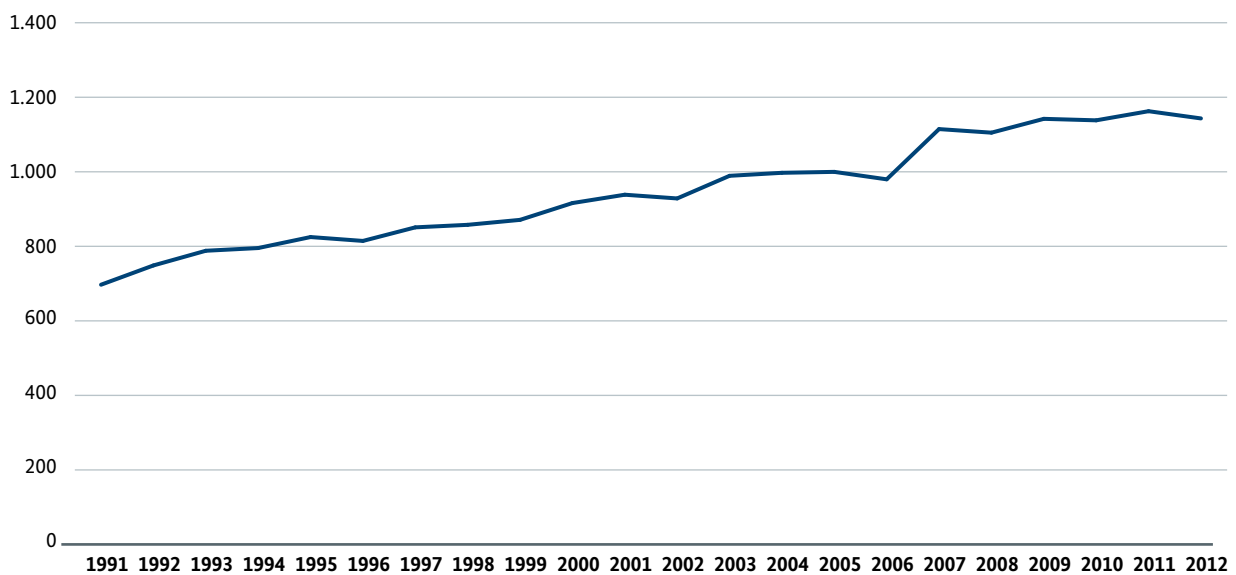
Die Industrie nutzt ca. zwei Drittel ihres Endenergieverbrauchs für Prozesswärme z. B. in der Metallherzeugung oder bei der Durchführung chemischer Prozesse. Ein weiterer Beitrag entfällt auf den elektrischen Antrieb von Maschinen. Einzelheiten sind in den Anwendungsbilanzen der AG Energiebilanzen enthalten.

Abbildung 5.4 zeigt die Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität des industriellen Bereiches. Im Jahr 2012 entfielen auf den Sektor Industrie mit 2.599 PJ rund 29 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland. Seit 1991 ist die temperaturbereinigte Endenergieproduktivität durchschnittlich um jährlich 1,08 Prozent gestiegen. Jedoch machen sich in diesem Wirtschaftssektor konjunkturelle Schwankungen und Innovationszyklen sehr stark bemerkbar. So sind in Abbildung 5.4 deutliche Einbrüche in der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität in den Jahren 2003 und 2009 mit schwacher Konjunktur zu erkennen, was auf unterausgelastete Produktionskapazitäten zurückgeführt werden kann. Allerdings folgt die Endenergieproduktivität insgesamt seit 1991 einem Aufwärtstrend. Ein Grund für die Steigerung der Energieeffizienz im Industrie-Sektor ist die zunehmende gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (siehe Kapitel 7.1.3). Außerdem führen viele Modernisierungen und Anpassungen der Industrieproduktion zur Reduzierung von Energieverbrauch (und damit auch Energiekosten) und anderen mit

dem Industriebetrieb verbundenen Kosten. Ein weiterer Grund für die Steigerung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Industrie-Sektor ist jedoch auch eine generelle Entwicklung von energieintensiver Produktion hin zu weniger energieintensiven Sektoren. Potenziale für Steigerungen der Energieeffizienz liegen auch in der Verwendung von elektronischen Anlagensteuerungen für optimierte Prozessabläufe oder in der Rückgewinnung von Wärme und Rohstoffen.

Zum Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) zählen u. a. das Baugewerbe, Krankenhäuser, Schulen, die Landwirtschaft und der öffentliche Dienst. In diesen Bereichen ist die Abhängigkeit von konjunkturellen Schwankungen weniger stark ausgeprägt als im Industrie-Sektor. Dementsprechend ist die Steigerung der temperatur- und lagerbestandsbereinigten Endenergieproduktivität in Abbildung 5.5 kontinuierlich und unterliegt kaum Konjunkturschwankungen. Aufgrund der Heterogenität und der komplexen Handels- und Vertriebsstrukturen des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sind zusätzliche Erhebungen erforderlich, um die Datenbasis weiter zu verbessern. Zwischen 1991 und 2012 ist die temperatur- und lagerbestandsbereinigte Endenergieproduktivität im Sektor GHD durchschnittlich um jährlich 2,4 Prozent gestiegen. Damit zeichnet sich dieser Wirtschaftssektor, der 15,5 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland ausmacht, auch im Jahr 2012 durch den stärksten Anstieg der temperatur- und lagerbestandsbereinigten Endenergieproduktivität aller betrachteten Sektoren aus. Zu dem starken Anstieg der temperatur- und lager-

Abbildung 5.5: Entwicklung der temperatur- und lagerbestandsbereinigten Endenergieproduktivität von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
in Euro BWS/GJ



Quelle: AGEB

bestandsbereinigten Endenergieproduktivität in diesem Sektor haben eine verbesserte Wärmedämmung, eine zunehmende Automatisierung und Prozessoptimierung sowie die Modernisierung von eingesetzten Maschinen und Anlagen geführt.

Der Sektor Verkehr kann seit 1990 ebenfalls eine deutliche Erhöhung der Energieeffizienz vorweisen (siehe Kapitel 9.2). Auch die privaten Haushalte haben in den letzten zehn Jahren ihren bereinigten spezifischen Endenergieverbrauch senken können (siehe Kapitel 9.1).

5.4 Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz

Zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland hat sich ein vielfältiger Mix von verschiedenen Instrumenten bewährt. Neben den Ländern und Kommunen hat der Bund zahlreiche Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung verabschiedet und an aktuelle Entwicklungen angepasst. Dazu zählen ordnungspolitische Rahmensetzungen (z. B. Novellierung der Energieeinsparverordnung EnEV, siehe Kapitel 9), fiskalpolitische Regelungen (z. B. Neuregelung des sogenannten „Spitzenausgleichs“ im Energiesteuer- und Stromsteuergesetz), aber auch konkrete Fördermaßnahmen (z. B. Förderprogramme der KfW) und Angebote zur Information und Beratung (z. B. die Vor-Ort-Energieberatung für Wohngebäudebesitzer, das Energieberatungsangebot der Verbraucherzentralen, die Initiative Energieeffizienz, die Stromsparinitiative und spezifische Beratungs- und Unterstützungsangebote für einkommensschwache Haushalte).

Einige dieser Maßnahmen dienen auch der Umsetzung von EU-Richtlinien.

In den letzten Jahren ist in Deutschland ein lebendiger, wachsender Markt für Energiedienstleistungen entstanden. Dieser Markt setzt sich aus vielen verschiedenen Marktsegmenten (z. B. Contracting, Energieaudits, Energiemanagement, Gebäudesanierungen, Mess- und Zählerdienstleistungen) und Anbietern (z. B. Energieunternehmen, Ingenieur- und Architektenbüros, Handwerker) zusammen und ist durch einen regen Wettbewerb gekennzeichnet.

Die Bundesregierung setzt auf einen ausgewogenen Mix unterschiedlicher Politikmaßnahmen, insbesondere Anreize, Standards, Kennzeichnung und qualitativ hochwertige, unabhängige Beratungsangebote, und ist bestrebt, möglichst marktwirtschaftliche und wirtschaftlich vertretbare Lösungen umzusetzen.

Einzelne konkrete Maßnahmen, mit denen relevante Endenergieeinsparungen verbunden sind, sollen im Folgenden kurz erläutert werden. Auf Maßnahmen, die konkret die Bereiche Gebäude und Verkehr betreffen, wird in Kapitel 9 eingegangen. Für eine weiter gehende Übersicht über Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz wird auf den im August 2011 verabschiedeten 2. Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) der Bundesrepublik Deutschland verwiesen. Bis zum 30. April 2014 werden im Rahmen eines dritten NEEAP die Ergebnisse weiter fortgeschrieben und um neue Erkenntnisse ergänzt.

Gesetz über Energiedienstleistungen

Das Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen (EDL-G) richtet sich vornehmlich an Anbieter von Energieeffizienzmaßnahmen und Energieunternehmen. Mit diesem Gesetz wurde 2010 die europäische Energiedienstleistungsrichtlinie (2006/32/EG) umgesetzt und u. a. die Entwicklung des Marktes für Energiedienstleistungen weiter gestärkt. Es zielt darauf ab, dass die vorgegebenen Energieeinsparziele durch wirtschaftliche und angemessene Maßnahmen erreicht werden. Die durch das Gesetz eingerichtete Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) beobachtet und analysiert u. a. den Energiedienstleistungsmarkt und macht Vorschläge zu dessen Weiterentwicklung. Sie sorgt zudem für eine umfassende Information der Marktteilnehmer über Energieeffizienzmechanismen und führt eine Anbieterliste, die den Endkunden Transparenz über die für sie verfügbaren Angebote ermöglichen soll.

Die Entwicklung des Marktes soll auch künftig unterstützt werden. Gleichzeitig soll den teilweise noch bestehenden Hemmnissen entgegengewirkt werden, die bei der Realisierung von Energiedienstleistungen und damit verbundenen Energieeffizienzsteigerungen bestehen. Daher wird die Bundesregierung ihre Aktivitäten 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.

Energiebetriebene-Produkte-Gesetz und Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz

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

Außerdem hat sich die Bundesregierung auf EU-Ebene für eine ambitionierte Umsetzung und Weiterentwicklung des EU-Top-Runner-Ansatzes eingesetzt. Dieser zielt darauf ab, die Durchdringung des Marktes mit der ressourcen- und energieeffizientesten Technologie innerhalb einer bestimmten Produktgruppe zu erhöhen, indem Mindeststandards, Energieeffizienzkennzeichnung, Umweltzeichen für Spitzenprodukte und umweltfreundliches Beschaffungswesen kombiniert werden.

Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz und Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung

Mit der Neufassung des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes (EnVKG) und der Änderung der Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) im Mai 2012 wurde die EU-Richtlinie über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen (2010/30/EU) in Deutschland umgesetzt. Der Anwendungsbereich des EnVKG erstreckt sich auf energieverbrauchsrelevante Produkte, PKW und Reifen. Die EnVKV enthält ergänzende und konkretisierende Regelungen, die ausschließlich für den Bereich der energieverbrauchsrelevanten Produkte gelten. Produktspezifische Anforderungen an die Energieverbrauchskennzeichnung energieverbrauchsrelevanter Produkte mit möglichen Effizienzklassen von „A+++“ bis „G“ werden in delegierten EU-Verordnungen geregelt. Eine Überprüfung der Wirksamkeit der Rahmenrichtlinie 2010/30/EU sowie der darauf basierenden delegierten Verordnungen erfolgt bis Ende 2014. Die Energieverbrauchskennzeichnung für neue Personenkraftwagen ist in der Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (Pkw-EnVKV) geregelt. Diese dient der Umsetzung der Richtlinie 1999/94/EG.

Energiesteuer und Stromsteuer

Mit dem Energiesteuer- (EnergieStG) und Stromsteuergesetz (StromStG) werden u. a. die Vorgaben der EU-Energiesteuerrichtlinie umgesetzt. Mit dem Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes sowie zur Änderung des Luftverkehrsteuergesetzes vom 5. Dezember 2012, das am 1. Januar 2013 in Kraft getreten und auf 10 Jahre angelegt ist, wurde der sog. Spitzenausgleich (SPA) neu geregelt. Durch den sog. SPA können Unternehmen des Produzierenden Gewerbes zur Sicherung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit von der Energiesteuer und Stromsteuer entlastet werden. Das Gesetz wird durch eine Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und der deutschen Wirtschaft zur Steigerung der Energieeffizienz vom 1. August 2012 flankiert. Ab 2013 wird der SPA nur noch gewährt, wenn die den SPA beantragenden Unternehmen einen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz leisten, indem sie Energie- bzw. Umweltmanagementsysteme einführen und betreiben und dadurch Effizienzsteigerungspotenziale ermitteln. Bei kleinen und mittleren Unternehmen können dies auch alternative Systeme zur Steigerung der Energieeffizienz sein (z. B. Energieaudit). Darüber hinaus wird der SPA in den Antragsjahren ab 2015 nur noch gewährt, wenn sich die Energieintensität des Produzierenden Gewerbes insgesamt um einen gesetzlich festgelegten jährlichen Zielwert verringert, was durch ein unabhängiges wissenschaftliches Institut zu überprüfen ist. Dieser Zielwert wurde für die

Bezugsjahre 2013 bis 2015 auf 1,3 Prozent pro Jahr festgelegt. Danach soll die jährliche Steigerung bei 1,35 Prozent pro Jahr liegen, wobei die Zielwerte für die Bezugsjahre 2017 bis 2020 im Rahmen einer Evaluation im Jahr 2017 überprüft werden sollen. Wird der Zielwert nicht erreicht, erhalten die Unternehmen in dem Jahr bei einer Zielerreichung von mindestens 92 Prozent bzw. 96 Prozent eine reduzierte Steuerentlastung von 60 Prozent bzw. 80 Prozent des vollen Entlastungsbetrags. Weitere Steuerbegünstigungen für das Produzierende Gewerbe neben dem SPA (z. B. die sogenannte allgemeine Steuerermäßigung) sind nach der EU-Energiesteuerrichtlinie nicht an Gegenleistungen geknüpft.

Förderprogramme

Zusätzliche Förderprogramme unterstützen die weitere Steigerung der Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe. Die energetische Fachplanung und Baubegleitung von privaten Gebäudesanierungsmaßnahmen fördert die Bundesregierung mit einem nicht rückzahlbaren Zuschuss in Höhe von 50 Prozent der förderfähigen Kosten bzw. maximal 4.000 Euro pro Antragsteller und Investitionsvorhaben. Im Rahmen der Energieberatung im Mittelstand werden Beratungsleistungen bei kleinen und mittleren Unternehmen mit bis zu 80 Prozent der förderfähigen Beratungskosten gefördert. Für die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen stehen im **KfW-Energieeffizienzprogramm** 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. Zudem ist das Programm zur Förderung der Einführung von Energiemanagementsystemen im August 2013 in Kraft getreten. Unternehmen können entweder einen Zuschuss für eine Erstzertifizierung eines Energiemanagementsystems nach DIN EN ISO 50001 oder eines Energiecontrollings beantragen. Daneben gibt es noch die Möglichkeit, Zuschüsse für den Erwerb von Messtechnik und Software für Energiemanagementsysteme zu beantragen.

Ein weiteres Programm zur Steigerung der Energieeffizienz ist die Förderung von energieeffizienten und klimaschonenden Produktionsprozessen. Unternehmen des Produzierenden Gewerbes können einen Zuschuss für investive Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in gewerblichen und industriellen Produktionsprozessen erhalten. Gefördert werden insbesondere: Produktionsprozess- und Produktionsverfahrensumstellungen auf energieeffiziente Technologien und die effiziente Nutzung von Energie aus Produktionsprozessen.

Darüber hinaus startete zum Jahresbeginn 2013 die **Mittelstandsinitiative** Energiewende, die den deutschen Mittelstand bei der Umsetzung der Energiewende unterstützt. Ziel ist es, mittelständische Betriebe zu befähigen, ihre Energieeinsparpotenziale zu erkennen, zu heben und so ihre Energieeffizienz zu verbessern. Neben den bereits bestehenden Maßnahmen ist ein weiteres Programm zur Förderung von energieeffizienten und klimaschonenden Produktionsprozessen geplant.

Für private Haushalte fördert die Bundesregierung weitere Informations- und Beratungsangebote. Dazu zählen insbesondere die geförderte Beratung vom Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv), die Stromsparinitiative und die Informationsplattform „Initiative Energieeffizienz“. Im Rahmen des **Stromspar-Check PLUS** werden Haushalte mit geringem Einkommen vor Ort beraten und Energieeinsparartikel im Wert von durchschnittlich ca. 70 Euro pro Haushalt installiert. Auf der im Rahmen der **Stromsparinitiative** entwickelten Online-Plattform können sich alle Bürgerinnen und Bürger kostenlos zum eigenen Stromverbrauch informieren.

Maßnahmenprogramm Nachhaltigkeit der Bundesregierung

Das Maßnahmenprogramm Nachhaltigkeit der Bundesregierung vom 6. Dezember 2010 formuliert diverse Zielvorgaben für Beschaffungen durch Bundesbehörden, u. a. auch solche mit Bezug zur Energieeffizienz. Zudem ist die Einrichtung einer Kompetenzstelle für nachhaltige Beschaffung vorgesehen, die mittlerweile ihre Arbeit aufgenommen hat.

Die öffentliche Hand hat sich außerdem mit einer Änderung der Vergaberechtsverordnung zu energieeffizienter Beschaffung verpflichtet. Demnach ist in Leistungsbeschreibungen das höchste Leistungsniveau an Energieeffizienz zu fordern.

Forschungsförderung im Bereich der Energieeffizienz

Die Förderung von Forschung und Entwicklung von Energieeffizienztechnologien durch die Bundesregierung ist breit aufgestellt und umfasst die Energiegewinnung, die Energieumwandlung, den Energietransport und die Energienutzung durch die Endverbraucher. Aufgabe ist es, Investoren und Verbrauchern auf allen Ebenen und in allen Bereichen den Zugriff auf hocheffiziente, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energietechnologien zu ermöglichen. Im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung werden verschiedene Forschungsinitiativen zur Energieeffizienz gefördert, z. B. die „Forschung für energieoptimiertes Bauen“ (EnOB), „Energieeffiziente



Stadt“ (EnEff: Stadt), „Energieeffizienz in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“ und „Materialforschung für die Energiewende“.

EU-Energieeffizienzrichtlinie

Die EU hat sich eine Reduzierung des EU-Primärenergieverbrauchs um 20 Prozent bis 2020 zum Ziel gesetzt. Ein wesentliches Instrument zur Erreichung dieses Ziels ist die Ende 2012 in Kraft getretene EU-Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU), die auch mit neuen Maßnahmen sachgerecht umgesetzt werden wird. Mit der Richtlinie wurden weitere Sektor übergreifende Regelungen zur Steigerung der Energieeffizienz auf europäischer Ebene beschlossen, die bis Juni 2014 und zum Teil schon früher in nationales Recht umzusetzen sind. Kern der Richtlinie ist die Verpflichtung, im Zeitraum von 2014 bis 2020 jährlich 1,5 Prozent der an Endkunden abgesetzten Energie einzusparen. Die Richtlinie lässt es zu, dass laufende und konkret geplante künftige politische Maßnahmen des Bundes und der Länder auf diese Verpflichtung angerechnet werden können, wenn sie zu nachweisbaren Endenergieeinsparungen führen. Um auch die wichtigsten potenziell anrechenbaren Einspar-

maßnahmen in den Ländern zu quantifizieren, wird in Zusammenarbeit mit den Ländern ein sogenanntes Einspar-Monitoring durchgeführt. Derzeit wird innerhalb der Bundesregierung beraten, mit welchen konkreten, auch neuen Maßnahmen die Richtlinie in nationales Recht sachgerecht umgesetzt wird. Die Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie soll dazu beitragen, die Energieeffizienz-Ziele zu erreichen.

Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz

Die Senkung des Energieverbrauchs durch mehr Energieeffizienz muss als zentraler Bestandteil der Energiewende mehr Gewicht erhalten. In einem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz will die Bundesregierung die Ziele für die verschiedenen Bereiche, die Instrumente, die Finanzierung und die Verantwortung der einzelnen Akteure zusammenfassen. Er wird mit einem jährlichen Monitoring von der unabhängigen Experten-Kommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ überprüft. Der erste Aktionsplan soll im Jahre 2014 erarbeitet und von der Bundesregierung beschlossen werden.

6. Erneuerbare Energien

Auch im Jahre 2012 setzte sich der dynamische Ausbau der erneuerbaren Energien fort. Ihr Anteil am Bruttoendenergieverbrauch ist 2012 auf 12,4 Prozent gestiegen. Damit lag Deutschland bezogen auf die im Energiekonzept genannten Ausbauziele der erneuerbaren Energien auch im Jahr 2012 auf Zielkurs. Die Bundesregierung setzt sich auch in der aktuellen Legislaturperiode für einen nachhaltigen, stetigen und bezahlbaren Ausbau der erneuerbaren Energien ein. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist im Jahr 2012 auf 23,6 Prozent gestiegen. Damit sind die erneuerbaren Energien zweitgrößter Stromerzeuger in Deutschland nach der Braunkohle.

Der Wärmemarkt macht über die Hälfte des Endenergieverbrauchs aus. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung stieg zwischen 2000 und 2012 von 4,0 auf 10,0 Prozent. Aktuell ist eine leicht nachlassende Ausbaudynamik festzustellen.

Die EEG-Umlage stieg im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr um 0,6 ct/kWh. Im Jahr 2013 betrug sie 5,277 ct/kWh. Im Jahr 2013 erreichten die prognostizierten Differenzkosten 16,2 Milliarden Euro. Die gestiegenen Förderkosten beruhen auf dem Zubau der vergütungsfähigen Anlagen. Ein maßgeblicher Anteil an der Steigerung der EEG-Umlage ist allerdings auf die gesunkenen Börsenstrompreise und die damit einhergehenden geringeren Erlöse der Übertragungsnetzbetreiber bei der Vermarktung des Erneuerbaren-Stroms zurückzuführen.

Mit zwei Neufassungen des EEG im Jahr 2012 wurden Kosten begrenzt und die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien verbessert. Unter anderem sinken nunmehr die Vergütungssätze von PV-Anlagen monatlich in Abhängigkeit der in den Vormonaten neu installierten Leistung. Dies führte dazu, dass die Förderkosten für die PV deutlich sanken: Während die Einspeisevergütungssätze noch vor wenigen Jahren zwischen 32 und 43 ct/kWh lagen, betragen sie im Februar 2014 zwischen 9,4 und 13,5 ct/kWh. Darüber hinaus wurde festgelegt, dass die PV-Förderung ausläuft, wenn eine installierte Leistung von 52 GW erreicht ist.

Mit der neu eingeführten, optionalen Marktprämie erhalten Betreiber von EEG-Anlagen, die ihren Strom selbst vermarkten bzw. vermarkten lassen, statt der herkömmlichen vollen Förderung eine Prämie. Diese Prämie entspricht der Differenz aus dem Einspeisevergütungssatz und dem durchschnittlichen Börsenstrompreis.

Die gleitende Marktprämie hat dazu geführt, dass knapp die Hälfte der Leistung der Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, in den Großhandelsmarkt für Strom integriert ist. Sie tragen die Kosten für Abweichungen von ihrer Prognose und optimieren daher ihre Stromprognose. Sie handeln am Strommarkt und reagieren auf negative Strompreise. Außerdem besteht erstmals Wettbewerb im Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien, der zu Innovation und einer optimierten Vermarktung führt.

Die rasche Reform des EEG ist eine zentrale Maßnahme für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Der entsprechende Gesetzesentwurf soll am 1. August 2014 in Kraft treten.

6.1 Zielsetzungen

Für den Ausbau der erneuerbaren Energien hat Deutschland konkrete Zielsetzungen festgelegt. So ist im Energiekonzept das Ziel formuliert, den 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 zu steigern. Um diese Ziele zu erreichen, ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorgesehen, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis spätestens 2050 auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen. Als Zwischenziele auf dem Weg dahin ist ein Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttostromverbrauch bis spätestens 2020 von mindestens

35 Prozent, bis spätestens 2030 von mindestens 50 Prozent und bis spätestens 2040 von mindestens 65 Prozent vorgeesehen.

Hierbei handelt es sich um relative Ziele in dem Sinne, dass die Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien immer auch von der Entwicklung der Bezugsgröße, d. h. des Bruttoendenergieverbrauchs, des Bruttostromverbrauchs, des Kraftstoffverbrauchs oder des Endenergieverbrauchs für Wärme abhängt. Eine ambitionierte Steigerung der Energieeffizienz trägt somit wesentlich dazu bei, die Ausbauziele für erneuerbare Energien schneller und kostengünstiger zu erreichen.

Die Bundesregierung setzt sich für einen nachhaltigen, stetigen und bezahlbaren Ausbau sowie eine weitere Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien ein.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung soll bis 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis 2035 auf 55 bis 60 Prozent steigen. Die bisherige Kostendynamik des EEG soll durchbrochen und so die Steigerung der Stromkosten für Stromverbraucher begrenzt werden. Der Ausbaukorridor erlaubt zugleich eine bessere Verknüpfung mit dem Netzausbau. Darüber hinaus wird es mit zunehmendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien immer wichtiger, dass die erneuerbaren Energien auf das Marktpreissignal reagieren und auch der übrige Kraftwerkspark sowie die Nachfrage flexibler werden. Dieser Umbau des Gesamtsystems muss so erfolgen, dass die Versorgungssicherheit trotz zunehmender witterungsabhängiger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien jederzeit gewährleistet bleibt. Jährlich wird der Fortgang des Ausbaus im Hinblick auf Zielerreichung, Netzausbau und Bezahlbarkeit im Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ überprüft.

Die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland soll stärker in den europäischen Binnenmarkt integriert werden. Dafür wird die Bundesregierung das EEG europarechtskonform weiterentwickeln und sich dafür einsetzen, dass die EU-Rahmenbedingungen und die Beihilferegulungen den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei gleichzeitigem Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Industrie auch weiterhin unterstützen. Ungeachtet dessen geht die Bundesregierung davon aus, dass das EEG weiterhin keine Beihilfe darstellt.

6.2 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch

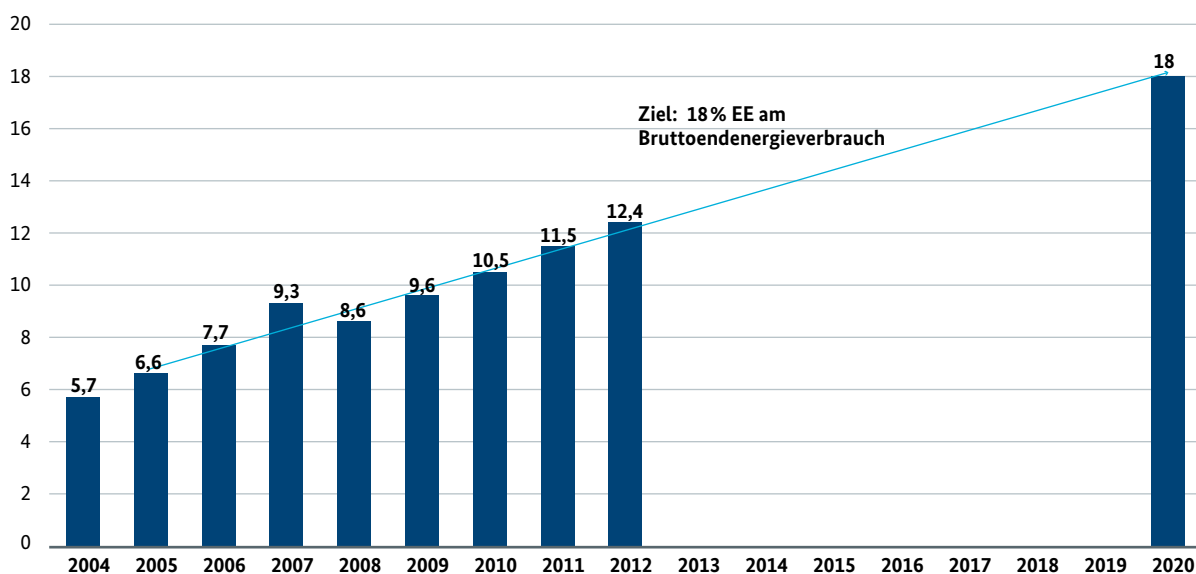
Das Energiekonzept sieht einen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 18 Prozent vor.

Der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch hat sich zwischen den Jahren 2004 (5,7 Prozent) und 2012 (12,4 Prozent) mehr als verdoppelt. Mit einem Anstieg um 0,9 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr hat sich die Steigerung gegenüber den Jahren 2008 bis 2011 mit jeweils rund einem Prozentpunkt pro Jahr etwas verlangsamt. Das lag jedoch u. a. daran, dass der Energieverbrauch witterungsbedingt anstieg.

Nichtsdestoweniger befindet sich Deutschland bezüglich des 18-Prozent-Ziels weiterhin auf Zielkurs (siehe Abbildung 6.1, gestrichelte Linie).

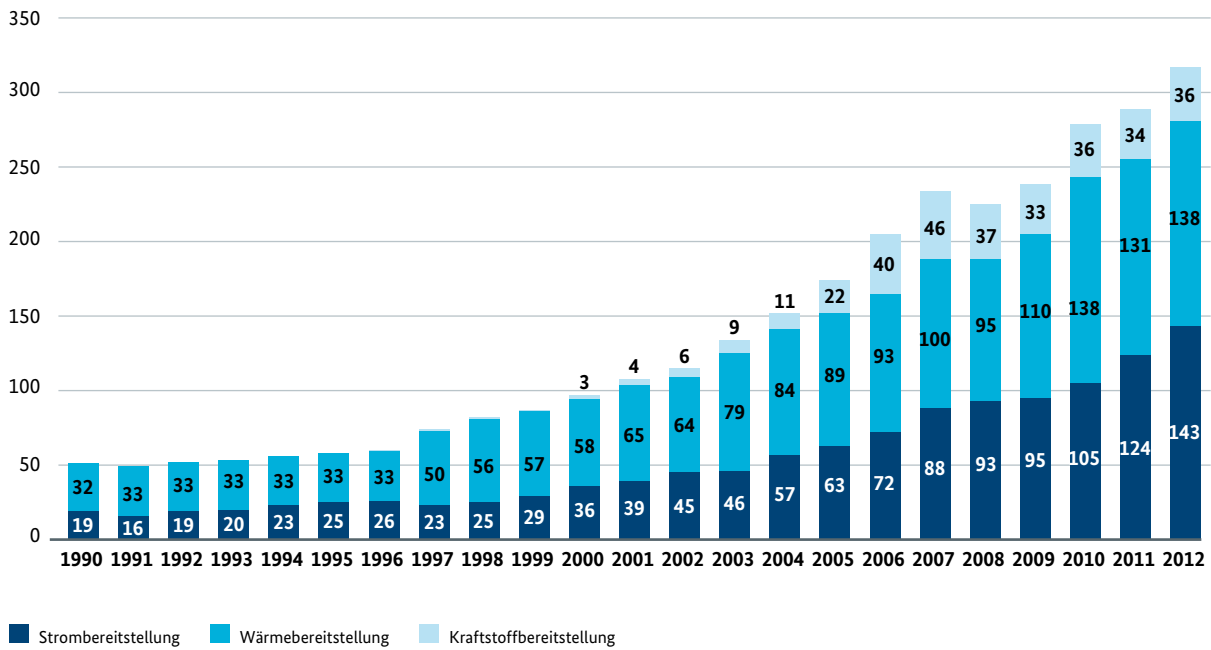
Abbildung 6.2 stellt die Entwicklung der Beiträge aller drei Sektoren – Strom, Wärme und Kraftstoffe – an der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien dar. Zwischen den Jahren 2000 und 2012 konnte sie absolut von knapp 100 TWh auf über 300 TWh mehr als verdreifacht werden. Im Jahr 2012 sorgte insbesondere der Stromsektor für den weiteren Anstieg der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Mit 45 Prozent nimmt er zum ersten Mal den größten Anteil an der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien ein, dicht gefolgt von der Wärmebereitstellung mit 44 Prozent. Biokraftstoffe machten wie im Jahr zuvor 11 Prozent aus.

Abbildung 6.1: Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch
Angaben in Prozent



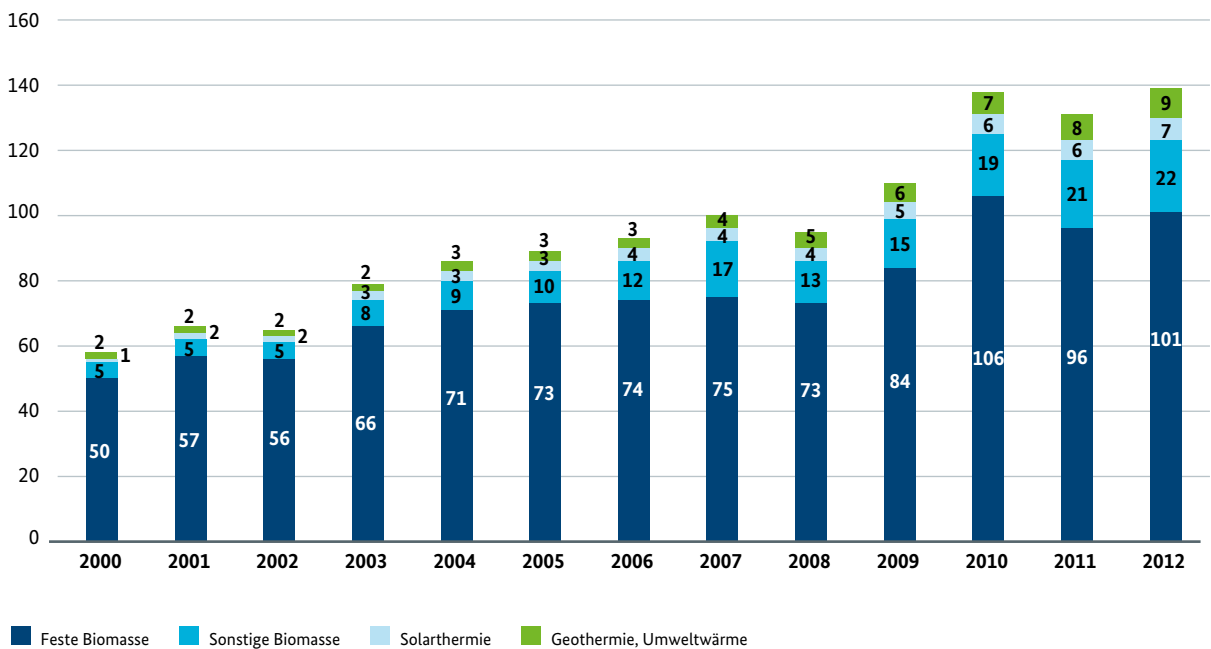
Quelle: BMU 2013 nach AGEE-Stat. Stand: Dezember 2013. Basisjahr der EU-RL 2009/28 EG ist 2005

Abbildung 6.2: Entwicklung der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien nach Sektoren in TWh



Quelle: BMU 2013 nach AGEE-Stat, Stand: Dezember 2013

Abbildung 6.3: Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in TWh



Quelle: BMU 2013 nach AGEE-Stat, Stand: Dezember 2013

6.3 Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme

Der Wärmemarkt stellt mit über der Hälfte des Endenergieverbrauchs den bedeutendsten Verbrauchssektor in Deutschland dar. Davon werden rund 39 Prozent für Pro-

zesswärme und rund 61 Prozent für Raumwärme und Warmwasser aufgewendet.

Nach den Zielen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis zum Jahr

2020 auf 14 Prozent steigen. Dabei ist der Einsatz erneuerbarer Energien im Kältesektor aktuell noch als gering einzuschätzen. Belastbare Zahlen sind hierzu bislang nicht verfügbar.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung ist seit dem Jahr 1990 von 2,0 Prozent auf 10,0 Prozent im Jahr 2012 angestiegen. Trotz der kühlen Witterung in 2012 und dem damit einhergehenden höheren Gesamtverbrauch für Wärme ist die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien von 9,7 Prozent in 2011 auf 10,0 Prozent in 2012 angewachsen. Auch absolut hat sich der Einsatz von erneuerbaren Energien von 131 TWh in 2011 auf 138 TWh in 2012 um 7 TWh erhöht.

Mit einem Anteil von rund 90 Prozent (123 TWh) war die Biomasse 2012 weiterhin die dominierende Größe unter den Wärmequellen aus erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 6.3). Den größten Anteil der biogenen Wärme bilden feste Bioenergieträger mit 101 TWh (2011: 96 TWh). Gasförmige und flüssige Biomasse und der biogene Anteil des Abfalls tragen die restlichen 22 TWh (2011: 21 TWh) bei.

Neben der Biomassenutzung haben im Wärmemarkt in den vergangenen Jahren Solarthermieanlagen und Wärmepumpen zunehmende Bedeutung erlangt. Sie tragen inzwischen zusammen knapp 10 Prozent zur Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien bei. Die Solarthermie stellte dabei 6,7 TWh (2011: 6,4 TWh) bereit, die geothermischen Quellen und Umweltwärme konnten ihren Beitrag mit 8,7 TWh gegenüber 7,9 TWh in 2011 deutlich ausbauen.

6.4 Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor

Während im Jahr 1990 noch keine Biokraftstoffe genutzt wurden, stieg ihr Anteil am gesamten Kraftstoffverbrauch zwischen den Jahren 2000 und 2012 von 0,4 auf 5,8 Prozent an. Dieser Anstieg verlief jedoch nicht kontinuierlich. In den Jahren 2005 bis 2007 war ein sprunghafter Anstieg des Absatzes insbesondere von Biodiesel sowie von 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 tendenziell rückläufig. Gleichzeitig nahm aber der Absatz von Bioethanol zu. Zusammengekommen stagnierte der Anteil von Biokraftstoffen am Kraftstoffverbrauch in den letzten Jahren weitgehend.

Im Jahr 2012 lag der Anteil der Biokraftstoffe am gesamten Kraftstoffverbrauch bei 5,8 Prozent (2011: 5,5 Prozent). Dabei stieg der Absatz von Biodiesel (26,3 TWh, 2,48 Mio. t) und Bioethanol (9,2 TWh, 1,25 Mio. t), sowie der Absatz von reinem Pflanzenöl (0,3 TWh, 0,03 Mio. t) an. Letzterer spielte allerdings, wie schon in den Vorjahren, nur noch eine geringe

Rolle. Der Beitrag von Biomethan als relativ neuer Energieträger im Verkehrssektor stieg 2012 auf etwa 0,35 TWh an.

Neben den Biokraftstoffen kommen erneuerbare Energien im Verkehrsbereich auch in Form von Strom (Schienenverkehr, Elektromobilität) zur Anwendung. Bei der Deutschen Bahn AG verfügen über 90 Prozent der Fahrzeuge über einen Elektroantrieb. Nach Unternehmensangaben hatten erneuerbare Energien im Jahr 2012 einen Anteil von 24 Prozent am Bahnstrommix. Für das Jahr 2020 ist ein Ausbau auf 35 Prozent, für 2050 auf 100 Prozent beabsichtigt. Zur Elektromobilität siehe Kapitel 6.8.3 und Kapitel 9.2.2.

6.5 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

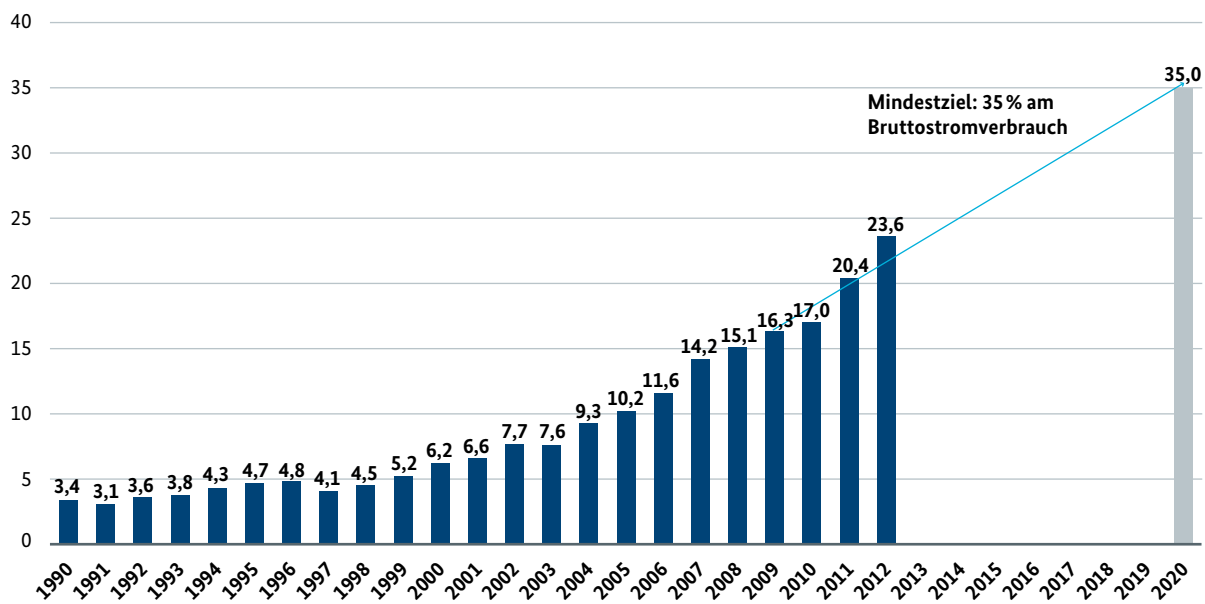
Das EEG sieht einen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch spätestens bis 2020 auf mindestens 35 Prozent vor.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 1990 3,4 Prozent und wurde seitdem kontinuierlich gesteigert. Besonders stark stieg der Anteil seit Inkrafttreten des EEG. Er erhöhte sich von 6,2 Prozent im Jahr 2000 auf 23,6 Prozent im Jahr 2012. Allein gegenüber dem Vorjahr stieg der Anteil im Jahr 2012 um 3,2 Prozentpunkte. Innerhalb der letzten zwei Jahre kletterte der Anteil sogar um 6,6 Prozentpunkte. Unter Annahme einer weitgehend linearen Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 2010 bis 2020 liegt Deutschland damit bezüglich des 35-Prozent-Mindestziels über dem Mindestzielkurs (siehe Abbildung 6.4).

Während bis zum Anfang des vergangenen Jahrzehnts noch die Wasserkraft mit rund 4 Prozent den größten Beitrag der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 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 vier Jahren. Im Jahr 2012 war der Anteil der Windenergie mit 8,3 Prozent (2011: 8,1 Prozent) nach wie vor am höchsten, gefolgt von der Biomasse, die einschließlich des biogenen Anteils der Siedlungsabfälle 7,4 Prozent des Bruttostromverbrauchs bereitstellte (2011: 6,3 Prozent). Die Photovoltaik hat im Jahr 2012 mit einem Anteil von 4,3 Prozent (2011: 3,2 Prozent) ihre Position als dritt wichtigste erneuerbare Stromquelle deutlich ausgebaut. Die Wasserkraft kam auf einen Anteil von 3,6 Prozent (2011: 2,9 Prozent) am Bruttostromverbrauch.

Abbildung 6.4: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

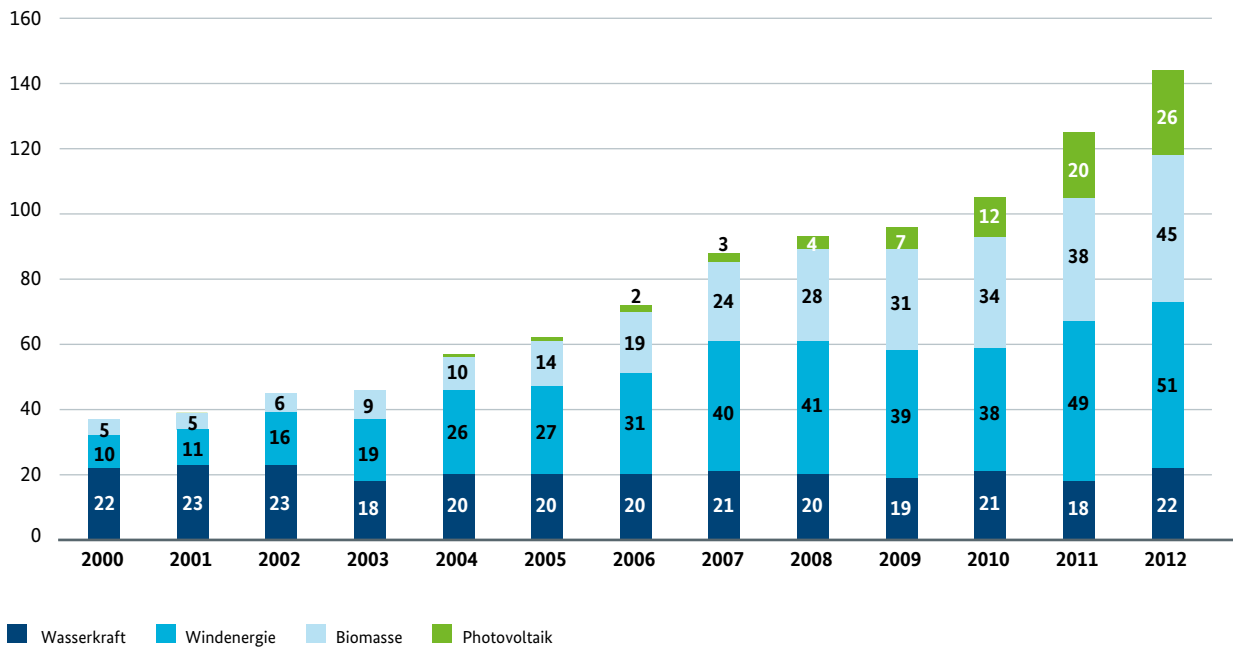
Angaben in Prozent



Quelle: ZSW nach AGEE-Stat (2013), Stand: Dezember 2013

Abbildung 6.5: Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung nach Technologien

in TWh



Quelle: ZSW nach AGEE-Stat (2013), Stand: Dezember 2013

Treiber der abermals deutlichen Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr waren vor allem Photovoltaik und Biogas (siehe Abbildung 6.5).

Die Photovoltaik steigerte die Strombereitstellung um 35 Prozent auf 26,4 TWh (2011: 19,6 TWh). Dem zugrunde lag ein Netto-Leistungszubau von 7.604 MW (2011: 7.485 MW).

Die gesamte installierte PV-Leistung lag am Jahresende 2012 bei 32.643 MW. Damit wurde der angestrebte Zubau-Korridor von 2.500 bis 3.500 MW pro Jahr erneut deutlich überschritten. Mit der sog. PV-Novelle wurden verschiedene Maßnahmen eingeleitet, um den Ausbau zu verstetigen (siehe Kapitel 6.8). Diese zeigen Wirkung: So lag der Zubau im Jahr 2013 mit 3.305 MW im angestrebten Zubaukorridor.

Auch der Ausbau von Anlagen zur Nutzung der Windenergie an Land konnte 2012 einen Aufwärtstrend verzeichnen. Der Netto-Leistungszubau (unter Berücksichtigung von Repowering) übertraf mit 2.139 MW (Brutto: 2.335 MW) den Vorjahreswert von 1.835 MW deutlich. Im Gegensatz dazu schritt der Zubau von Windenergieanlagen auf See nach wie vor nur langsam voran. 2012 ging eine Leistung von 105 MW neu ans Netz, nach 45 MW im Vorjahr. Insgesamt waren Ende 2012 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 31.304 MW installiert, davon 435 MW auf See (256 MW mit Netzanschluss). Auch aufgrund des Zubaus der installierten Leistung erhöhte sich die Stromerzeugung aus Windenergie insgesamt auf 50,7 TWh (2011: 48,9 TWh). Die Stromerzeugung aus Offshore-Windparks machte nach wie vor nur einen vergleichsweise geringen Umfang in Höhe von 0,7 TWh aus (2011: 0,6 TWh).

Der Leistungszubau im Bereich Biomasse zeigte vor allem beim Biogas einen rückläufigen Trend. Für 2012 wird für Biomasse insgesamt von einem Netto-Zubau der Stromerzeugungskapazität in Höhe von 424 MW ausgegangen (2011: 519 MW). Dennoch konnte vor allem Biogas die Strombereitstellung (inkl. biogener Anteil des Abfalls) von 37,6 auf 44,6 TWh erheblich steigern. Neben dem Leistungszubau spielt dabei auch die bessere Auslastung des Anlagenbestandes eine Rolle.

Bei der Wasserkraft gab es keinen nennenswerten Leistungszubau. Dennoch stieg die Strombereitstellung aus Wasserkraft nach dem niederschlagsarmen Vorjahr deutlich auf 21,8 TWh an (2011: 17,7 TWh). Der Beitrag der Geothermie zur Strombereitstellung blieb mit nur rund 25 GWh auch im Jahr 2012 gering.

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

Das EEG gewährt dem Anlagenbetreiber für den abgenommenen Strom einen gesetzlichen Vergütungsanspruch gegen den Netzbetreiber. Die Übertragungsnetzbetreiber sind wiederum verpflichtet, den erneuerbaren Strom an der Börse zu veräußern. Alternativ können die Anlagenbetreiber ihren Strom auch direkt vermarkten. Dieser direkt vermarktete Strom wird über die Marktprämie oder über das Grünstromprivileg gefördert. Die Differenz der an die Anlagenbetreiber ausgezahlten Vergütungs- bzw. Prämienzahlungen und der Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber aus der Börsenvermarktung ergeben dann die Förderkosten der erneuerbaren Energien. Diese ist von den Energieversorgungsunternehmen zu tragen und wird grundsätzlich auf alle Stromverbraucher umgelegt. Dies gilt eingeschränkt für besonders stromintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, für Schienenbahnen und für den Strom, der für den eigenen Verbrauch erzeugt wird (siehe Kapitel 6.6.2).

6.6.1 EEG-Vergütungszahlen und Differenzkosten

Die Förderkosten des EEG, d. h. die Differenz aus den Vergütungszahlungen und den Einnahmen aus der Vermarktung des Erneuerbare-Energien-Stroms an der Börse, werden auf die Energieversorgungsunternehmen und so dann auf deren Stromkunden umgelegt.

Um nicht ein Jahr in Vorleistung gehen zu müssen, erstellen die Übertragungsnetzbetreiber einmal jährlich eine Prognose der zu erwartenden Differenzkosten für das jeweils folgende Jahr. Die Übertragungsnetzbetreiber prognostizieren also die an die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen auszahlenden Einspeisevergütungen jeweils für das kommende Jahr und ziehen davon die prognostizierten Vermarktungserlöse ab. Aus der Differenz ergeben sich die prognostizierten Förderkosten der erneuerbaren Energien bzw. die spartenbezogenen Differenzkosten. Die so prognostizierten Differenzkosten werden in Form der EEG-Umlage je verbrauchte Kilowattstunde auf die Stromverbraucher umgelegt. Abweichungen von der Prognose werden im darauffolgenden Jahr bei der neuen Prognose und Festlegung der EEG-Umlage berücksichtigt. (Die zusätzlichen Einflussgrößen der EEG-Umlage werden in Kapitel 6.6.3 beschrieben.)

In 2012 betragen die jahresscharfen EEG-Vergütungszahlungen 21,1 Milliarden Euro (Prognose der Übertragungsnetzbetreiber: 17,96 Milliarden Euro). Diesen Vergütungszahlungen stehen die Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber durch den Verkauf des EEG-Stroms an der Strombörse in Höhe von 2,92 Milliarden Euro (Prognose der Übertragungsnetzbetreiber: 4,9 Milliarden Euro) gegenüber. Die deutliche Abweichung zur Prognose der Übertragungsnetzbetreiber ist neben dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien unter anderem auf die gesunkenen Börsenstrompreise zurückzuführen.

Unter Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte und Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber ergaben sich für 2012 Differenzkosten von 16,0 Milliarden Euro (Prognose der Übertragungsnetzbetreiber: 14,1 Milliarden Euro) (BMU 2013a).

6.6.2 Privilegierte Strommengen im Rahmen der EEG-Umlage

Ein Grundgedanke des EEG ist es, alle Stromverbraucher an den Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu beteiligen. Es bestehen jedoch folgende Ausnahmen:

- Durch die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) werden die stromintensive Industrie und Schienenbahnen auch im Berichtsjahr 2012 weitgehend von der EEG-Umlage entlastet.

- Die Eigenstromerzeugung ist unter bestimmten Umständen vollständig von der EEG-Umlage befreit. Dadurch wird die Eigenerzeugung der Industrie ebenso wie der PV-Eigenverbrauch privater Haushalte begünstigt.
- Über das Grünstromprivileg wird – unter bestimmten Voraussetzungen – die EEG-Umlage um 2 ct/kWh reduziert.

Insgesamt werden durch die oben genannten drei Ausnahmeregelungen in 2012 rund 158,4 TWh im großen Umfang von der EEG-Umlage befreit. Dies entspricht rund 30 Prozent des Nettostromverbrauchs (2011: 197,5 TWh bzw. knapp 37 Prozent des Nettostromverbrauchs, siehe Kapitel 11.2.3). In 2012 betrug der Nettostromverbrauch insgesamt 526,6 TWh (2011: 535,2 TWh).

Der Entlastungsumfang durch die Besondere Ausgleichsregelung und die Eigenerzeugung von Strom hat in den letzten Jahren stetig zugenommen. Hauptgrund dafür sind die gestiegenen EEG-Differenzkosten. Sie führen zu einem Anstieg der EEG-Umlage und für die privilegierten Bereiche damit automatisch zu einer „steigenden Entlastung“. Denn mit steigender EEG-Umlage steigt auch der absolute Betrag, von dem die privilegierten Bereiche bei der EEG-Umlage befreit werden. Der dabei verbleibende Anteil an der EEG-Umlage, den Unternehmen in der Besonderen Ausgleichsregelung zahlen müssen, bleibt in absoluten Zahlen gleich oder steigt ebenfalls. Die im EEG 2012 erfolgte Ausweitung der Besonderen Ausgleichsregelung hat dagegen nur geringfügig zum Anstieg des Begünstigungsvolumens beigetragen (siehe Kapitel 11.2.3). Der Anteil der Privilegierung an der EEG-Umlage betrug 2012 0,63 ct/kWh und 2013 1,04 ct/kWh (siehe Tabelle 11.5).

Diese Entlastungstatbestände führen dazu, dass die Differenzkosten auf eine entsprechend geringere Strommenge (umlagepflichtiger Letztverbrauch bzw. nicht-privilegiierter Letztverbrauch) umgelegt werden und somit die Kosten für diejenigen steigen, die nicht begünstigt sind. Mit steigender EEG-Umlage wird es attraktiver, Strom selbst zu erzeugen, was den umlagepflichtigen Letztverbrauch weiter senkt. Dennoch sind diese Entlastungsregelungen für die stromintensive Industrie notwendig, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie nicht zu gefährden und um geschlossene Wertschöpfungsketten und industrielle Arbeitsplätze dauerhaft zu sichern. Die Bundesregierung wird deshalb die Besondere Ausgleichsregelung erhalten, zukunftsfähig weiterentwickeln und europarechtlich absichern. Die Privilegierung in den einzelnen Branchen wird anhand objektiver, europarechtskonformer Kriterien überprüft. Darüber hinaus ist vorgesehen, dass die privilegierten Unternehmen einen angemessenen Kostenbeitrag übernehmen.

Besondere Ausgleichsregelung

Ziel der Besonderen Ausgleichsregelung ist es, die Belastung der stromintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit Blick auf deren internationale Wettbewerbsfähigkeit bzw. der Schienenbahnen mit Blick auf den Wettbewerb zu anderen Verkehrsträgern (sogenannte intermodale Wettbewerbsfähigkeit) zu begrenzen.

Durch die Besondere Ausgleichsregelung des EEG wurde im Jahr 2012 für insgesamt 734 Unternehmen (683 Unternehmen des produzierenden Gewerbes und 51 Schienenbahnen) ein Stromverbrauch von insgesamt 86.127 GWh von der EEG-Umlage entlastet. Im Vorjahr waren es 603 Unternehmen und die von dieser Begrenzung betroffene Menge lag bei rund 85.118 GWh (siehe Tabelle 6.1). Dadurch ergab sich eine Begünstigungswirkung von 2,74 Milliarden Euro im Jahr 2011. Für 2012 betrug das Begünstigungsvolumen 2,72 Milliarden Euro.

Die Neufassung des EEG zum 1. Januar 2012 enthält verschiedene Anpassungen der Besonderen Ausgleichsregelung (siehe Kapitel 6.8.1). Diese kamen erstmalig im Antragsjahr 2012 für die Begrenzung der EEG-Umlage im Jahr 2013 zur Anwendung. Nach der Neuregelung werden im Jahr 2013 insgesamt 1.720 Unternehmen (1.667 Unternehmen des produzierenden Gewerbes und 53 Schienenbahnen) von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren. Die privilegierte Strommenge stieg von 85.402 GWh für das Begrenzungsjahr 2012 auf 95.557 GWh für 2013. Aufgrund der Novellierung und der dadurch veränderten Bezugsgrößen ist ein Vergleich der Jahre 2012 und 2013 nicht möglich.

Damit ist die privilegierte Strommenge deutlich weniger stark angestiegen als die Zahl der Unternehmen, die von der Regelung profitieren. Der Grund hierfür ist, dass es sich bei den neu hinzugekommenen Unternehmen im Durchschnitt um kleinere Unternehmen mit geringerem Stromverbrauch als bei den bisher begünstigten Unternehmen handelt. Die Öffnung der Besonderen Ausgleichsregelung auch für kleine und mittelständische Unternehmen dient der Angleichung der Wettbewerbsbedingungen zwischen großen und kleinen bzw. mittelständischen Unternehmen.

Der Anstieg der privilegierten Strommenge ist nur zu einem Teil, nämlich in Höhe von 5.509 GWh, auf die Ausweitung der Regelung im EEG 2012 zurückzuführen. Rechnet man die gleichzeitig erfolgten Einschränkungen des Begünstigten-Kreises und die erfolgten, restriktiv wirkenden Konkretisierungen von Begriffsdefinitionen gegen (insbesondere zu den selbstständigen Unternehmensteilen und den Unternehmen des produzierenden Gewerbes), so sind nur noch 895 GWh auf die Änderungen im EEG 2012 zurückzuführen (rund ein Prozent des Gesamtvolumens). Dies unterstreicht,

dass der starke Anstieg der Zahl der begünstigten Unternehmen für die zusätzliche Belastung der EEG-Umlage nur zu einem geringen Anteil relevant ist. Der überwiegende Anstieg der privilegierten Strommenge kann auf die konjunkturelle Entwicklung und eine zunehmende Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung seitens der Unternehmen zurückgeführt werden.

Hauptziel der im EEG erfolgten Ausweitung war es, Wettbewerbsverzerrungen innerhalb der begünstigten Branchen abzumildern, die sich durch die scharfen Schwellenwerte (10 GWh Stromverbrauch, 15 Prozent Stromintensität) ergaben. Durch die Absenkung der Schwellenwerte wurde zugleich ein „gleitender“ Einstieg in die Entlastung ermöglicht: Danach wird die EEG-Umlage auf die erste GWh grundsätzlich in voller Höhe erhoben, die darüber hinausgehende Strommenge bis 10 GWh wird mit 10 Prozent der Umlage belastet und ab 10 GWh sinkt die Belastung auf ein Prozent der Umlage. Dieser gleitende Einstieg hat somit den vorherigen „scharfen Schnitt“ am Schwellenwert 10 GWh spürbar abgemildert. Zudem steigt durch diesen gleitenden Einstieg die Summe der zu zahlenden EEG-Umlage kontinuierlich mit der Strommenge an, während die frühere Regelung dazu führte, dass z. B. ein Unternehmen mit einem Stromverbrauch von 9 GWh mehr EEG-Umlage zahlen musste als ein Unternehmen mit 11 GWh. Ausgenommen von der Regelung sind die besonders stromintensiven Unternehmen mit einer Stromintensität über 20 Prozent. Insgesamt hat die Neuregelung somit vorher bestehende Wettbewerbsverzerrungen reduziert.

Für das Jahr 2013 errechnet sich eine Begünstigungswirkung von 4 Milliarden Euro. Dies bedeutet einen Anstieg der Begünstigungswirkung von rund 1,3 Milliarden Euro gegenüber dem Vorjahr 2012. Hauptursache hierfür ist der Anstieg der EEG-Differenzkosten, der rein rechnerisch zu einer entsprechend höheren Entlastung führt. Daneben beruht der Anstieg auf den oben erläuterten Gründen und nur zu einem geringen Teil auf der Ausweitung der Regelung im EEG 2012.

Für 2014 haben 2.388 Unternehmen einen Antrag auf die Begrenzung der EEG-Umlage gestellt. Die privilegierte Strommenge wird nach Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber bei 106.523 GWh liegen. Dadurch würde sich eine Begünstigungswirkung von 5,1 Milliarden Euro ergeben. In den 106.523 GWh sind allerdings rund 6.000 bis 7.000 GWh enthalten, die in Kraftwerken der Deutschen Bahn erzeugt und unmittelbar in das Netz der Deutschen Bahn eingespeist werden (sog. Bahnkraftwerksstrom).

Das tatsächliche Entlastungsvolumen ergibt sich aus dem tatsächlichen Verbrauch der stromintensiven Industrie in den jeweiligen Jahren. Die oben genannten Berechnungen der Begünstigungswirkungen für die Jahre 2013 und 2014 sind aus den EEG-Umlageberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber abgeleitet. Eine solche Rechnung beruht auf der Annahme, dass die betroffenen Unternehmen auch ohne Besondere Ausgleichsregelung ihre Produktion in Deutschland in vollem Umfang aufrechterhalten würden. Nicht berücksichtigt werden die Wettbewerbsnachteile, die der deutschen stromintensiven Industrie durch eine Abschaffung der Besonderen Ausgleichsregelung entstünden.

Die Vergütungszahlungen im EEG belaufen sich inzwischen auf über 20 Milliarden Euro pro Jahr. Diese Zahlungen werden durch bereits installierte Anlagen verursacht, die Ansprüche für die Dauer von i. d. R. 20 Jahren haben, so dass die auf den Anlagenbestand entfallenden Zahlungen auf Jahre hinaus festgeschrieben sind und sich nicht reduzieren lassen. Mit seinem ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien hat Deutschland somit einerseits die Technologieentwicklungen bei den erneuerbaren Energien erheblich vorangetrieben und damit die Kosten des Ausbaus in anderen Ländern entsprechend reduziert.

Eigenerzeugung

Wer Strom selbst erzeugt und ihn ohne Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes auch selbst verbraucht, ist von der

Tabelle 6.1: Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung

Begrenzungsjahr	Anzahl gestellter Anträge	Anzahl der privilegierten Unternehmen		privilegierte Strommenge in GWh	Inanspruchnahme in GWh (begünstigte Strommenge)
		produzierendes Gewerbe	Schienebahnen		
2011	650	554	49	75.974	85.118
2012	813	683	51	85.402	86.127
2013	2.055	1.667	53	95.557	96.225*
2014	2.388	2.026	72	107.101	106.523*

Quelle: BAFA, Stand: Januar 2014

* Schätzung der Übertragungsnetzbetreiber

EEG-Umlage vollständig befreit. Die Befreiung dieser Strommengen von der EEG-Umlage ist unabhängig von der Branchenzugehörigkeit und dem Brennstoffeinsatz.

Vor allem in der Industrie existieren viele Kraftwerke, die zur Deckung der eigenen Stromnachfrage eingesetzt werden. Aber auch bei kleinen Betrieben und privaten Haushalten nimmt die Eigenstromversorgung, etwa durch Photovoltaik-Anlagen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, zu. Die entsprechende Strommenge wird allerdings nicht vollständig statistisch erfasst und kann daher nur abgeschätzt werden. Im Rahmen der EEG-Prognose der Übertragungsnetzbetreiber zum Letztverbrauch für das Kalenderjahr 2014 wird die Eigenerzeugung für 2012 auf 50,3 TWh geschätzt. Davon entfallen 49,2 TWh auf die Eigenstromerzeugung der Industrie und 1,2 TWh auf die Eigenstromerzeugung der PV. Für 2013 wurde die Eigenstromerzeugung der Industrie auf 53,9 TWh und für die PV auf 2,3 TWh prognostiziert.

Neben der Befreiung von der EEG-Umlage bestehen unter bestimmten Voraussetzungen weitere Begünstigungswirkungen für selbst erzeugten Strom (insbesondere bei Netzentgelten, Steuern und anderen Umlagen), die zusammen eine erhebliche Begünstigung der Eigenerzeugung bewirken.

Vor diesem Hintergrund besteht ein starker und steigender Anreiz, Strom selbst zu erzeugen und somit von der Umlagepflicht im Rahmen des EEGs befreit zu werden. Dies führt zu einem geringeren umlagepflichtigen Letztverbrauch, so dass die Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien von weniger Stromverbrauchern gezahlt werden müssen.

Daher sieht der Koalitionsvertrag vor, dass im Grundsatz die gesamte Eigenstromerzeugung an der EEG-Umlage beteiligt wird. So sollen alle neuen Eigenstromerzeuger mit einer Mindestumlage zur Grundfinanzierung des EEG beitragen, wobei die Wirtschaftlichkeit insbesondere von EEG- und KWK-Anlagen und der Kuppelgasnutzung gewahrt werden soll. Für kleine Anlagen soll eine Bagatellgrenze eingezogen werden. Vertrauensschutz für bestehende Eigenerzeugung wird gewährleistet.

Grünstromprivileg

Als Grünstromprivileg wird die Regelung in § 39 Abs. 1 EEG (EEG 2012) bezeichnet. Die EEG-Umlage verringert sich danach für Elektrizitätsversorgungsunternehmen um 2 ct/kWh, wenn mindestens 50 Prozent ihres an die Letztverbraucher veräußerten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen, mindestens 20 Prozent aus fluktuierenden Energien stammen und sie keine Förderung durch das EEG erhalten. Die Umlagebefreiung gilt für das gesamte Stromportfolio des Elektrizitätsversorgungsunternehmens, also auch für den Strom, der nicht aus erneuerbaren Energien

stammt. Aus der vermiedenen EEG-Umlage ergibt sich die Anreizwirkung des Grünstromprivilegs.

Die Bedeutung des Grünstromprivilegs stieg bis 2011 deutlich an. Während im Jahr 2010 nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber durch das Grünstromprivileg noch 2,7 TWh von der EEG-Umlage befreit wurden, waren es im Folgejahr 2011 bereits 22,5 TWh.

Ähnlich wie der Eigenverbrauch hat das Grünstromprivileg den Effekt, dass die übrigen Stromverbraucher eine höhere EEG-Umlage zahlen müssen, da die EEG-Differenzkosten auf weniger Stromverbraucher umgelegt werden können. Damit ergibt sich auch durch das Grünstromprivileg ein sich selbst verstärkender Effekt auf die EEG-Umlage. Hinzu kam, dass die Direktvermarktungs- und Entlastungsleistung für das EEG recht gering war, da die Energieversorgungsunternehmen kaum Strom aus vergleichsweise teuren und schwierig zu vermarktenden, fluktuierenden erneuerbaren Energien im Portfolio hatten, sondern vornehmlich Erneuerbare-Energien-Strom aus günstigen, zum Teil abgeschriebenen Wasserkraftwerken in ihre Portfolios aufnahmen.

Die Bundesregierung hat durch das Europarechtsanpassungsgesetz erneuerbare Energien und durch die EEG-Novelle 2012 darauf reagiert und die Rahmenbedingungen für die Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs deutlich restriktiver ausgestaltet. Insbesondere ist die Begünstigungswirkung auf 2 ct/kWh begrenzt und es müssen jetzt mindestens 20 Prozent des Stromes aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (PV und Wind) stammen. Diese Maßnahmen und die Einführung der Marktprämie haben zu einem Rückgang der Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs geführt. In der Folge entfiel in 2012 eine deutlich geringere Menge von 5,6 TWh auf das Grünstromprivileg.

Derzeit wird damit gerechnet, dass die Strommenge, die über das Grünstromprivileg vermarktet wird, wieder ansteigen wird (Prognose EEG-Umlage 2013: 2,6 TWh; Prognose EEG-Umlage 2014: 6,0 TWh).

Um die Kostendynamik bei der EEG-Umlage noch weiter zu begrenzen, plant die Bundesregierung im Rahmen der EEG-Novelle 2014 das Grünstromprivileg nunmehr zu streichen. Damit trägt die Bundesregierung dazu bei, dass das EEG auch zukünftig europarechtskonform ausgestaltet ist.

6.6.3 Entwicklung der EEG-Umlage

Spätestens zum 15. Oktober eines Jahres schätzen die Übertragungsnetzbetreiber die Differenzkosten des kommenden Jahres und legen die entsprechende EEG-Umlage für das kommende Jahr fest.

Die EEG-Umlage ergibt sich aus drei Bestandteilen: Die Differenzkosten, d. h. die Differenz aus der Erneuerbare-Energien-Förderung und den Einnahmen durch den Verkauf an der Börse, machen die Kernumlage aus. Daneben enthält die EEG-Umlage die sogenannte Liquiditätsreserve, die den Zweck hat, eventuelle Abweichungen von der Prognose abzuf puffern, sowie einen weiteren Posten zum Ausgleich des Kontostands zum Vorjahr. Die Verrechnung des sogenannten „EEG-Kontos“ erfolgt am 30. September des Folgejahres. Ausführliche Informationen zur Prognose und zur Berechnung der EEG-Umlage sowie Informationen zum aktuellen Stand des EEG-Kontos sind auf der Seite der Übertragungsnetzbetreiber zu finden (www.netztransparenz.de).

Wie genau die von den Übertragungsnetzbetreibern prognostizierte EEG-Umlage die tatsächliche Entwicklung der Differenzkosten abbildet, lässt sich erst nach Jahresabschluss ermitteln. Eine Übersicht der tatsächlichen, jahresscharf berechneten EEG-Umlage ist im Datenservice auf der Internetseite www.erneuerbare-energien.de abzurufen (BMU 2013b). Die folgende Darstellung konzentriert sich ausschließlich auf die EEG-Umlage, also die prognostizierte Entwicklung der Differenzkosten, da diese das abbildet, was auf der Stromrechnung der Verbraucher ausgewiesen wird.

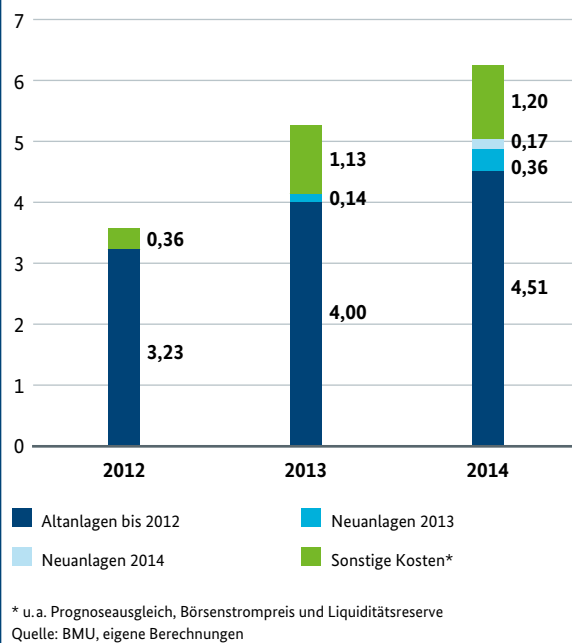
EEG-Umlage für 2012

Die im Oktober 2011 prognostizierte und tatsächlich von den Energieversorgungsunternehmen zu zahlende EEG-Umlage für das Jahr 2012 betrug 3,59 ct/kWh. Die EEG-Kernumlage, also die prognostizierten Differenzkosten für das Jahr 2012, wurde auf 3,31 ct/kWh festgelegt. Hinzu kamen 0,18 ct/kWh, die die Abweichungen der tatsächlichen Entwicklung von der Prognose des Vorjahres ausgleichen. Diese Abweichung betrug zum 30. September 2011 rund 0,7 Milliarden Euro, mit denen das „EEG-Konto“ im Minus war. Zusätzlich erfolgte die Addition einer Liquiditätsreserve von 3 Prozent der Kernumlage beziehungsweise 0,1 ct/kWh als Puffer für künftige Prognoseabweichungen.

EEG-Umlage für 2013

Die im Oktober 2012 prognostizierte und tatsächlich von den Energieversorgungsunternehmen zu zahlende EEG-Umlage für 2013 beträgt 5,28 ct/kWh. Die EEG-Kernumlage, also die prognostizierten Differenzkosten für das Jahr 2013, wurde auf 4,18 ct/kWh festgelegt. Zum 30. September 2012 wies das EEG-Konto ein Minus von rund 2,6 Milliarden Euro auf. Der Ausgleich dieses Saldos führte zu einer Erhöhung der Kernumlage um 0,67 ct/kWh. Zusätzlich wurde die Liquiditätsreserve auf 10 Prozent der Kernumlage ausgeweitet, so dass dadurch 0,4 ct/kWh hinzukamen. Insgesamt ergab sich eine deutliche Steigerung der EEG-Umlage von 47 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

Abbildung 6.6: Aufteilung der EEG-Umlage pro kWh nach Anlagenkategorie
in ct/kWh



EEG-Umlage für 2014

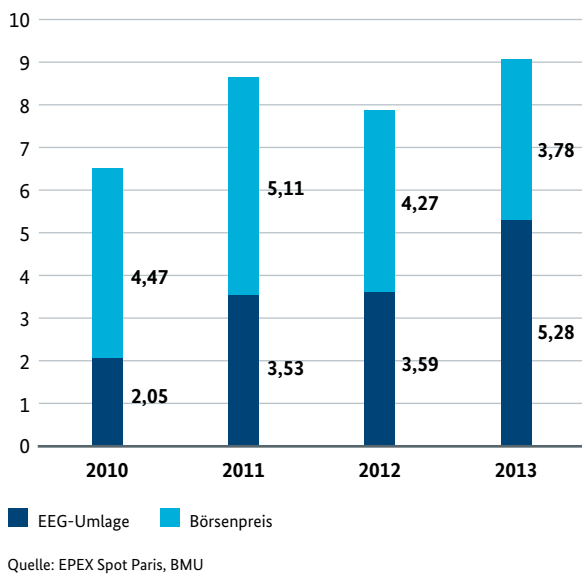
Die im Oktober 2013 prognostizierte und tatsächlich von den Energieversorgungsunternehmen zu zahlende EEG-Umlage für 2014 beträgt 6,24 ct/kWh. Die EEG-Kernumlage wurde auf 5,15 ct/kWh festgelegt. Zum 30. September 2013 wies das EEG-Konto ein Minus von rund 2,2 Milliarden Euro auf. Der Ausgleich dieses Saldos führte zu einer Erhöhung der Kernumlage um 0,58 ct/kWh. Zusätzlich wurde eine Liquiditätsreserve von 0,512 ct/kWh hinzugerechnet. Insgesamt ergab sich eine deutliche Steigerung der EEG-Umlage von 18,2 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

Einflussfaktoren auf die EEG-Umlage

Generell wird die Höhe der EEG-Umlage durch eine Vielzahl von Faktoren beeinflusst, die sich teilweise überlagern oder wechselseitig beeinflussen und dadurch nur schwer eindeutig bestimmbar sind.

Der Anstieg der EEG-Umlage war in den letzten Jahren in erster Linie auf einen starken Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen. In den vergangenen Jahren trug insbesondere die starke Ausbaudynamik bei der Photovoltaik zum Anstieg der Förderkosten bei. Die Bundesregierung hat hier durch mehrere Anpassungen reagiert und neben zahlreichen Vergütungsabsenkungen insbesondere einen sogenannten „atmenden Deckel“ für die Photovoltaik eingeführt, um den gesunkenen Anlagenpreisen Rechnung zu tragen. Durch den „atmenden Deckel“ sinkt die Vergütung für Neuanlagen automatisch, wenn in den Vormonaten

Abbildung 6.7: Summe aus dem durchschnittlichen Börsenstrompreis und der EEG-Umlage
ct/kWh



viele neue Anlagen installiert wurden. Insgesamt konnte die PV-Vergütung je nach Anlagengröße innerhalb weniger Jahre von 32 bis 42 ct/kWh auf 9,4 bis 13,5 ct/kWh abgesenkt werden (Stand: 1. Februar 2014). Darüber hinaus wurde die Ausbaudynamik bei der Photovoltaik verstetigt.

Die Vergütungszahlungen der in den letzten Jahren installierten Anlagen machen nunmehr den größten Anteil der EEG-Umlage aus (siehe Abbildung 6.6). Dieser „Sockel“ ist darauf zurückzuführen, dass die Vergütung für die jeweils nächsten 20 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage gewährt wird. Im Verhältnis zum Bestand machte der Neu-Zubau im Jahr 2012 und 2013 einen vergleichsweise geringen Anteil aus, da die beschriebenen Maßnahmen der Bundesregierung zur Kostensenkung und Verstetigung des Ausbaus Wirkung zeigen. Nichtsdestoweniger kommt es für Neuanlagen darauf an, die Kosteneffizienz zu verbessern und die Kostendynamik zu begrenzen, da auch bei Neuanlagen wiederum neue Zahlungsverpflichtungen für 20 Jahre entstehen, die sich kumulieren.

Das gestiegene Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien führt stundenweise dazu, dass der Strompreis an der Spotmarkt-Börse sinkt (siehe Kapitel 6.7). Auch die Entwicklung des Spotmarktpreises an der Börse war ein Grund für die Steigerung der EEG-Umlage. Ein niedrigerer Spotmarktpreis führt zu geringeren Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber aus der Vermarktung des erneuerbaren Stroms. Die EEG-Umlage ergibt sich aus der Differenz zwischen den Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber und den Vermarktungserlösen der Übertragungsnetzbetreiber. Daher bewirkt ein niedrigerer Spotmarktpreis eine höhere EEG-Umlage. Ein höherer Spotmarktpreis würde demgegenüber zu einer geringeren EEG-Umlage führen.

Ein niedriger Börsenstrompreis erhöht auch die durch die Verbraucher zu tragenden Differenzkosten insbesondere auch für Bestandsanlagen. So machte der Neu-Zubau in 2013 bei der Steigerung der EEG-Umlage von 2012 auf 2013 lediglich 0,13 ct/kWh aus. Im Jahr 2012 und 2013 trug der gesunkene Börsenstrompreis wesentlich zum Anstieg der EEG-Umlage bei (siehe Abbildung 6.6).

Eine gemeinsame Betrachtung von EEG-Umlage und Spotmarktpreis an der Strombörse (siehe Abbildung 6.7) zeigt, dass die Summe aus EEG-Umlage und Börsenstrompreis seit dem Jahr 2010 in wesentlich geringerem Maße als die EEG-Umlage anstieg.

6.7 Merit-Order-Effekt durch erneuerbare Energien

Das Stromangebot der erneuerbaren Energien hat preis-dämpfende Auswirkungen auf die Strompreise an der Börse, auf der das Erneuerbare-Energien-Stromangebot vermarktet wird (EPEX Spot). Das Stromangebot aus erneuerbaren Energien verringert die Nachfrage nach konventionellem Strom und verdrängt entsprechend der Merit-Order (Einsatzreihenfolge von Kraftwerken nach deren kurzfristigen Grenzkosten) Kraftwerke mit höheren variablen Kosten. Der überwiegende Anteil der erneuerbaren Energien hat keine Brennstoffkosten und CO₂-Kosten, die bei konventionellen Energien die Grenzkosten ausmachen.

Der Merit-Order-Effekt ist wissenschaftlich anerkannt. Für die eindeutige Bestimmung des Merit-Order-Effekts gibt es allerdings keinen wissenschaftlichen Konsens. Die Höhe der preissenkenden Wirkungen fällt je nach methodischem Ansatz und den jeweils getroffenen Annahmen unterschiedlich aus. Der Merit-Order-Effekt ist daher schwer zu quantifizieren, da die Strombörsenpreise nicht nur von der Einspeisung der erneuerbaren Energien, sondern von sehr vielen Einflussfaktoren abhängen (Brennstoffpreise, CO₂-Preise, Einspeisung der erneuerbaren Energien). Zudem variieren die Einfluss nehmenden Faktoren je nach aktueller Preis- und Laststruktur. Mehrere wissenschaftliche Studien haben gezeigt, dass der Merit-Order-Effekt in der Vergangenheit, auch unter konservativen Annahmen, eine erhebliche Größenordnung hatte. Während für 2011 Studien zum Ergebnis kamen, dass der Merit-Order-Effekt zur Absenkung des Börsenstrompreises zwischen 0,56 bis 1,14 ct/kWh führte, liegt der Merit-Order-Effekt für 2012 bei 0,89 ct/kWh (siehe Tabelle 6.2).

Gegenwärtig profitieren in erster Linie die besonders stromintensiven Unternehmen von den sinkenden Börsenpreisen, soweit sich ihre Strombezugskosten stärker an den Großhandelspreisen orientieren und sie unter bestimmte Ausnahmetatbestände von der EEG-Umlage fallen (siehe Kapitel 11.1 und 11.2). Ob Endkunden von aktuell niedrigen

Tabelle 6.2: Quantifizierung des Merit-Order-Effekts in Deutschland

Studie	Veränderung des Spotmarktpreises (Day-Ahead) in ct/kWh									
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2015	2020	
Cludius, Hermann, Matthes (2013)				-0,52*	-0,72	-1,14				
Sensfuß und Ragwitz (2007)	-0,78									
Sensfuß (2012)		-0,58	-0,53	-0,60	-0,52	-0,87	-0,89			
Traber, Kemfert, Diekmann (2011)									-0,32	
Weigt (2009)	-0,62	-1,04	-1,3*							
EWI (2012)**								-0,20	-0,50	
Speth, Stark, Warzecha (2012)					-0,56	-0,56				
Speth, Klein (2012)						-0,748				
Öko-Institut (2012)						-1,0				
Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. (2011)				Durchschnitt -0,8 ct/kWh (2006-2010)						

*nur ein Halbjahr berücksichtigt. **nur die nach 2010 zuwachsenden Erneuerbare-Energien-Mengen berücksichtigt.

Börsen-Spotmarktpreisen profitieren, hängt unter anderem davon ab, welche Beschaffungsstrategie ihr Energielieferant verfolgt, ob sich der Merit-Order-Effekt auch auf den Terminmärkten niederschlägt und wie niedrigere Beschaffungspreise auf der Großhandelsebene an die Verbraucher weitergegeben werden. Dabei spielt die Wechselbereitschaft der Stromkunden eine entscheidende Rolle (siehe Kapitel 11.4).

6.8 Maßnahmen im Bereich erneuerbare Energien

6.8.1 Stromsektor

Im Berichtsjahr 2012 hat die Bundesregierung verschiedene Maßnahmen zu erneuerbaren Energien im Strombereich auf den Weg gebracht:

Novelle des EEG 2012

Um die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien zu verbessern, hat die Bundesregierung zuletzt mit der Novelle des EEG zum 1. Januar 2012 verschiedene Anpassungen vorgenommen.

Insbesondere wurde die sogenannte optionale Marktprämie eingeführt, d.h. Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen erhalten anstelle der Einspeisevergütung eine Prämie, wenn sie ihren Strom selbst vermarkten bzw. vermarkten lassen. Die Prämie erhalten sie zusätzlich zu den Vermarktungserlösen, da diese in der Regel deutlich unter dem jeweiligen Einspeisevergütungssatz liegen. Die Marktprämie wird monatlich im Nachhinein bestimmt aus der Dif-

ferenz zwischen dem durchschnittlichen Börsenpreis von Strom aus der jeweiligen erneuerbaren Energiequelle im betreffenden Monat und dem jeweiligen Einspeisevergütungssatz. Die im Vergleich zum System der festen Einspeisevergütung zusätzlichen Aufwendungen des Anlagenbetreibers für die Direktvermarktung werden durch die sogenannte Managementprämie ausgeglichen, die einen weiteren Teil der Marktprämie darstellt. Die Managementprämie soll die anfänglichen Transaktionskosten, aber auch Kosten für Prognoseabweichungen abdecken. Die Managementprämie sinkt kontinuierlich. Diese Absenkung wurde zum 1. Januar 2013 noch einmal verstärkt. Die Betreiber einer EEG-Anlage können monatlich entscheiden, ob sie die Einspeisevergütung oder die Marktprämie erhalten wollen.

Über die gleitende Marktprämie wird inzwischen knapp die Hälfte der installierten EEG-Anlagen-Leistung vermarktet, bei Windenergie sind es schon über 80 Prozent (BMU 2013b). Dieser Anteil ist auch nach Absenkung der Managementprämie zum 1. Januar 2013 nicht zurückgegangen.

Die Anlagen in dieser Form der Direktvermarktung erhalten zwar noch einen Zuschuss in Form der Marktprämie, nehmen im Übrigen aber wie konventionelle Kraftwerke voll am Großhandelsmarkt für Strom teil. Die Anlagenbetreiber in der Marktprämie bzw. Direktvermarkter prognostizieren ihre Erzeugung und verkaufen diese selbstständig. Außerdem tragen sie die Kosten für Abweichungen von ihrer Prognose. Sie haben dadurch einen ständigen Anreiz, ihre Prognosegüte zu verbessern und ihre Vermarktung zu optimieren. Anlagenbetreiber in der Marktprämie bzw. Direktvermarkter vermarkten ihren erneuerbaren Strom inzwischen an allen Stromteilmärkten, das heißt neben dem Spotmarkt auch am Terminmarkt und am Regelleis-

tungsmarkt. Dadurch, dass Erneuerbare-Energie-Anlagen in der gleitenden Marktprämie am Regenergiemarkt teilnehmen, kann der Must-run-Bedarf konventioneller Kraftwerke gesenkt werden.

Da Erneuerbare-Energien-Anlagen in der gleitenden Marktprämie dem Strompreissignal stärker ausgesetzt sind, reagieren sie auch auf negative Strompreise. Beispielsweise konnte durch die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen bei stark negativen Preisen die Höhe der negativen Strompreise reduziert werden.

Schließlich besteht durch die gleitende Marktprämie erstmals nennenswert Wettbewerb im Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien. Insgesamt haben 70 Unternehmen einen Bilanzkreis als Direktvermarkter angemeldet.

Die Neufassung des EEG 2012 enthält zudem deutliche Anpassungen der Besonderen Ausgleichsregelung:

Der Kreis möglicher Antragsteller aus dem produzierenden Gewerbe wurde eingeschränkt. Seitdem sind neben den Schienenbahnen nur noch Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus antragsberechtigt. Durch die Neuregelung können z. B. Energie- und Wasserversorgungsunternehmen, die nach dem EEG 2009 die Besondere Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen konnten, ab 2013 nicht mehr von dieser Regelung profitieren.

Durch eine Absenkung der Schwellenwerte wird auch der stromintensive Mittelstand in den Kreis möglicher Begünstigter einbezogen. Der jährliche Mindeststrombezug, ab dem eine (Teil-)Privilegierung möglich ist, ist nun folgendermaßen gestaffelt:

- Für den Strombezug bis 1 GWh ist die volle EEG-Umlage zu zahlen.
- Für den Strombezug über 1 GWh bis einschließlich 10 GWh beträgt die EEG-Umlage 10 Prozent ihrer regulären Höhe.
- Für den Strombezug über 10 GWh bis einschließlich 100 GWh wird sie dann auf 1 Prozent ihres regulären Wertes begrenzt.
- Für den Strombezug über 100 GWh müssen 0,05 ct/kWh gezahlt werden.
- Für Unternehmen, die eine Stromabnahme von mindestens 100 GWh pro Abnahmestelle sowie eine Stromintensität von mindestens 20 Prozent aufweisen, besteht die bisherige Regelung weiter. Ihre EEG-Umlage wird auf 0,05 ct/kWh für ihren gesamten Strombezug an den begünstigten Abnahmestellen begrenzt.
- Für Schienenbahnen schreibt das EEG 2012 die bisherige Regelung des EEG 2009 nunmehr in einem eigenen Paragraphen fort (Mindestabnahme von 10 GWh für Fahrstrom und die EEG-Umlage in voller Höhe für 10 Prozent des Stromverbrauchs im Begrenzungszeitraum, 0,05 ct/kWh für 90 Prozent des Stromverbrauchs).

Die erforderliche Stromintensität (Verhältnis der vom Unternehmen zu tragenden Stromkosten zur Bruttowertschöpfung nach der Definition des Statistischen Bundesamtes, Fachserie 4, Reihe 4.3, Wiesbaden 2007) wurde von 15 auf 14 Prozent abgesenkt.

Photovoltaik-Novelle

Mit der sogenannten Photovoltaik-Novelle vom Juni 2012, die rückwirkend zum 1. April 2012 in Kraft getreten ist, sind umfangreiche Änderungen bei der Vergütung von Photovoltaik-Strom beschlossen worden, um dem Ausbau-Boom und der Technologiekostensenkung Rechnung zu tragen, insbesondere:

- Die Vergütungssätze wurden einmalig um 15 Prozent gesenkt.
- Es wurde ein Zielkorridor für den jährlichen Neu-Zubau von 2,5 bis 3,5 GW festgelegt.
- Es wurde eine automatische Degression der Vergütungssätze festgelegt. Eine Basisdegression von monatlich 1 Prozent (entspricht ca. 11,4 Prozent jährlich), sofern sich der Zubau innerhalb des Zielkorridors bewegt. Darüber hinaus wurde eine zusätzliche automatische Degression vereinbart, wenn der Zubau über dem Zielkorridor liegt. Um große Sprünge zu vermeiden, erfolgt diese Degression monatlich und wird der Höhe nach alle drei Monate angepasst. Die Degression ist auf maximal ca. 29 Prozent im Jahr begrenzt. Sollte der Zubau unterhalb des Korridors liegen, wird die Degression ausgesetzt („atmender Deckel“), bei starker Unterschreitung erhöhen sich die Vergütungssätze.
- Photovoltaikanlagen werden nur noch bis zu einer installierten Leistung von 10 MW gefördert.
- Seit dem 1. Januar 2014 werden bei PV-Anlagen zwischen 10 Kilowatt und 1 Megawatt nur noch 90 Prozent der erzeugten Strommenge gefördert. Hierdurch entsteht ein Anreiz für die Anlagenbetreiber, Strom nachfrageorientierter zu erzeugen und jenseits der Förderung diesen frei am Markt zu verkaufen.
- Die Förderung der PV wurde insgesamt auf 52 GW begrenzt (Mitte 2012 27 GW, Ende 2013 35,9 GW).

- Zum Stand Januar 2013 lag die Vergütung für Photovoltaik-Dachanlagen bei maximal 17,9 ct/kWh und für Photovoltaik-Freianlagen bei 12,39 ct/kWh. Zum Stand 1. Februar 2014 liegt sie zwischen 9,4 und 13,5 ct/kWh.

Entschädigungsregelungen für Offshore-Wind

Mit dem „Dritten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften“ wurden neue Haftungs- und Entschädigungsregelungen für Offshore-Wind beschlossen. Um Investitionssicherheit für Offshore-Windparks zu schaffen, kann ein Anlagenbetreiber eine Entschädigung erhalten, wenn die Anlage verzögert an das Netz angebunden wird. Die Entschädigungskosten trägt der Übertragungsnetzbetreiber und kann diese abzüglich eines Selbstbehalts per Umlage auf die Stromverbraucher (maximal 0,25 ct/kWh) abwälzen.

Offshore-Netzentwicklungsplan

Der Offshore-Netzentwicklungsplan bildet zukünftig die Basis für die Planungen des Ausbaus von Offshore-Windenergieanlagen und der zugehörigen Netzanbindung sowie der darauf basierenden Förderzusagen. Den ersten Offshore-Netzentwicklungsplan hat die Bundesnetzagentur Anfang 2014 genehmigt. Die im Koalitionsvertrag vorgesehene Anpassung der Offshore-Ausbauziele auf 6,5 GW im Jahr 2020 und 15 GW im Jahr 2030 wird bei der Fortschreibung des Offshore-Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden (siehe Kapitel 8.7).

Maßnahmenausblick grundlegende EEG-Reform

Die Plattform Erneuerbare Energien hat im Jahr 2012 in einer breiten Beteiligung von Experten und Akteuren der Energiewende einen intensiven Austausch ermöglicht. Hierdurch konnten verschiedene Konzepte zur Umsetzung des EEG diskutiert und Ideen entwickelt werden. Diese Konzepte und Ideen fließen in die Reform des EEG ein.

Mit der grundlegenden Reform des EEG sollen das Ausmaß und die Geschwindigkeit des Kostenanstiegs spürbar gebremst werden. Dazu legt die Bundesregierung im Gesetz einen verlässlichen Ausbaukorridor von 40 bis 45 Prozent im Jahr 2025 und 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 fest. Der Ausbaukorridor erlaubt zugleich eine bessere Verknüpfung mit dem Netzausbau. Daneben soll die Kosteneffizienz erhöht werden, insbesondere durch die Vermeidung von Überförderung, eine kontinuierliche Degression der Förderung, eine Konzentration der Besonderen Ausgleichsregelung auf stromintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb und eine ausgewogene Regelung für die Eigenproduktion von Strom.

Darüber hinaus soll die Förderung stärker marktwirtschaftlich orientiert werden. Dazu wird bis spätestens 2017 für alle Neuanlagen ab 100 kW die verpflichtende Direktvermarktung auf der Basis der gleitenden Marktprämie eingeführt. Des Weiteren werden in einem Ausschreibungspilotprojekt in einer Größenordnung von 400 MW an PV-Freiflächenanlagen Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen und einem Ausschreibungsdesign ermittelt, und geprüft, ob und inwieweit die Ziele der Energiewende auf diesem Wege kostengünstiger erreicht werden können.

6.8.2 Wärmesektor

Im Bereich Wärme/Kälte sind es insbesondere das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz und das darin verankerte Marktanzreizprogramm, die den Ausbau der erneuerbaren Energien vorantreiben.

Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (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 Erneuerbare-Energien-Anteil von 14 Prozent am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte zu erreichen. Im Jahr 2012 lag der Anteil am Endenergieverbrauch Wärme bei etwa 10 Prozent (siehe Kapitel 6.3). Zuletzt ist das EEWärmeG 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 auch 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.

Die Bundesregierung hat im Dezember 2012 den ersten Erfahrungsbericht zum EEWärmeG vorgelegt. 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 diskutiert der Bericht Vorschläge zur Weiterentwicklung des Gesetzes im Rah-

men einer Novellierung. Der Bericht hält die Einhaltung des gesetzlich verankerten Ziels von 14 Prozent für erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis 2020 zwar für möglich, sieht aber die Zieleinhaltung auf Basis der vorliegenden Szenarien als nicht gesichert an.

Marktanreizprogramm

Das Marktanreizprogramm (MAP) ist ein Zuschussprogramm und fördert – vorrangig im Bereich von Bestandsgebäuden – u. a. Anlagen für Heizung, Warmwasserbereitung und zur Bereitstellung von Kälte oder Prozesswärme aus erneuerbaren Energien wie beispielsweise Solarthermieanlagen, Pelletkessel und Wärmepumpen. Diese Anlagen werden hauptsächlich für den Bedarf von Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern sowie kleineren öffentlichen und gewerblichen Gebäuden errichtet und erhalten Investitionskostenzuschüsse. Dieser Programmteil des MAP wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) durchgeführt.

Das MAP enthält einen Teil als KfW-Programm für zinsgünstige Darlehen mit Tilgungszuschüssen (KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“). Diese Darlehen werden für Anlagen mit höherer Leistung sowie für Biogasleitungen, Tiefengeothermie und für Wärmenetze- und -speicher, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden, gewährt. Diese Investitionen werden zumeist von Unternehmen oder Kommunen umgesetzt.

Darüber hinaus ist aus dem MAP ein Förderprogramm für dezentrale Speicher in Verbindung mit Photovoltaikanlagen aufgelegt worden. Die Einzelheiten der MAP-Förderung sind in den „Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt“ festgelegt, die je nach Bedarf an den Stand der Technik und die aktuelle Marktentwicklung angepasst werden.

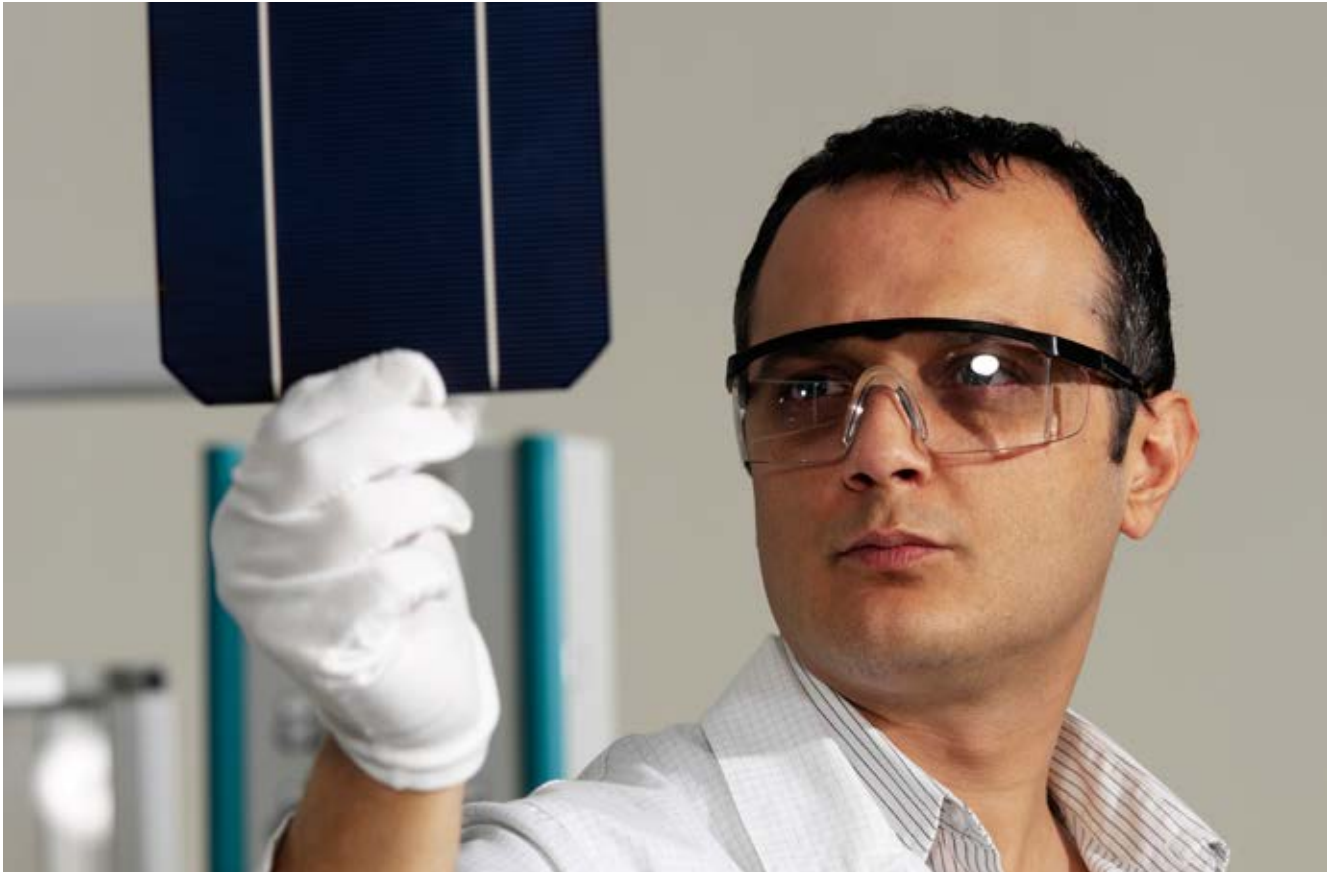
Im Jahr 2012 wurden über das MAP insgesamt ca. 301 Millionen Euro an Fördergeldern verausgabt und damit ein Investitionsvolumen von rund 1,33 Milliarden Euro angestoßen. Mit dem KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren – Ergänzungskredit“ können seit dem 1. März 2013 im MAP förderfähige Anlagen ergänzend mit einem Kredit gefördert werden. Im Jahr 2013 wurden über das MAP insgesamt ca. 321 Millionen Euro an Fördergeldern verausgabt und damit ein Investitionsvolumen von rund 1,23 Milliarden Euro angestoßen.

6.8.3 Verkehrsbereich

Der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich wird hauptsächlich über Biokraftstoffe wie Biodiesel oder Bioethanol bereitgestellt. Mit dem Biokraftstoffquotengesetz wurden die entsprechenden Quoten in das Bundes-Immissionsschutzgesetz eingeführt. Nach § 37a BImSchG ist die Mineralölwirtschaft verpflichtet, bezogen auf die jährliche Gesamtabsatzmenge an Kraftstoffen einen Anteil von 6,25 energetischen Prozent durch Biokraftstoffe in Verkehr zu bringen. Neben dieser Gesamtquote bestehen Unterquoten für Dieselmotorkraftstoffe und für Ottomotorkraftstoffe.

Seit Januar 2011 können Biokraftstoffe nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung nur dann auf die Biokraftstoffquote angerechnet oder steuerlich begünstigt werden, wenn sie nachweislich nachhaltig hergestellt worden sind. So müssen Biokraftstoffe – unter Einbeziehung der gesamten Herstellungs- und Lieferkette – im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen mindestens 35 Prozent an Treibhausgasen einsparen (Altanlagen ab April 2013). Des Weiteren dürfen durch den Anbau der Pflanzen für die Biokraftstoffherstellung keine Flächen mit hohem Naturschutzwert oder Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zerstört werden. Beim Anbau der Biomasse innerhalb der EU müssen zudem die Vorgaben der Cross Compliance eingehalten werden.





Neben den Biokraftstoffen werden auch Fahrzeuge, die mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden, eine immer wichtigere Rolle spielen. Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, dass bis 2020 eine Million und bis 2030 6 Millionen elektrisch angetriebene Fahrzeuge in Deutschland zugelassen sind. Derzeit ist die Anzahl der batteriebetriebenen Elektrofahrzeuge mit ca. 10.000 Elektro-PKW noch sehr begrenzt, dazu kommen knapp 200 Fahrzeuge mit Brennstoffzellen (siehe Kapitel 9.2) sowie Nutzfahrzeuge. Die deutschen Fahrzeughersteller haben jedoch 2013 weitere Serienfahrzeuge auf den Markt gebracht und für die kommenden Jahre die Markteinführung von 16 Fahrzeugmodellen mit Elektroantrieb angekündigt. Im Jahresvergleich weisen Elektrofahrzeuge die mit Abstand höchsten Zuwachsraten unter allen Kraftstoffarten auf. Insgesamt konnte allein im Jahr 2013 ein Zuwachs von 32 Elektrofahrzeugmodellen auf dem deutschen Markt verzeichnet werden. Auch unabhängige Marktbeobachter, z. B. der McKinsey „EV-Index“, sehen Deutschland international in der „elektromobilen Spitzengruppe“.

Im Mai 2011 hat die Bundesregierung ihr Regierungsprogramm Elektromobilität vorgestellt, das derzeit umgesetzt wird. Eine Milliarde Euro wurde für Forschung und Entwicklung in der abgelaufenen Legislaturperiode bereitgestellt. In den kommenden Jahren wird die Elektromobilität in den sogenannten Schaufenstern der Elektromobilität für die Öffentlichkeit noch sichtbarer. Hinzu kamen Anreize für die Anschaffung elektrisch angetriebener Fahrzeuge, wie z. B. die KFZ-Steuerbefreiung auf reine Elektrofahr-

zeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge aller Fahrzeugklassen mit einer Verlängerung der Steuerbefreiung von derzeit fünf auf zehn Jahre. Ferner wurde beschlossen, steuerliche Nachteile bei der Nutzung von Elektroautos als Dienstwagen gegenüber konventionellen Fahrzeugen rückwirkend zum 1. Januar 2013 auszugleichen.

Die Bundesregierung hält am Ziel fest, Deutschland zum Leitmarkt und Leitanbieter für Elektromobilität zu machen. Dabei wird ein in der Gesamtschau technologieoffener Ansatz inklusive der Wasserstoff-, Hybrid-, Batterie- und Brennstoffzellentechnologie verfolgt.

6.8.4 Förderung von Forschung und Entwicklung

Die Förderung von Forschung und Entwicklung von erneuerbaren Energien durch die Bundesregierung ist breit aufgestellt und erfolgt im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms. Sie umfasst die einzelnen Technologien der erneuerbaren Energien Windenergie, Photovoltaik, Geothermie, Bioenergie, Wasserkraft- und Meerestechnologie, solarthermische Wärmegewinnung, solarthermische Kraftwerke sowie den Förderschwerpunkt „SystEEm“ (regenerative Energieversorgungssysteme und Integration der erneuerbaren Energien). Einzelheiten werden regelmäßig im Jahresbericht „Innovation durch Forschung“ zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien sowie im jährlich erscheinenden Bundesbericht Energieforschung dargestellt.

7. Kraftwerke

Die Umstellung der Stromerzeugung in Deutschland auf eine Versorgung, die vorrangig auf erneuerbaren Energien beruht, ist im Berichtsjahr 2012 weiter vorangegangen. Die beiden erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind weisen von allen Energieträgern die höchsten installierten Kraftwerksleistungen auf.

Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ist durch äußerst niedrige variable Kosten gekennzeichnet. Am Strommarkt kommen sie vorrangig zum Zuge, um die Nachfrage zu decken. Als eine Folge verändern sich die Wirtschaftlichkeitsbedingungen für die konventionellen Kraftwerke. Da die erneuerbaren Energien fluktuierend Strom erzeugen, ist eine Flexibilisierung des Gesamtsystems erforderlich. Notwendig ist ein neues, flexibleres Zusammenspiel aus erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, der Nachfrage, intelligenten Netzen sowie mittel- und langfristig auch Speichern. Dabei muss auch in Zukunft die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet sein.

Deshalb sind die konventionellen Kraftwerke im erforderlichen Umfang als Teil des nationalen Energiemixes auf absehbare Zeit unverzichtbar. Durch den kontinuierlichen Zubau der erneuerbaren Energien benötigen wir in Zukunft hocheffiziente und flexiblere konventionelle Kraftwerke. Solange keine anderen Möglichkeiten (wie z. B. Speicher oder Nachfragemanagement) ausreichend und kostengünstig zur Verfügung stehen, kann Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie nicht entscheidend zur Versorgungssicherheit beitragen. Daraus ergibt sich das Erfordernis einer ausreichenden Deckung der Residuallast.

Die Bundesregierung nimmt das Thema Versorgungssicherheit ernst. Sie hat deshalb mit dem Wintergesetz und der Reservekraftwerksverordnung Maßnahmen ergriffen, um eventuellen Engpasssituationen in den Wintermonaten in Süddeutschland kurz- bis mittelfristig entgegenzuwirken.

Damit die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Stromnachfrage besser aufeinander abgestimmt werden, sind Flexibilitätsoptionen sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite auszubauen (insbesondere bei Kraftwerken und erneuerbaren Energien, durch Lastmanagement, intelligente Zähler, lastvariable Tarife und Speicher).

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. Im Jahr 2012 trugen konventionelle Kraftwerke mit rund 75 Prozent zur Stromerzeugung in Deutschland bei und erneuerbare Energien mit rund 25 Prozent. Der Umbau der Stromversorgung hin zu erneuerbaren Energien wird den traditionellen Energiemix weiter verändern.

Die installierte Erzeugungsleistung des deutschen Kraftwerksparks ist von 2008 bis 2012 insgesamt um rund 34 GW und damit jährlich um durchschnittlich rund fünf Prozent angestiegen. Der Anstieg der Gesamtleistung über diesen Zeitraum lässt sich fast ausschließlich auf den Ausbau der erneuerbaren Energieträger von 39,6 GW im Jahr 2008 auf ca. 75,6 GW im Jahr 2012 zurückführen (2011: 66,2 GW). Durch die Stilllegung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 nahm die Erzeugungsleistung der Kernkraftwerke um 8,4 GW ab. Abbildung 7.1 stellt diese Entwicklun-

Abbildung 7.1: Netto-Nennleistung der an das deutsche Stromnetz angeschlossenen Kernkraftwerke, fossilen Kraftwerke (über 10 MW) und der Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern in GW

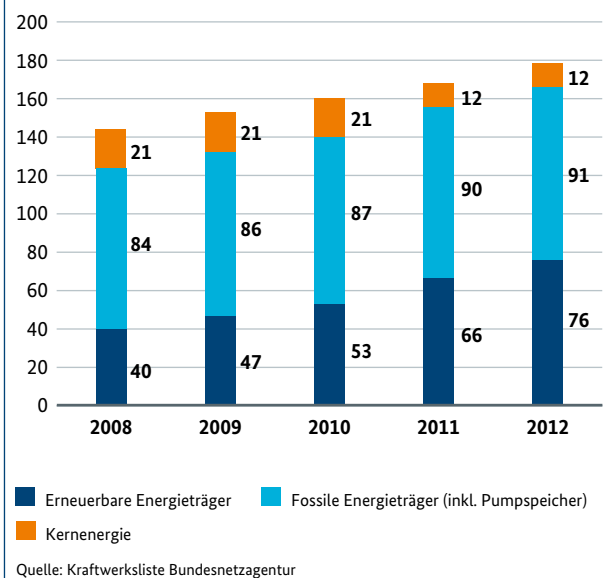
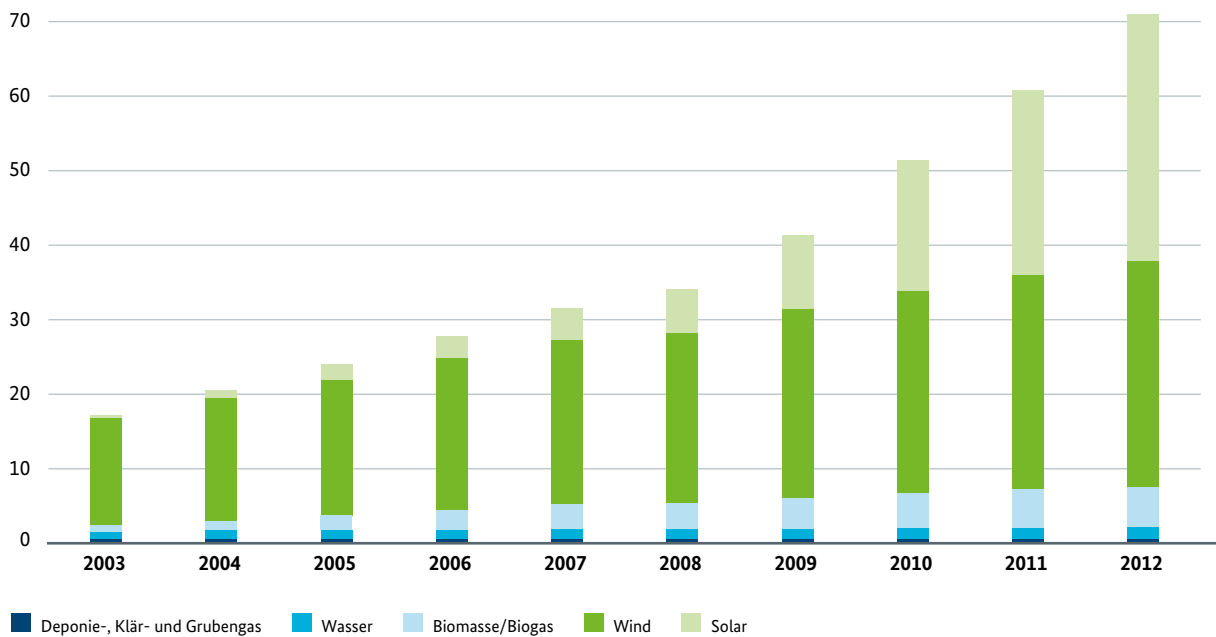


Abbildung 7.2: Netto-Nennleistung der Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energieträgern, die nach dem EEG vergütungsfähig sind in GW



Quelle: Monitoring-Bericht Bundesnetzagentur, S. 35

gen dar und veranschaulicht den Zubau der erneuerbaren Energien und damit auch deren Bedeutungszuwachs im heutigen Energieversorgungssystem. Die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke ist im Jahr 2012 leicht gestiegen.

Aufgrund unterschiedlicher Erhebungsverfahren und Energieträger-Zuordnungen entspricht die angegebene installierte Leistung der erneuerbaren Energieträger nicht den Werten der AGEE-Stat. Nach AGEE-Stat betrug die installierte Leistung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2012 77,1 GW (Stand: Januar 2014).

7.1.1 Erneuerbare Energien

Die Entwicklung der installierten Kapazitäten zur Stromerzeugung auf Basis von erneuerbaren Energieträgern ist in Abbildung 7.1 dargestellt. Diese installierte Leistung unterscheidet sich von der erzeugten Strommenge, welche in Kapitel 6.3 dargestellt ist. Die installierte Leistung der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütungsfähigen Anlagen ist im Jahr 2012 auf 71 GW angestiegen und stellte damit einen Anteil an der gesamten installierten Kraftwerksleistung von etwa 40 Prozent dar. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung stieg auf 22,6 Prozent (siehe Kapitel 4.3.2). Weitere 4 GW (Kraftwerksliste Bundesnetzagentur) installierte Leistung aus erneuerbaren Energien stehen in Anlagen zur Verfügung, die nicht nach dem EEG vergütungsfähig sind (Laufwasser). Der Zubau der EEG-Anlagen entspricht seit 2003 einem

durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von rund 16 Prozent.

Bei der Leistung der Lauf- und Speicherwasserkraftwerke und der Kraftwerke auf Basis von Gruben-, Klär- und Deponiegas hat es keinen nennenswerten Zubau gegeben. Während die installierte Leistung der Kraftwerke auf Basis von Biomasse moderat gestiegen ist, weist die Windkraft einen deutlichen Zuwachs auf. Das stärkste Wachstum zeigt die Photovoltaik. Sie ist mit 33,1 GW der Energieträger mit der höchsten installierten Leistung, gefolgt von der Windenergie mit 30,3 GW. Die beiden erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind liegen damit bzgl. der installierten Leistung deutlich vor dem fossilen Energieträger Steinkohle, der mit 25,2 GW die dritthöchste installierte Leistung aufweist. Die Nutzung der Windenergie auf dem Meer wurde bis März 2013 um 0,3 GW ausgebaut (Kraftwerksliste Bundesnetzagentur). Für eine Beschleunigung des Ausbaus der Offshore-Windenergie sind in erheblichem Umfang gesetzgeberische, technische und logistische Vorarbeiten erfolgt.

7.1.2 Konventionelle Kraftwerke

Für die durchgängige Bedarfsdeckung wurden in den letzten Jahrzehnten verschiedene konventionelle Kraftwerkstypen entwickelt, die traditionell nach ihren technischen und ökonomischen Eigenschaften in Grund-, Mittel-, und Spitzenlastkraftwerke unterschieden werden (siehe Glossar).

Die Energiewende verändert diese historisch gewachsene Einteilung der Kraftwerke nachhaltig. Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ist durch äußerst niedrige variable Kosten gekennzeichnet. Am Strommarkt kommen sie vorrangig zum Zuge, um die Nachfrage zu decken. Spiegelbildlich wird der Strom aus konventionellen Kraftwerken mit hohen variablen Kosten immer häufiger nicht mehr benötigt, um die Gesamtnachfrage zu decken. Dies lässt sich besonders deutlich zur Mittagszeit beobachten, wenn die dann auftretende Verbrauchsspitze bei Sonnenschein zu großen Teilen durch Solarstrom gedeckt wird. Der weitere Ausbau der Solarerzeugungskapazitäten wird diesen Effekt weiter verstärken.

Jedoch werden konventionelle Kraftwerke auf absehbare Zeit zur Lastabdeckung benötigt. Denn die Stromnachfrage kann in den nächsten Jahren, z. B. auf Grund der Witterungsverhältnisse, nicht immer von den erneuerbaren Energien gedeckt werden. In Zukunft muss sichergestellt werden, dass die Versorgungssicherheit – trotz der mit den genannten Veränderungen einhergehenden wirtschaftlichen Konsequenzen für die konventionellen Kraftwerke – gewährleistet bleibt.

Der Umbau der Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien und Energieeffizienz erfordert eine Flexibilisierung des Gesamtsystems. Notwendig ist ein neues, flexibles Zusammenspiel aus erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, der Nachfrage, intelligenten Netzen sowie mittel- und langfristig auch Speichern.

Vor diesem Hintergrund wird die Erzeugungsstruktur der konventionellen Kraftwerke bereits zunehmend dadurch verändert, dass immer mehr Kraftwerksbetreiber mit technischen und organisatorischen Maßnahmen die Flexibilität ihrer Kraftwerke erhöhen und ihren Kraftwerkseinsatz entsprechend dem Marktsignal optimieren. Neben anderen Optionen sind auch im Kraftwerksbereich weitere Flexibilitätsoptionen auszubauen.

7.1.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Bundesregierung bekräftigt das Ziel, dass der KWK-Anteil auf 25 Prozent bis 2020 ausgebaut wird. Sie wird dementsprechend die rechtlichen und finanziellen Bedingungen für die umweltfreundliche Kraft-Wärme-Kopplung ausgestalten.

Eine wichtige Rolle kommt der Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu. Bei dieser Technologie erfolgen die Stromerzeugung und die Wärmebereitstellung in einer gemeinsamen technischen Einheit, zum Beispiel innerhalb eines Kohlekraftwerks, eines Gasmotors oder einer Brennstoffzelle. Im Vergleich zur getrennten Erzeu-

gung von Strom und Wärme kann der Gesamtwirkungsgrad einer Stromerzeugungsanlage durch Kraft-Wärme-Kopplung höher ausfallen. Eine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (z. B. ein Blockheizkraftwerk) ist für die Bereitstellung von Wärme für Gebäude und für Industrieprozesse eine effiziente Erzeugungsform. Ökologisch vorteilhaft ist die Kraft-Wärme-Kopplung vor allem dann, wenn dabei Wärmeerzeugung aus Kohle oder Öl verdrängt wird. Die klimaschädlichen CO₂-Emissionen können so vermindert werden. Darüber hinaus können KWK-Anlagen einen Ausgleich zur schwankenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leisten, wenn deren Betrieb sich anders als derzeit stärker am Strommarkt orientiert. Von großen Kohlekraftwerken, die ganze Stadtteile mit Wärme versorgen, über kommunale Müllheizkraftwerke, industrielle Prozessdampfproduzenten und quartierbezogene Blockheizkraftwerke bis hin zu den kleinen Gasmotoren, die seit wenigen Jahren für die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion in Privathaushalten installiert werden, gibt es KWK-Kraftwerke in sämtlichen Größenklassen.

Im Jahr 2012 verfügten knapp die Hälfte der konventionellen Kraftwerksleistung und viele thermische Biomassekraftwerke über eine Auskopplung und Nutzung der Abwärme (Kraftwerksliste Bundesnetzagentur). Die Kraft-Wärme-Kopplung ist bei Stadtwerken weit verbreitet.

Wie Tabelle 7.1 zu entnehmen ist, ist die KWK-Nettostromerzeugung in den vergangenen zehn Jahren von 76,5 TWh (13,5 Prozent an der Nettostromerzeugung) im Jahr 2003 auf 102,0 TWh (17,3 Prozent an der Nettostromerzeugung) im Jahr 2012 angestiegen. Dieser Zuwachs war bis 2011 hauptsächlich durch die vom EEG angestoßene Biogasnutzung bestimmt, wohingegen im Jahr 2012 der steigende KWK-Anteil an der Nettostromerzeugung durch kohlebasierte KWK-Anlagen dominiert wurde.

Im Jahr 2014 wird auf Grundlage der EU-Energieeffizienzrichtlinie eine umfassende Analyse des Potenzials für KWK in Deutschland sowie eine Evaluierung des KWKG durchgeführt.

Tabelle 7.1: Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Nettostromerzeugung

Jahr	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
KWK-Nettostromerzeugung in TWh	76,5	78,4	79,5	85,4	85,5	90,4	91,4	99,2	97,6	102,0
KWK-Nettowärmeerzeugung in TWh	181,1	185,4	188,0	191,3	188,7	194,7	196,8	212,1	203,3	212,5
KWK-Nettostrom- und Nettowärmeerzeugung in TWh	257,6	263,8	267,5	276,8	274,2	285,1	288,3	311,2	300,9	314,5
Brennstoffeinsatz zur KWK-Nettostromerzeugung in PJ	548,3	563,6	561,1	593,5	590,7	630,9	640,1	689,6	679,8	699,8
Brennstoffeinsatz zur KWK-Nettowärmeerzeugung in PJ	632,1	682,2	686,3	692,0	679,6	712,5	722,0	774,1	742,1	762,8
Brennstoffeinsatz zur KWK-Nettostrom- und Nettowärmeerzeugung in PJ	1180,4	1245,8	1247,4	1285,5	1270,4	1343,5	1362,2	1463,8	1421,8	1462,7
Anteil der KWK-Nettostromerzeugung an der gesamten Nettostromerzeugung	13,5%	13,6%	13,7%	14,3%	14,3%	15,1%	16,4%	16,8%	17,0%	17,3%

Quelle: AGEB

7.1.4 Regionale Verteilung der Kraftwerksleistung nach Bundesländern

In Abbildung 7.3 ist zu erkennen, dass die Stromerzeugungskapazität sehr heterogen über Deutschland verteilt ist. Während in einigen Bundesländern nach wie vor überwiegend konventionelle Kraftwerke ins Netz einspeisen, dominieren in mehr als der Hälfte der Bundesländer die erneuerbaren Energien. Kernkraftwerke sind in vier Bundesländern an der Stromproduktion beteiligt. In Abbildung 7.3 sind auch Kraftwerke in Luxemburg und Österreich dargestellt, die direkt mit dem deutschen Netz verbunden sind, in dieses einspeisen und somit auch zur deutschen Versorgungssicherheit beitragen. Gleichfalls ist zu erkennen, dass Bayern und Niedersachsen die Schwerpunkte der installierten Kraftwerksleistung basierend auf erneuerbaren Energien bilden: Ende 2012 waren in Bayern Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien mit einer Gesamtleistung von 13,3 GW (davon über 9,3 GW Photovoltaik) und in Niedersachsen 11,7 GW (davon über 7,4 GW Windenergie) installiert.

Rund ein Drittel der konventionellen Kraftwerke befand sich 2012 in Nordrhein-Westfalen (33,2 GW). Es folgen mit deutlichem Abstand Bayern (12,2 GW), Baden-Württemberg (10,8 GW) und Niedersachsen (9,4 GW).

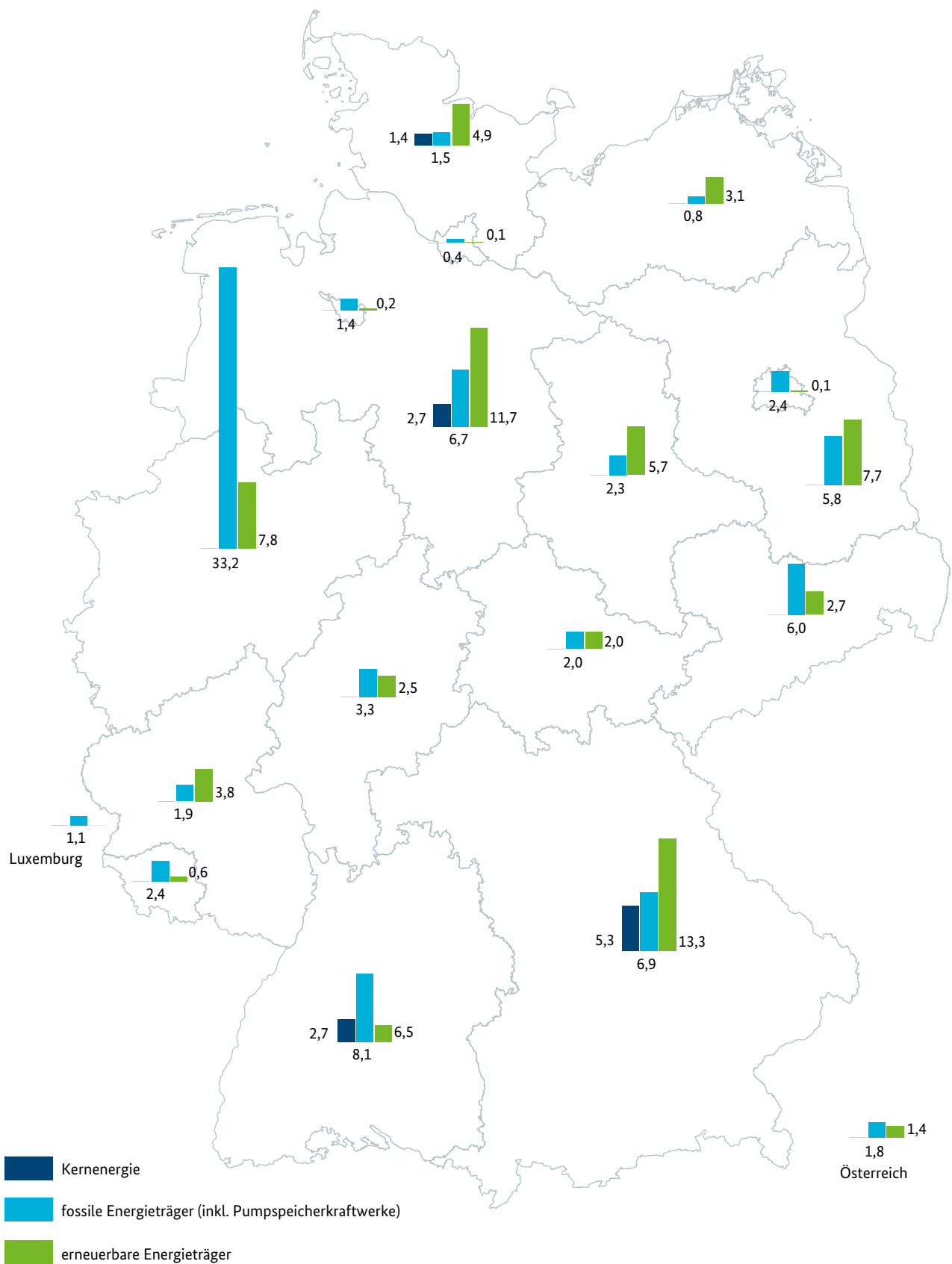
7.1.5 Die Lage in Süddeutschland

Im Süden Deutschlands (südlich der Main-Linie) befinden sich große industrielle Verbrauchszentren, die mit Strom versorgt werden müssen. Momentan leistet die Kernenergie in Süddeutschland noch einen wesentlichen Beitrag zur Stabilität der Stromversorgung. Durch die Beendigung des Leistungsbetriebs mehrerer Kernkraftwerke im Jahr 2011 und den bislang unzureichenden Ausbau der Netze ist die Versorgungslage in dieser Region angespannt. 2011 wurden in Süddeutschland bereits Kapazitäten von rund 5 GW abgeschaltet. Von den neun weiteren bis Ende 2022 abzuschaltenden Kernkraftwerksblöcken befinden sich sechs (Grafenrheinfeld, Gundremmingen B und C, Philippsburg 2, Neckarwestheim 2 und Isar 2) ebenfalls in den südlichen Bundesländern, so dass dort weitere 6,7 GW vom Netz genommen werden.

Um die Versorgungssicherheit auch in Süddeutschland dauerhaft aufrecht erhalten zu können, sind zwei Handlungsoptionen wichtig:

- **Netzausbau:** Durch den Ausbau der Höchstspannungsnetze kann Leistung vom Norden und Westen Deutschlands in den Süden übertragen werden. Die Fertigstellung wichtiger Leitungen auf Basis des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) wird zur Entspannung der Situation in Süddeutschland beitragen. Der darüber hinausgehende Bedarf an Netzausbau wird auf Basis der von der Bundesregierung bereits im Jahr 2011 initiierten gesetzlichen Regelungen ermittelt und realisiert (siehe Kapitel 8.7).

Abbildung 7.3: Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf die Länder



- **Kraftwerkserhalt und -neubau:** Zum Umgang mit regionalen Netzengpassituationen in den südlichen Ländern können flexible konventionelle Kraftwerke erhalten oder errichtet werden. Damit können den Netzbetreibern Handlungsmöglichkeiten zur Entlastung der Stromnetze zur Verfügung gestellt werden. Insbesondere könnten neue Gaskraftwerke eine Option sein, weil sie vergleichsweise schnell errichtet werden können und weil der Brennstofftransport kostengünstig nach Süden durch das dort bereits vorhandene, ggf. dafür zu ertüchtigende Pipelinesystem erfolgen kann.

Der Netzausbau nimmt jedoch hinsichtlich Planung und Genehmigung viel Zeit in Anspruch. Daher wurden das Wintergesetz und die Reservekraftwerksverordnung erlassen, um die Netzstabilität in Süddeutschland vorübergehend abzusichern (siehe dazu Kapitel 7.5). Mit dem Wintergesetz wurde die Stilllegung von fossilen Kraftwerken unter den Vorbehalt gestellt, dass sie nicht „systemrelevant“, d. h. für die Systemstabilität nicht unverzichtbar, sind. Systemrelevante Kraftwerke dürfen demnach nicht stillgelegt werden, sondern müssen gegen die Erstattung ihrer Kosten weiter betriebsbereit gehalten werden. Bislang haben die Übertragungsnetzbetreiber insgesamt fünf Kraftwerksblöcke als systemrelevant ausgewiesen. Die Bundesnetzagentur hat mit Bescheid vom 19. Dezember 2013 diese fünf Systemrelevanz-Ausweisungen genehmigt. Es handelt sich dabei um drei Kraftwerksblöcke in Marbach und zwei Kraftwerksblöcke in Walheim. Diese fünf Kraftwerksblöcke liegen in Süddeutschland und haben zusammengekommen eine Netto-Nennleistung von rund 668 MW. Mit der Reservekraftwerksverordnung wurde eine rechtliche Grundlage dafür geschaffen, dass die Übertragungsnetzbetreiber den vorübergehenden Reservebedarf zur Netzstabilisierung ermitteln und entsprechend ausschreiben (siehe im Einzelnen Kapitel 7.5).

Insbesondere im Winter ist wegen niedriger Temperaturen die Stromnachfrage typischerweise besonders hoch. Für den Winter 2012/2013 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam mit der Bundesnetzagentur – wie bereits für den vorangegangenen Winter 2011/2012 – umfangreiche Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit vorgenommen. Nach eingehenden Analysen wurde ein Reservekraftwerksbedarf von rund 2,5 GW ermittelt (Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13, Bundesnetzagentur, S. 9). Das entspricht einer Steigerung von etwa 1 GW im Vergleich zum vorangegangenen Winter (1,6 GW). Dies ist jedoch darauf zurückzuführen, dass die beiden Kraftwerke Staudinger 4 und Irsching 3 aus dem Markt genommen wurden und nicht mehr für Redispatch-Maßnahmen, also für kurzfristige Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, um die Netzstabilität zu sichern, zur Verfügung standen. Diese Kraftwerke wurden zum Zeitpunkt ihres Marktaustritts in die Reserve übernommen.

Diese Maßnahmen haben sich bewährt: In den kalten Februarwochen 2012 sind die ausgeschriebenen Reservekraftwerke zum Einsatz gekommen. Zu diesem Zeitpunkt war die Versorgungslage allerdings zusätzlich dadurch angespannt, dass wegen unerwarteter Ausfälle von Gaslieferungen – als Folge einer verringerten Stromerzeugung von Gaskraftwerken aufgrund unterbrechbarer Netznutzungsverträge – zu Engpässen führte.

Der Winter 2012/2013 verlief im Strombereich insgesamt weniger angespannt als der Winter 2011/2012. Dennoch kam es an einigen Tagen zu Belastungssituationen, die erneut teilweise umfangreiche und in Einzelfällen sogar erhebliche Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber erforderlich machten. Im Zeitraum zwischen dem 1. Oktober 2012 und dem 31. März 2013 wurden strombedingte Redispatch-Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 3.700 Stunden gemeldet (Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13, Bundesnetzagentur).

7.2 Sicherheit der Stromversorgung und Kraftwerksplanung

Auch in Zukunft muss die Versorgungssicherheit gewährleistet sein, also jederzeit der nachgefragten Last eine entsprechend gesicherte Erzeugungsleistung in Deutschland gegenüberstehen.

Für die Versorgungssicherheit ist es erforderlich, dass Strom jederzeit an jeder Stelle im erforderlichen Maß verfügbar ist. Während andere (stoffliche) Produkte mehr oder weniger gut speicherbar und zum Teil in unterschiedlichem Ausmaß durch andere Produkte ersetzbar sind, gelten beim Transport von Strom komplexe technische Rahmenbedingungen.

Daraus ergibt sich, dass es zwei sehr unterschiedliche Aspekte bezüglich der Versorgungssicherheit gibt. Einerseits müssen jederzeit hinreichend Erzeugungseinheiten (gesicherte Kraftwerksleistung) bereitstehen und Strom produzieren können, um den momentanen Strombedarf zu decken (Leistungsbilanz). Andererseits muss Strom zu allen Verbrauchern transportiert werden und die Netzstabilität gewährleistet sein.

7.2.1 Gesicherte Kraftwerksleistung

Für die insgesamt ausreichende Vorhaltung von Erzeugungsleistung sind bei den derzeit verfügbaren Technologien vor allem die konventionellen Kraftwerke verantwortlich, da sie witterungsunabhängig zur Verfügung stehen. Dies gilt sowohl hinsichtlich der Deckung der prognostizierten Stromnachfrage als auch hinsichtlich der Bereitstel-

lung von Regelenergie zum sekunden- und minutengenauen Ausgleich von unvorhergesehenen Abweichungen.

Der Kraftwerkspark muss so dimensioniert sein, dass ausreichend gesicherte Leistung vorgehalten wird, mit der die Jahreshöchstlast sicher gedeckt werden kann. Diese tritt typischerweise in den Abendstunden kalter Wintertage auf. Als gesicherte Leistung wird der Anteil der installierten Kraftwerkskapazität bezeichnet, der mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit zu jeder Zeit zur Verfügung steht. Je nach Energieträger tragen die Kraftwerke in unterschiedlichem Maß zur gesicherten Leistung bei.

Hohe Beiträge liefern vor allem die konventionellen Energieträger, obwohl auch bei diesen wegen der notwendigen Abzüge für ungeplante Kraftwerksausfälle und für Wartungsarbeiten nicht die gesamte installierte Leistung als gesichert angesehen werden kann. Die Erneuerbare-Energien-Anlagen können teilweise zur gesicherten Leistung beitragen, allerdings nur mit einem vergleichsweise geringen Anteil ihrer installierten Leistung, da sie witterungsabhängig sind (außer Biomasse).

Die installierte Leistung der Photovoltaik kann nicht zur gesicherten Leistung gezählt werden, da zu dem Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (typischerweise im Winter gegen 19 Uhr) die Sonne bereits untergegangen ist. Wasserkraftwerke sind wegen der jahreszeitlich unterschiedlichen Pegelstände in Flüssen und Stauseen witterungsabhängig. Windkraftanlagen können bei Windflaute keinen Strom produzieren und liefern daher nur vergleichsweise geringe Beiträge zur gesicherten Leistung. Biomasseanlagen weisen im Vergleich zu Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen einen relativ hohen Anteil gesicherter Leistung auf, jedoch nicht in gleichem Maße wie konventionelle Kraftwerke. Pumpspeicherkraftwerke werden mit einem Großteil ihrer Kapazität der gesicherten Leistung zugerechnet, da sie für eine Dauer von vier bis acht Stunden ihre volle Ausspeicherleistung erbringen können und Verbrauchsspitzen bislang deutlich kürzer andauern.

Durch einen diversifizierten Ausbau der erneuerbaren Energien auch in anderen Nachbarstaaten können beispielsweise Windflauten und Windspitzen europaweit besser ausgeglichen werden, wodurch der Anteil der gesicherten Leistung etwas erhöht werden kann. Dazu sind aber auch der europaweite Netzausbau und das weitere Zusammenwachsen der Märkte wichtig. Jedoch stellen auf absehbare Zeit die konventionellen Kraftwerke den Großteil der gesicherten Leistung dar.

Die Beurteilung der gesicherten Kraftwerksleistung ist sehr komplex. Als zusätzliche Schwierigkeit kommt hinzu, dass auch die Jahreshöchstlast nur sehr schwer zu bestimmen ist, da sie nur indirekt ermittelt werden kann.

Über die Leistung der Kraftwerke, die in das deutsche Stromnetz einspeisen und eine Nennleistung von mindestens 10 MW aufweisen, gibt die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur Auskunft. Sie wies im Jahr 2012 allein für konventionelle Kraftwerke einschließlich der Pumpspeicherkraftwerke eine installierte Gesamtleistung von 102,6 GW auf, wobei in dieser Zahl Kraftwerke der Kaltreserve, Reservekraftwerke und andere nur eingeschränkt zur Verfügung stehende Anlagen eingerechnet wurden. Damit lag die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke deutlich über der Jahreshöchstlast des Jahres 2012. Sie trat am 7. Februar 2012 um 19:15 Uhr auf und betrug 81,8 GW (Bericht der ÜNB zur Leistungsbilanz 2013), so dass die Versorgungssicherheit selbst dann noch gewährleistet war, wenn einige konventionelle Anlagen wegen unvorhergesehener Ereignisse oder Störungen vom Netz genommen werden mussten. Zusätzliche Sicherheit ergibt sich aus dem gesicherten Anteil der Leistung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und aus der grenzüberschreitenden Verbindung der Strommärkte und -netze. Jedoch betrug zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Jahr 2012 die Einspeiseleistung von Wind 6,3 GW, so dass Windkraftanlagen etwa 7,7 Prozent der Jahreshöchstlast abgedeckt haben (www.transparency.eex.com). Photovoltaik-Anlagen haben zu diesem Zeitpunkt keinen Strom eingespeist, da die Sonne bereits untergegangen war.

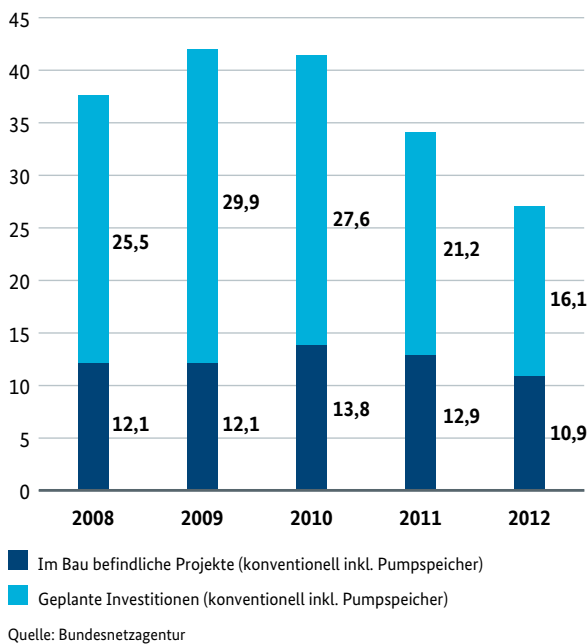
Die Zahlen zu den konventionellen Kraftwerken zeigen, dass der konventionelle Kraftwerkspark aktuell im Hinblick auf den deutschen Gesamtmarkt ausreichend Kapazitäten aufweist. Die aktuell sehr niedrigen Großhandelspreise für Strom sind ebenfalls ein Indiz dafür (hinsichtlich der davon abweichenden Situation in Süddeutschland, siehe Kapitel 7.1.5).

Die Frage der Versorgungssicherheit schließt die Frage der Netzstabilität ein. Letztere muss gewährleistet sein, damit die Netze durchgängig und störungsfrei betrieben werden können. Damit sind weitere Maßnahmen und technische Leistungen (z. B. Systemdienstleistungen und Regelenergie) über die Bereitstellung gesicherter Leistung hinaus verbunden (siehe auch Kapitel 8).

7.2.2 Kraftwerksplanung

Wie in Abbildung 7.4 zu erkennen ist, befinden sich 10,9 GW konventionelle Kraftwerksleistung im Bau, was rund einem Siebtel der Gesamtleistung des konventionellen Kraftwerksparks entspricht. Dies bedeutet nicht, dass in jedem einzelnen Jahr alte Kraftwerke in diesem Umfang durch Neubauten ersetzt werden, da der Bau eines konventionellen Kraftwerks meist über mehrere Jahre andauert. Von der sich im Bau befindlichen Kraftwerksleistung entfällt der größte Teil – rund 80 Prozent – auf die Steinkohle, gefolgt von Pumpspeicher- und Erdgaskraftwerken. Neue

Abbildung 7.4: Bau und Planung konventioneller Kraftwerke inkl. Pumpspeicherkraftwerke in GW



Steinkohlekraftwerke sind in ihren Einsatzmöglichkeiten flexibler und zugleich dank ihrer Abgasfilter umweltfreundlicher als die Kraftwerke, die sie ersetzen sollen.

Derzeit verfügen wir deutschlandweit über ausreichend Kraftwerke. Diese Situation könnte sich bis zum Ende des Jahrzehnts ändern.

Allerdings sind die geplanten Kraftwerksinvestitionen im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen (siehe Abbildung 7.4). Einer der Gründe dafür, dass die Stromerzeuger mit der Neuprojektierung von konventionellen Kraftwerken zurückhaltend sind, ist die bestehende Renditeerwartung. Ob diese Veränderungen des Strommarkts auf mittlere bis lange Sicht zu einem Kraftwerksmangel führen können oder sich die Akteure und Dienstleistungen im Strommarkt den neuen Bedingungen anpassen, ist derzeit Gegenstand einer breiten wissenschaftlichen Diskussion, die u. a. in von dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geleiteten Kraftwerksforum geführt wird. Um die für eine zuverlässige Energieversorgung auf absehbare Zeit notwendigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten langfristig zu sichern, wird die Bundesregierung mittelfristig einen wettbewerblichen, technologieoffenen, kosteneffizienten und europarechtskonformen Kapazitätsmechanismus entwickeln.

7.3 Möglichkeiten zur Anpassung von Stromangebot und -nachfrage

Um das hohe Maß an Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Deutschland auch in den nächsten Jahren und Jahrzehnten sicherzustellen und um die Integration zunehmender Wind- und PV-Einspeisungen zu ermöglichen, kommt es auf eine zunehmende Flexibilisierung des Gesamtsystems an. Flexiblere Kraftwerke müssen dabei durch Lastmanagement, den zunehmenden Strom-austausch im Binnenmarkt und neue technische Lösungen begleitet werden. Darüber hinaus werden mittel- bis langfristig Stromspeicher eine zunehmend wichtige Rolle im Energiesystem einnehmen.

Teilweise werden diese Möglichkeiten derzeit noch nicht ausreichend eingesetzt, zum Teil stehen sie noch nicht kostengünstig zur Verfügung. Zur besseren Abstimmung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage sind diese Flexibilitätsoptionen sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite weiter auszubauen.

7.3.1 Erzeugungsmanagement

Das derzeit wichtigste Instrument der Anpassung von Stromangebot und Stromnachfrage ist die Flexibilisierung des Betriebs der bestehenden konventionellen und der biogen befeuerten Kraftwerke. Diese sollten so betrieben werden, dass sie die sogenannte Residuallast decken, also die jeweilige Nachfrage, die nach der Einspeisung der erneuerbaren Energien noch zu befriedigen ist. Dazu ist es auch wichtig, dass sich die Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen am jeweiligen Strombedarf und nicht nur am jeweiligen Wärmebedarf ausrichtet. Um das zu ermöglichen, kann in Zeiten von viel Wind- und PV-Strom der Wärmebedarf aus Wärmespeichern und Wärmepumpen bzw. mit Elektroheizern gedeckt werden, soweit dies wirtschaftlicher ist. Regelleistung und andere Systemdienstleistungen sollten stärker unabhängig von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden, beispielsweise durch Speicher oder durch erneuerbare Energien selbst.

7.3.2 Stromaustausch mit den Nachbarstaaten

Insbesondere trägt der zunehmende handelsseitige Strom-austausch mit den Nachbarstaaten zum Erzeugungsmanagement bei. Wenn die Marktlage es zulässt, kann überschüssiger Strom im Ausland veräußert oder fehlender Strom im Ausland erworben werden. Derzeit hat die Kopplung mit dem Ausland ungefähr die gleiche Größenordnung wie die in Deutschland installierten Pumpspeicherkraftwerke (9 GW) (Monitoring-Bericht Bundesnetzagentur, S. 86). Der Ausbau der Grenzkupplungen wird dieses Potenzial künftig

weiter vergrößern. Insgesamt ist im Rahmen der Realisierung von Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse eine Erhöhung der physischen, grenzüberschreitenden Grenzkuppelkapazität in einer Größenordnung von 16 GW geplant (Szenariorahmen 2013 S. 85, NEP Strom 2013). Das zunehmende Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte hilft auch, die Integration fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu verbessern.

7.3.3 Lastmanagement

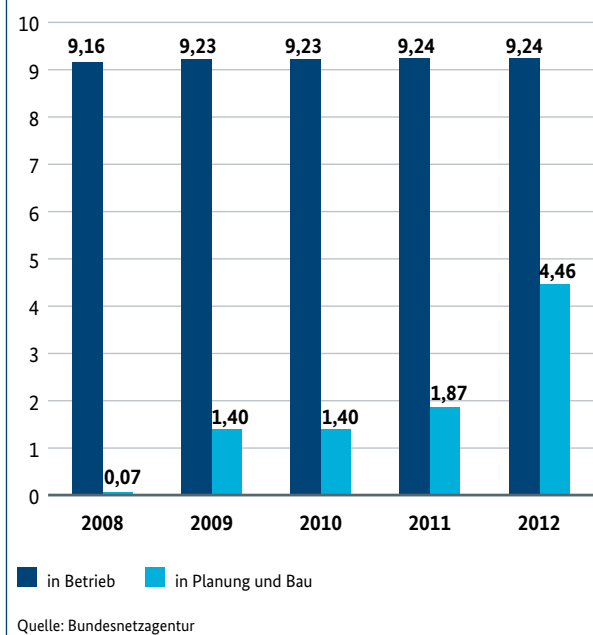
Eine gezielte Steuerung der Stromnachfrage (engl. Demand Side Management) ist eine weitere Option zur Steigerung der Flexibilität des Stromversorgungssystems und kann die Stabilität der Netze unterstützen. Denn eine flexible Erhöhung oder Reduktion der Nachfrage nach Strom kann ein Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch herstellen. Durch den Einsatz von intelligenten Messsystemen (siehe Kapitel 8.4) mit variablen Tarifen können Anreize zur Verlagerung des Verbrauchs gesetzt werden. Die Letztverbraucher würden so in Marktprozesse eingebunden und könnten auf aktuelle Strompreise reagieren. Hierbei muss allerdings auf Verbrauchsgewohnheiten und -erfordernisse der Letztverbraucher besondere Rücksicht genommen werden. Technische Potenziale bestehen im industriellen und gewerblichen Sektor.

7.3.4 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke können bereits heute einen Beitrag leisten, die Stromerzeugung und -nachfrage zeitlich besser in Einklang zu bringen. Pumpspeicher sind bislang die einzige etablierte und bewährte Speicherform von relevanter Größe. Daneben können Pumpspeicher auch das Stromnetz stabilisieren und andere Systemdienstleistungen anbieten, die der Versorgungssicherheit nützen. Diese Funktionen werden künftig immer wichtiger. In Abbildung 7.5 ist zu erkennen, dass im Jahr 2012 wie in den Jahren zuvor Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von über 9 GW an das deutsche Netz angeschlossen sind. Ein Teil dieser Pumpspeicherkraftwerke befindet sich in Luxemburg und Österreich. 2012 war eine neue Anlage mit einer Leistung von knapp 200 MW im Bau. Der Bau von neuen Pumpspeicherkraftwerken dauert sehr lange, da es sich um sehr komplexe Bauprojekte handelt. Der Zubau von Pumpspeicherkapazitäten war zwischen 2008 und 2012 mit 0,08 GW sehr gering. Ein großes Projekt in Atdorf im Schwarzwald mit 1,4 GW Leistung ist seit 2009 in Planung. Daneben sind Ende 2012 Projekte mit weiteren 2,9 GW Pumpspeicherkapazitäten in Planung.

Südlich der Main-Linie sind gegenwärtig nur rund 2,4 GW Pumpspeicherleistung in Deutschland installiert (Kraftwerksliste Bundesnetzagentur). Die in Abbildung 7.5 mit

Abbildung 7.5: Bestand, Bau und Planung von Pumpspeicherkraftwerken in GW



dargestellten ans deutsche Netz angeschlossenen österreichischen Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von 1,8 GW (Kraftwerksliste Bundesnetzagentur) sowie die luxemburgischen Kraftwerke mit 1,1 GW (Kraftwerksliste Bundesnetzagentur) sind daher für den süddeutschen Raum von großer Bedeutung. Außerdem stehen in der Schweiz und in Österreich nennenswerte Pumpspeicherkapazitäten zur Verfügung, die nicht direkt ans deutsche Netz angeschlossen sind, deren Ausspeisungen aber über Interkonnektoren nach Deutschland fließen. Die geplante Verbindung des deutschen Stromnetzes mit dem norwegischen Strommarkt kann für den Norden Deutschlands die Wirkung eines Pumpspeicherkraftwerks von 1 GW Speicherkapazität entfalten (Kraftwerksliste Bundesnetzagentur). Das Ausgleichspotenzial in Norwegen ist im Gegensatz zu deutschen Pumpspeichern nicht zeitlich begrenzt.

Aufgrund der Bedeutung der Stromspeicherung wurden Anreize wie die Befreiung von Netzentgelten für neue Pumpspeicherkraftwerke gesetzt. Zudem arbeitet die Bundesregierung auf Partnerschaften mit Österreich, der Schweiz und Norwegen hin, um die Schaffung und grenzüberschreitende Nutzung von weiteren Speichermöglichkeiten zu erleichtern.

7.3.5 Sonstige Möglichkeiten der Stromspeicherung

Um die Versorgung auch dann sicherzustellen, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint, wird neben anderen Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement und

der Erzeugung von Wärme aus elektrischer Energie (power-to-heat) langfristig auch ein Mix verschiedener Speichertechnologien erforderlich sein. Dafür ist es wichtig, die Rahmenbedingungen für alle Speicher technologieneutral auszugestalten. Pumpspeicherkraftwerke sollen auch in Zukunft ihren Beitrag zur Netzstabilität wirtschaftlich leisten können. Aufgrund der zukünftigen Systemfunktionen sollen die Letztverbraucher-Pflichten der Speicher überprüft werden. Im Übrigen liegt der Schwerpunkt bei neuen Speichertechnologien zunächst auf der Forschung und Entwicklung, da sie gegenwärtig noch nicht wirtschaftlich sind.

7.4 Strommarkt

Wir wollen den Wettbewerb und eine marktwirtschaftliche Orientierung auf den Energiemärkten stärken. Damit sichern wir nachhaltige wirtschaftliche Prosperität, zukunftsfeste Arbeitsplätze, Innovation und die Modernisierung unseres Landes.

Die Marktöffnung im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung im Jahr 1998 hatte das Ziel, Wettbewerb auf den Märkten zu ermöglichen, die den Netzen vor- und nachgelagert sind, also im Bereich der Erzeugung, des Großhandels und der Endkundenbelieferung. Vor diesem Hintergrund haben sich in den zurückliegenden 15 Jahren die Marktstrukturen in Deutschland und Europa grundlegend verändert. Sowohl bei der Belieferung von Letztverbrauchern als auch auf der Stromgroßhandelsebene beherrschen heute wettbewerbliche Strukturen den Markt.

7.4.1 Entwicklung der Marktanteile an Erzeugungskapazitäten

Der Stromerzeugungsmarkt war in Deutschland in der Vergangenheit durch die vier großen Energiekonzerne RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall geprägt, die bzw. deren Vorgängerunternehmen bis zur Öffnung für Durchleitungswettbewerb im Jahr 1998 den Strommarkt beherrschten.

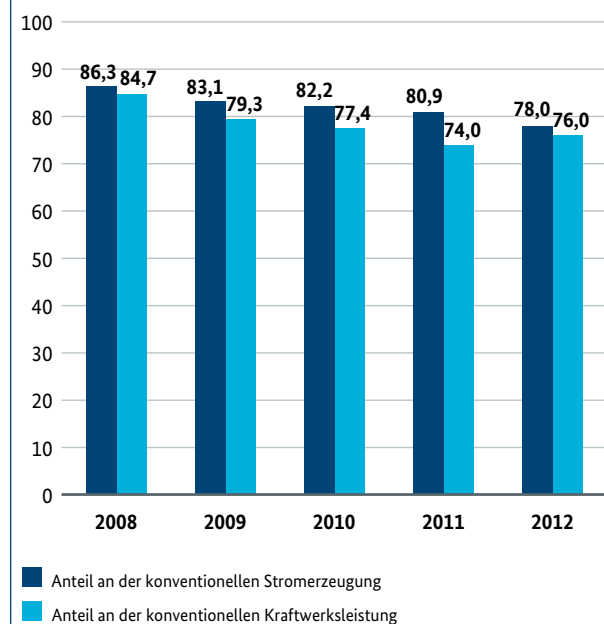
Die Wettbewerbssituation hat sich seitdem fortlaufend verändert, insbesondere auch durch die Kapazitätsstilllegungen aufgrund des im Sommer 2011 beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie und des weiteren Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Durch diese Entwicklung, mit der Intensivierung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt und durch die Schaffung eines gemeinsamen europäischen Energie-Binnenmarktes kam es auch bei der Anbieterstruktur im Bereich der Kraftwerkskapazitäten zu Verschiebungen. Die Marktanteile der vier großen Stromversorger haben sich weiter vermindert und die ökonomischen Chancen für kleine Marktakteure verbessert. Die Veränderung der Marktstruktur hat mehrere Ursachen, u. a.:

- Die Stilllegung von Atomkraftwerken betraf besonders die vier führenden Energiekonzerne.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird von verschiedenen Marktakteuren, von denen ein erheblicher Teil nicht der etablierten Stromwirtschaft entstammt, vorangetrieben.
- KWK-Anlagen, die in den letzten Jahren deutlich ausgebaut wurden, werden vielfach von industriellen oder kommunalen Unternehmen errichtet. Denn diese Anlagen sind nur in der Nähe einer Wärmesenke wirtschaftlich attraktiv.
- E.ON hat im Zusammenhang mit einem Kartellverfahren der EU-Kommission ca. 5.000 MW Erzeugungskapazitäten abgegeben.

In Abbildung 7.6 wird die Entwicklung des Anteils der vier größten Stromerzeuger an der installierten Kraftwerksleistung und an der Stromerzeugung dargestellt. Der sich seit 2008 abzeichnende Trend setzt sich im Berichtsjahr 2012 fort:

Die Anteile der vier großen Stromerzeuger in Deutschland an der konventionellen Kraftwerkskapazität reduzierten sich von knapp 85 Prozent im Jahr 2008 auf 76 Prozent im Jahr 2012. Unter Einschluss der erneuerbaren Energien liegen die Anteile der vier großen Unternehmen an den Gesamtkapazitäten 2012 bei rund 46 Prozent.

Abbildung 7.6: Anteil der vier größten Stromerzeuger an der Kraftwerksleistung und an der Stromerzeugung im konventionellen Markt
in Prozent



Spiegelbildlich dazu sanken die Anteile an der konventionellen Stromproduktion von ca. 86 Prozent im Jahr 2008 auf 78 Prozent im Jahr 2012. Unter Einschluss der erneuerbaren Energien sank der Anteil der vier größten Stromunternehmen an der gesamten Stromproduktion auf etwa 59 Prozent.

7.4.2 Vermarktung der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung

Der Strom-Großhandel erfolgt über Börsen und bilaterale Handelsgeschäfte. Letztere werden als „Over-the-counter-Geschäfte“ (OTC) bezeichnet und umfassen auch Handelsgeschäfte, die über Brokerplattformen oder direkt zwischen den Unternehmen abgewickelt werden. Generell zu unterscheiden sind Verträge über feste Liefermengen und Verträge, die sich auch an dem tatsächlichen Bedarf des Kunden orientieren. An der Börse und über die Brokerplattformen werden in der Regel feste Liefermengen in der Form sogenannte Lastbänder kontrahiert (Lieferung einer steten Strommenge für einen bestimmten Zeitraum). Die Käufer müssen solche Produkte in einem zweiten Schritt noch strukturieren, d.h. die erworbenen Mengen über Zu- oder Verkäufe an ihren tatsächlichen, im Zeitablauf variablen, Strombedarf anpassen.

Bei den Strom-Börsengeschäften unterscheidet man grundsätzlich zwischen dem Spotmarkt und dem Terminmarkt. Beiden Märkten kommt eine wichtige Rolle zu.

Auf den Spotmärkten werden kurzfristig benötigte Strommengen beschafft bzw. nicht benötigte Strommengen kurzfristig verkauft. Hier steht die physische Erfüllung eines Vertrages im Vordergrund. Auf den Spotmärkten werden mit kurzem Vorlauf hauptsächlich Produkte gehandelt, die einen kurzen Lieferzeitraum abdecken, z. B. eine Stunde oder einen Tag. Hier werden auch die Strommengen vermarktet, über die die Übertragungsnetzbetreiber nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verfügen.

Auf den Terminmärkten werden dagegen mit Vorlaufzeiten von mindestens einer Woche bis zu etwa vier Jahren längerfristige Produkte gehandelt, deren Erfüllung z. B. über ein Quartal oder ein Jahr erfolgt. Der Schwerpunkt des Terminmarkts liegt auf Jahresprodukten mit einjähriger Vorlaufzeit. Bei den meisten Geschäften auf den Börsen-Terminmärkten steht nicht die physische Erfüllung des Kontraktes im Vordergrund, sondern die finanzielle Planbarkeit des Verkaufs oder der Beschaffung von Strom.

Das geschätzte Handelsvolumen entsprach 2012 mit über 9.000 TWh etwa dem fünfzehnfachen des tatsächlich erzeugten und verbrauchten Stroms (Monitoring-Bericht Bundesnetzagentur, S. 22). Der weitaus größte Teil des Stromhandels (über 93 Prozent) wird über bilaterale Ver-

träge (49 Prozent rein bilaterale Geschäfte und 44 Prozent Brokerplattformen) abgewickelt. Insgesamt liegt der Schwerpunkt der Stromhandelsgeschäfte an der Börse auf Verträgen über Lieferungen im Folgejahr. Der Anteil des an der Börse gehandelten Stromvolumens liegt bei rund 7 Prozent. Die EEX bzw. EPEX-Spot veröffentlichen Handelsergebnisse sowohl für den Terminmarkt als auch den Spotmarkt. Hieraus ergeben sich Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen des Strom-Großhandels.

Strom wird an der Börse zu (Mindest-)Preisen angeboten, deren Höhe von der jeweiligen Erzeugungsanlage abhängt (siehe Kapitel 6.7). Typischerweise orientieren sich die Gebote an den variablen Kosten der Kraftwerke (insbes. Brennstoff- und ggf. Entsorgungskosten sowie Emissionshandelszertifikate), den sogenannten Grenzkosten. Nach diesem Prinzip werden, beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten, so lange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten berücksichtigt, bis die Nachfrage an der Börse gedeckt ist. Das teuerste Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Börsen-Strompreis.

Negative Preise sind Ausdruck eines inflexiblen Kraftwerksparks und kommen sehr selten vor. Sie stellen einen Anreiz dar, die technische Flexibilität des Kraftwerks zu erhöhen. Zu negativen Preisen kann es kommen, wenn ein Überangebot an Strom auf dem Markt ist. So kann es bei einer aktuell sehr hohen Einspeisung erneuerbarer Energien für die Betreiber konventioneller Kraftwerke gleichwohl rentabler sein, ihre eigene Produktion wegen An- und Abfahrkosten nicht gänzlich zu stoppen, sondern ihre Stromerzeugung zu negativen Preisen abzugeben, also eine Auszahlung an Käufer vorzunehmen.

Zur Vermarktung von erneuerbar erzeugtem Strom sei auf Kapitel 6.7 verwiesen.

7.5 Maßnahmen für eine weitere Optimierung des Kraftwerksparks

Die Bundesregierung hat in allen Bereichen zur Optimierung des Kraftwerksparks wichtige Maßnahmen verabschiedet.

Wintergesetz für Versorgungssicherheit (Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes)

Die Bundesregierung hat das sog. „Wintergesetz“ eingeführt. Hintergrund ist, dass es infolge der Kernkraftwerkstilllegungen vorübergehend dort zu Versorgungsengpässen kommen könnte, wo der Netzausbau noch nicht rechtzeitig abgeschlossen ist. Das ist insbesondere in Süddeutschland während der verbrauchsstarken Wintermonate denkbar. Im Rahmen der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes

(EnWG) sind im Dezember 2012 folgende Regelungen zur Erhaltung der Versorgungssicherheit im Bereich der Stromversorgung beschlossen worden. Betreiber von Kraftwerksanlagen sind verpflichtet, die Stilllegung ihrer Kraftwerke mindestens zwölf Monate im Voraus dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes und der Bundesnetzagentur anzuzeigen und dürfen die Kraftwerke vor Ablauf dieser Frist nicht stilllegen. Systemrelevante Kraftwerke sind gegen Kostenerstattung auch über die zwölf Monate hinaus in Betrieb zu halten. Betreiber von Gaskraftwerken sind verpflichtet, eine Absicherung des Betriebs ihrer Gaskraftwerke bei Versorgungsengpässen vorzunehmen. Die Maßnahmen sind bis Ende 2017 befristet.

Reservekraftwerksverordnung (ResKV)

Zur Konkretisierung der neuen Regelungen des EnWG für die Beschaffung von Reservekapazitäten und die Stilllegung von Kraftwerken und Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie hat die Bundesregierung im Juni 2013 die Reservekraftwerksverordnung beschlossen. Sie kodifiziert und systematisiert die seit 2011 bestehende Praxis von Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur zur Vorhaltung von Kraftwerken als Reserve für die Absicherung bestimmter Krisenszenarien insbesondere in den Wintermonaten („Netzreserve“). Die Verordnung sieht u. a. eine jährliche Überprüfung der Systemsicherheit im Hinblick auf die verfügbaren Erzeugungskapazitäten durch Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur vor. Soweit sich hieraus ein Bedarf an Reserveleistung ergibt, wird dieser ausgeschrieben. Interessierte Betreiber können die Nutzung ihrer Anlagen als Reservekraftwerke anbieten. Um Verzerrungen im Strommarkt zu vermeiden, können sich an dem Verfahren grundsätzlich nur systemrelevante Anlagen beteiligen, die der Betreiber endgültig stilllegen will. Mit der Verordnung werden zudem die gesetzlichen Pflichten der Anlagenbetreiber zur Anzeige geplanter Stilllegungen von Kraftwerken präzisiert und Ausnahmen vom bestehenden einjährigen Stilllegungsverbot festgelegt. Die Verordnung und die zu Grunde liegenden gesetzlichen Vorgaben sind bis Ende des Jahres 2017 befristet und stellen eine Übergangsregelung für den verzögerten Netzausbau dar.

Für den Winter 2015/2016 hat die Bundesnetzagentur am 30. September 2013 einen Bedarf an Reservekraftwerken mit einer Leistung von 4.800 MW festgestellt. Damit muss fast doppelt so viel konventionelle Kraftwerksleistung vorgehalten werden wie für den Winter 2013/2014. Gründe hierfür sind weitere geplante Stilllegungen von Kraftwerken in Süddeutschland, insbesondere die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld Ende 2015. Zudem gehen die betrachteten Ausfallszenarien für den Winter 2015/2016 aus Gründen der Vorsicht zusätzlich von einer verzögerten Fertigstellung insbesondere der Süd-West-Kuppelleitung

aus. Von den ausgewiesenen 4.800 MW an Netzreservebedarf können bereits jetzt ca. 3.500 MW als verfügbar angenommen werden. Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur kann der verbleibende Bedarf gedeckt werden.

Im Rahmen der anstehenden Untersuchungen auf Grundlage der Reservekraftwerksverordnung kann die Bundesnetzagentur die Errichtung neuer regional erforderlicher Kraftwerkskapazitäten zügig prüfen und gegebenenfalls sicherstellen.

Finanzierung von Investitionen in neue Kraftwerke

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) hat zum 1. Juni 2012 ein neues Kreditprogramm für die kommunale Energieversorgung aufgelegt. Mit dem Programm können u. a. Investitionen kommunaler Unternehmen in Gas- und Dampfkraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen durch langfristig angelegte Finanzierungen mit günstigen Zinssätzen unterstützt werden.

Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWKG)

Der Ausbau von KWK wird durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz gefördert. Das KWKG fördert die Einspeisung hocheffizienten KWK-Stroms in das Netz durch garantierte Aufschläge auf den Börsenstrompreis. Besonders begünstigt werden die Betreiber von Brennstoffzellen-Anlagen und von neu errichteten kleinen KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 50 kW.

Im Juli 2012 ist die Novelle des KWKG-Gesetzes in Kraft getreten. Die KWK-Förderung wird über 2016 hinaus bis 2020 fortgesetzt und gleichzeitig effizienter gestaltet. Mit der KWKG-Novelle 2012 ist die Förderung in wichtigen Punkten attraktiver geworden. Zum Beispiel wurden die KWK-Zuschläge angehoben und zusätzliche Anreize zur Modernisierung von Bestandsanlagen und für Investitionen in Wärme- und Kältenetze und Wärme- und Kältespeicher eingeführt. Die Kraft-Wärme-Kopplung wird auch durch weitere Instrumente wie beispielsweise Vergünstigungen bei der Energiesteuer gefördert. Erstmals wird nun auch der Ausbau von Wärmespeichern gefördert, um die Flexibilisierung der Fahrweise von KWK-Anlagen zu unterstützen.

Die Fördersätze betragen nunmehr zwischen 5,4 ct/kWh für kleine und bis zu 1,8 ct/kWh für große KWK-Anlagen. Die Förderung wird vom Verbraucher durch eine Umlage finanziert, die auf maximal 750 Millionen Euro pro Jahr gedeckelt ist. Die Kosten im Jahr 2014 belaufen sich nach Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber auf rund 489 Millionen Euro, die durch Umlagen auf den Strompreis finanziert werden. Für Verbraucher bis 100.000 kWh jährlich beträgt die Umlage im Jahr 2014 0,178 ct/kWh.

Durch die Entlastung hocheffizienter Kleinanlagen mit einer Leistung von bis zu 2 MW von der Energiesteuer wird die Installation solcher Kleinanlagen in Privathaushalten vorangetrieben.

Die Bundesregierung wird die rechtlichen und finanziellen Bedingungen für die umweltfreundliche Kraft-Wärme-Kopplung so ausgestalten, dass der KWK-Anteil auf 25 Prozent bis 2020 ausgebaut wird.

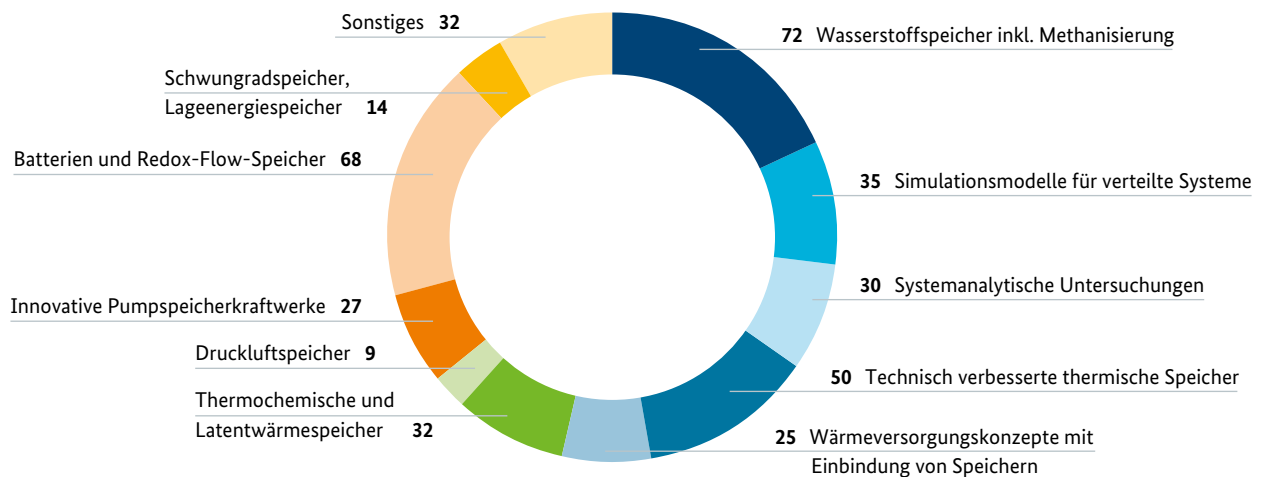
Forschungsinitiative Energiespeicher

Die Bundesregierung treibt die Forschung und Entwicklung von Speichertechnologien voran und hat im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms 200 Millionen Euro für die „Förderinitiative Energiespeicher“ bereitgestellt. Bis Ende 2013 bewilligten die Bundesministerien für Wirt-

schaft und Technologie, für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie für Bildung und Forschung 255 innovative Forschungsprojekte im Umfang von 181 Millionen Euro auf dem Gebiet der Energiespeicher, darunter Projekte zur Erzeugung von Wasserstoff oder Methan mittels Windüberschussstrom und zur Kopplung von Batteriespeichern mit dezentralen Erneuerbare-Energien-Anlagen. Erwartet werden technologische Innovationen und Kostensenkungen mit dem Ziel einer schnelleren Markteinführung.

Die verschiedenen Aspekte der Technologieentwicklung werden in den Förderschwerpunkten „Energiespeicher für stationäre und mobile Anwendungen“ des BMWi, „Regenerative Energieversorgungssysteme und Integration erneuerbarer Energien“ des BMU und „Grundlagenforschung Erneuerbare Energien“ des BMBF unterstützt. Diese Förderschwerpunkte werden kontinuierlich weiter ausgebaut.

Abbildung 7.7: Themen der Förderinitiative „Energiespeicher“



Quelle: Projektträger Jülich

8. Netzbestand und Netzausbau

Ein stabiles Stromnetz ist für eine zuverlässige Stromversorgung unerlässlich. Nach wie vor ist die Netzqualität in Deutschland insgesamt sehr hoch und die Stromversorgung zählt zu einer der sichersten weltweit.

Um den Umstieg auf die erneuerbaren Energien, den Anschluss neuer konventioneller Kraftwerke und die Stärkung des europäischen Stromhandels zu ermöglichen, bedarf es eines zügigen Netzausbaus und der Modernisierung des bestehenden Netzes. Da immer mehr Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien in die Verteilernetze einspeisen, müssen diese zunehmend einen Stromtransport in beide Richtungen erlauben. Durch den Einsatz von „intelligenten“ Technologien kann dabei der Netzausbaubedarf auf der Verteilernetzebene reduziert werden. Der Ausbau der Übertragungsnetze ist insbesondere notwendig, damit der Strom von den Erneuerbare-Energien-Anlagen (vorrangig im Norden Deutschlands) zu den Endverbrauchern (vor allem im Westen und Süden Deutschlands mit einer hohen Bevölkerungs- und Industriedichte) transportiert werden kann. Damit der Netzausbau und der Ausbau der erneuerbaren Energien synchron laufen, sollte der Netzausbau zukünftig auf Basis des gesetzlich geregelten Ausbaupfads für erneuerbare Energien erfolgen. Basis dafür werden die von den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur fortgeschriebenen Netzentwicklungspläne sein, die vom Gesetzgeber geprüft und entsprechend in das Bundesbedarfsplangesetz überführt werden. Die Kosten für Systemdienstleistungen, welche Maßnahmen zur Stabilisierung der Netze sind, sind seit 2009 deutlich gesunken.

Der europäische Energiemarkt wächst zusammen. Durch das weitere Zusammenwachsen des europäischen Strommarktes zu einem europäischen Strombinnenmarkt wird die Versorgungssicherheit zusätzlich erhöht. Deutschland ist am Stromaustausch mit seinen Nachbarländern rege beteiligt. Deutschland war auch im Jahr 2012 wie schon im Jahr 2011 trotz der Stilllegung von acht Kernkraftwerken Nettoexporteur. Die Grenzkuppelkapazität zum Ausland wird in den nächsten Jahren weiter ausgebaut werden.

8.1 Stromnetz

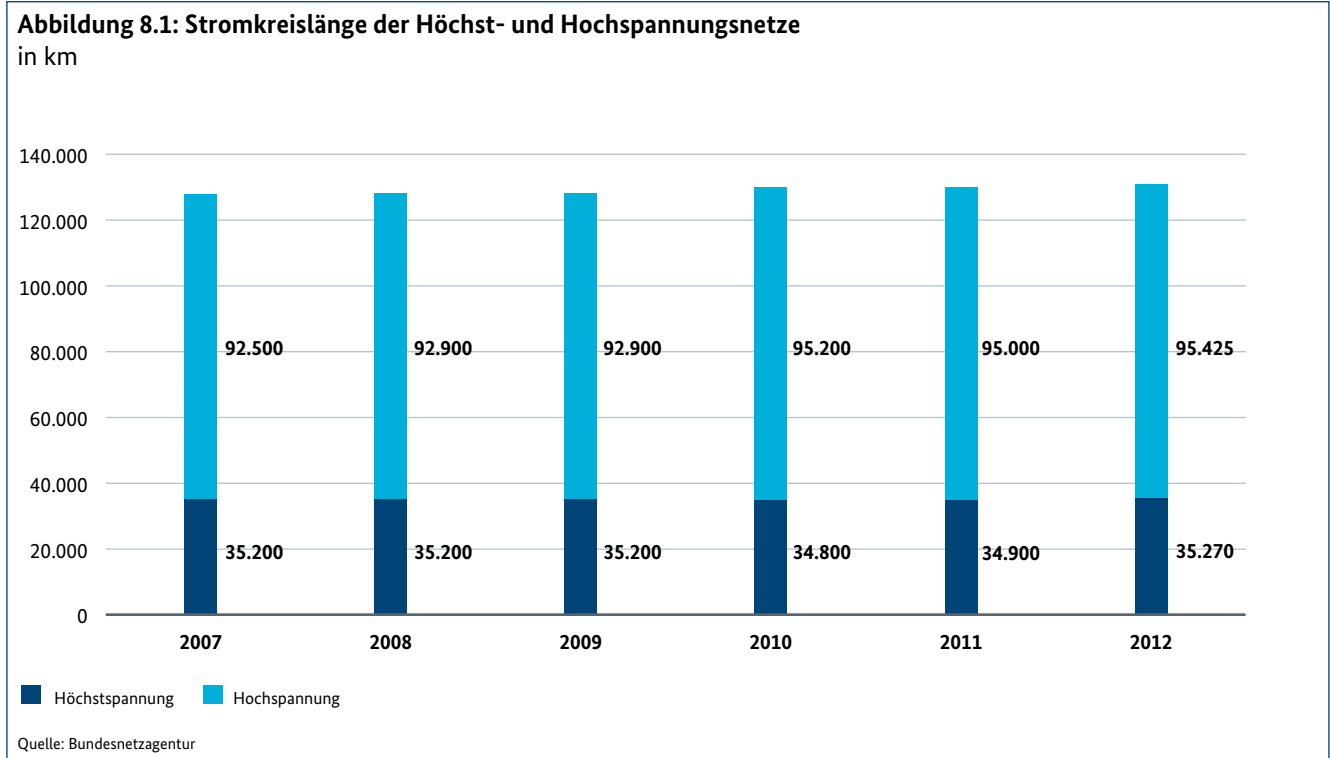
Für eine erfolgreiche Integration des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien, die Integration neuer konventioneller Kraftwerke und die Stärkung des europäischen Stromhandels ist der zügige Aus- und Umbau der Stromnetze in Deutschland und Europa von zentraler Bedeutung.

8.1.1 Netzbestand

Eine stabile und sichere Stromversorgung ist nur mit einem zuverlässigen und modernen Stromnetz möglich und für das Funktionieren sämtlicher privater und industrieller Abläufe praktisch unverzichtbar. Die Energiewende stellt auch für das Stromnetz eine Herausforderung dar, da der Strom bundesweit aufgenommen und oft über weite Strecken von den dezentralen Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchszentren transportiert werden muss. Auch bedingt durch die sukzessive Abschaltung der verbleibenden Kernkraftwerke besteht die Notwendigkeit, Strom zunehmend über weite Strecken zu transportieren.

Das Stromnetz ist in vier Spannungsebenen unterteilt, die über Umspannwerke miteinander verbunden sind: das Niederspannungs-, das Mittelspannungs-, das Hochspannungs- und das Höchstspannungsnetz.

- Das Niederspannungsnetz von 230 V beziehungsweise 400 V ist in den Straßen verlegt und versorgt die Haushalte mit Strom. Seine Gesamtlänge beträgt rund 1,15 Millionen Kilometer (Monitoring-Bericht 2013, Bundesnetzagentur, S. 23).
- Die Mittelspannung von ca. 20.000 V (meist 10 kV – 30 kV) dient der Verteilung des Stroms in Stadtteilen und der Versorgung von größeren Verbrauchern, z.B. von Gewerbebetrieben. Das Mittelspannungsnetz hat eine Gesamtlänge von ca. 508.000 Kilometer (Monitoring-Bericht 2013, Bundesnetzagentur, S.23).
- Die Hochspannung mit bis zu 110.000 V (= 110 kV) dient der Versorgung großer Industrieanlagen und der weiträumigen Verteilung des Stroms. Die Gesamtlänge des Hochspannungsnetzes beträgt rund 95.000 Kilometer (Monitoring-Bericht 2013, Bundesnetzagentur, S. 23).
- Die Höchstspannung mit mindestens 220.000 V (= 220 kV), meist 380.000 V (= 380 kV), wird dazu genutzt, den Strom über größere Entfernungen zu transportieren. Die Großkraftwerke speisen vor allem auf dieser Spannungsebene ein. Die Gesamtlänge beläuft sich auf etwa 35.000 Kilometer (Monitoring-Bericht 2013, Bundesnetzagentur, S. 23).



In Abbildung 8.1 ist die Stromkreislänge der Höchst- und Hochspannungsnetze dargestellt. Diese Leitungen werden fast ausschließlich als Freileitungen errichtet. Obwohl sich in den letzten Jahren die Aufgaben der Netze durch die Intensivierung des Europäischen Binnenmarktes und durch die Energiewende deutlich verändert haben, ist die Stromkreislänge in den beiden höchsten Spannungsebenen über die Jahre praktisch unverändert geblieben (siehe Abbildung 8.1). Die Stromkreislänge ist allerdings deutlich größer als die Länge der Stromtrassen der ÜNB mit 17.961 Kilometer (Monitoringbericht 2013, Bundesnetzagentur, S.23), weil an den Strommasten dieser Trassen mehrere Stromkreise mit zum Teil unterschiedlichen Spannungsebenen hängen können.

8.1.2 Stromnetzausbau

Der Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze auf allen Spannungsebenen ist für das Gelingen der Energiewende von großer Bedeutung und darum eine der zentralen Säulen des Energiekonzeptes der Bundesregierung. Insbesondere müssen der überwiegend im Norden an Land und auf See erzeugte Windstrom und der im Süden produzierte Photovoltaik-Strom im Netz aufgenommen werden. Aber auch die zunehmende Integration des europäischen Marktes erfordert eine bessere Vernetzung mit dem Ausland, insbesondere den Ausbau von Grenzkuppelstellen, der u. a. im Rahmen von Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse weiter vorangetrieben wird. Hinzu kommen die Herausforderungen, die sich daraus ergeben, dass erneuerbar erzeugter Strom überwiegend auf unteren Spannungsebenen eingespeist wird. Die aktuellen Verände-

runger der Erzeugungslandschaft führen tendenziell zu einer Steigerung des erforderlichen Netzausbaus, da der Strom nicht nur weiträumig eingespeist, sondern auch weiträumig verteilt wird. Daher ist es mit Blick auf eine gesamtwirtschaftliche Effizienz erforderlich, den Zubau von erneuerbaren Energien eng mit dem Netzausbau zu verzahnen. Zukünftig können gegebenenfalls auch neue Technologien einen Beitrag bei dem Ausbau und der Modernisierung der Stromnetze leisten. Daher sollen in Pilotprojekten mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnik, Hochtemperaturleiterseilen oder Erdkabeln auf Übertragungsebene wichtige Erfahrungen gesammelt werden.

Ausbau der Stromverteilernetze

Die Stromverteilernetze dienen der lokalen Verteilung von elektrischem Strom innerhalb einer begrenzten Region. Sie müssen in zunehmendem Ausmaß neue Aufgaben übernehmen. Da konventionelle Kraftwerke überwiegend direkt in die Übertragungsnetze einspeisen, dienen die Verteilernetze bisher vorrangig der Zulieferung des Stroms an die Letztverbraucher. Diese „Einbahnstraßen“ des Stromverteilernetzes müssen im Rahmen der Energiewende zunehmend so umgebaut werden, dass sie in beide Richtungen nutzbar sind. Die meisten Erneuerbare-Energien-Anlagen sind am Stromverteilernetz angeschlossen. Wird im ländlichen Raum Strom produziert, wird dieser zunächst in das Stromverteilernetz eingespeist und anschließend zu den Höchstspannungsnetzen für den Weitertransport geleitet, wenn er „vor Ort“ nicht verbraucht werden kann. Die Integration vieler Kleinerzeugungsanlagen stellt die Verteiler-

netze vor neue Herausforderungen. Dem muss durch den Ausbau und die Modernisierung der Netze sowie den Einsatz intelligenter Netztechnik begegnet werden. Zur Analyse des Um- und Ausbaubedarfs in den Verteilernetzen und zur Bewertung des Potenzials intelligenter Netztechnik hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie noch im Jahr 2012 eine Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ in Auftrag gegeben. Die Studie soll als eine Datengrundlage für Entscheidungen über Weiterentwicklungen des Rechtsrahmens im Bereich der Verteilernetze dienen.

Ausbau der Übertragungsnetze

Das Übertragungsnetz dient der überregionalen Verbindung der Erzeugungs- und Lastschwerpunkte und dem Anschluss großer Kraftwerke und sehr großer Verbraucher. Die Zahl und Lage der Erzeugungsanlagen ändern sich und damit auch die Richtung der Lastflüsse und die benötigten Netzkapazitäten. Große Einspeisepunkte sind mittlerweile nicht mehr allein die großen Kraftwerke, sondern zunehmend auch die Verknüpfungspunkte mit den nachgelagerten Verteilernetzen. Außerdem hat sich die Verbindung zu den Strommärkten im benachbarten Ausland intensiviert, welche ebenfalls auf der Übertragungsebene stattfindet.

Diese Veränderungen machen einen zügigen Ausbau der Höchstspannungsnetze dringend erforderlich. Hier reicht es oft nicht aus, einige Komponenten zu ertüchtigen, sondern es bedarf zahlreicher neuer Leitungen.

8.2 Netzinvestitionen und Netzentgelte

Für Bau, Betrieb, Instandhaltung, Erweiterung und Modernisierung von Stromnetzen fallen hohe Investitionskosten an, die über regulierte Netzentgelte finanziert werden.

Die Anforderungen an die Stromnetze variieren grundsätzlich kontinuierlich, weil sich nicht nur Erzeugungsstrukturen, sondern zum Beispiel auch die Siedlungsstrukturen, industrielle Schwerpunkte oder Energieverbräuche verändern. Beispielsweise hat das Ruhrgebiet in den letzten Jahrzehnten einen tiefgreifenden Strukturwandel erlebt, der mit gravierenden Änderungen des Stromverbrauchs und damit der Anforderungen an das Stromnetz einherging. Auch in den neuen Bundesländern waren nach dem Jahr 1990 umfangreiche Modernisierungen des Stromnetzes erforderlich.

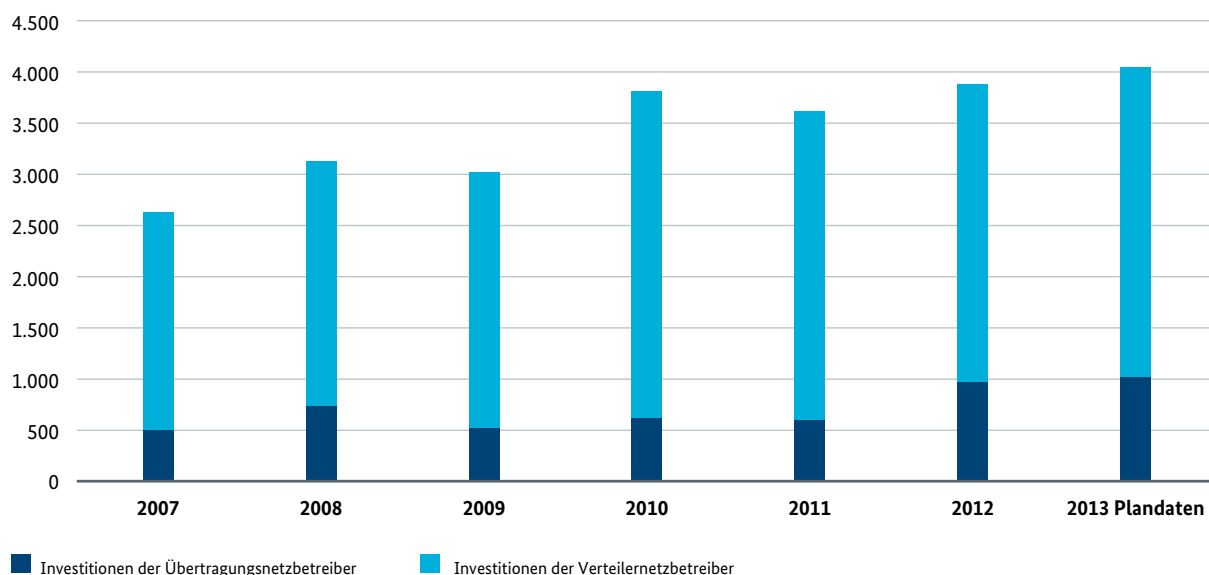
Neue Anforderungen an die Netze ergeben sich auch durch das Zusammenwachsen des europäischen Strommarktes. Dieser Prozess wurde mit der Liberalisierung der Strommärkte seit Ende der 90er Jahre verstärkt.

Auch der derzeit stattfindende grundlegende Umbau der Stromversorgung mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiewende macht eine zusätzliche Anpassung der Stromnetze erforderlich.

8.2.1 Investitionen in Stromnetze

Die Stromnetzbetreiber geben jedes Jahr mehrere Milliarden Euro für die Instandhaltung, Modernisierung und für den Neubau von Netzkomponenten aus.

Abbildung 8.2: Investitionen in Neu- und Ausbau sowie Erhalt und Erneuerung von Stromnetzen in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 8.2 zeigt, dass die Netzbetreiber seit 2007 jährlich zwischen 2,6 und 4,0 Milliarden Euro für Neu- und Ausbau sowie Erhalt und Erneuerung von Stromnetzen investiert haben. Zusätzlich zu den Netzinvestitionen kommen noch jährliche Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Netze in Höhe von durchschnittlich 3,1 Milliarden Euro hinzu. Wartungskosten und Investitionen zum Erhalt des Netzes wären größtenteils auch unabhängig vom Ausbau der erneuerbaren Energien angefallen. Allerdings wird auch durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien der Investitionsbedarf in den Ausbau und die Modernisierung der Netze zunehmen.

Wie Abbildung 8.2 zeigt, liegen die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber für Investitionen in das Höchstspannungsnetz seit Jahren konstant bei jährlich rund einer halben Milliarde Euro. Für die Verwirklichung der Neubaumaßnahmen nach dem Energieleitungsausbaugesetz von 2009 und nach dem Bundesbedarfsplangesetz von 2013 werden in Zukunft die Investitionskosten auf Übertragungsebene deutlich ansteigen.

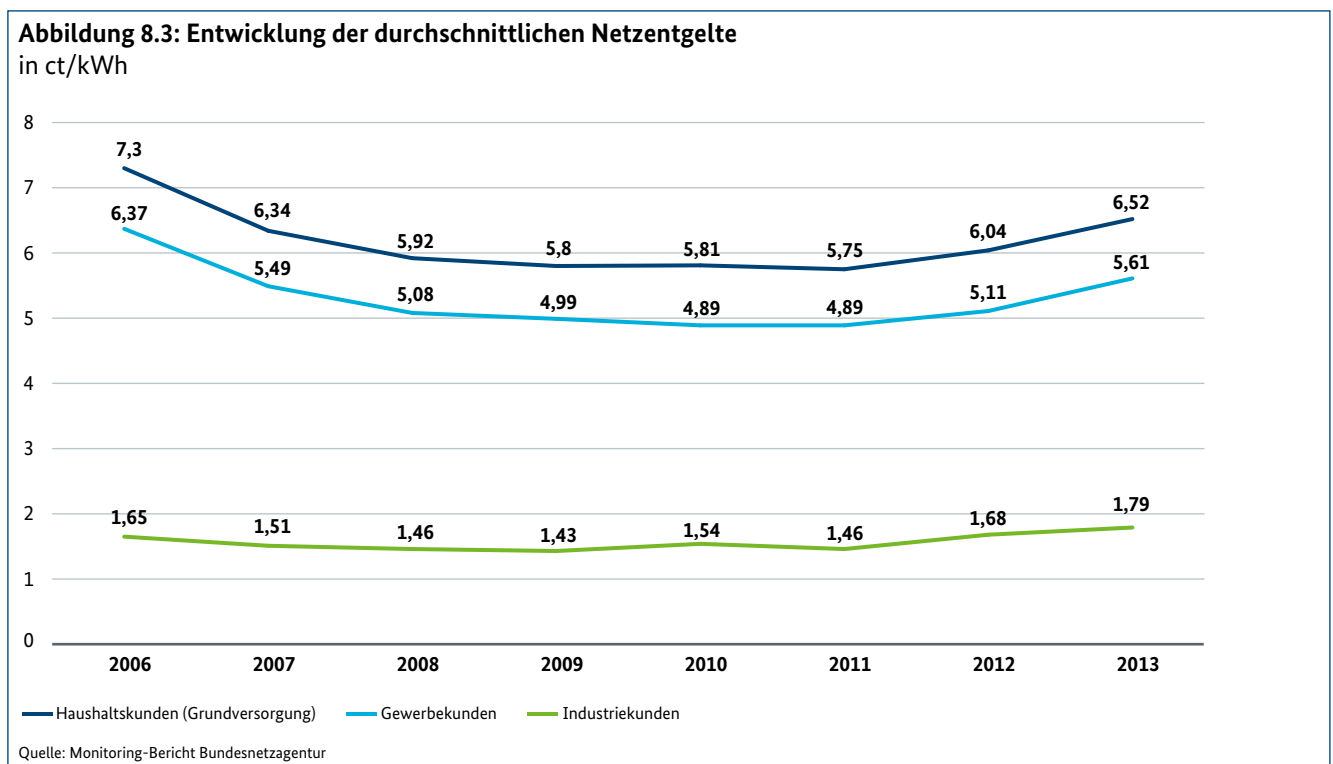
Die gesetzlichen Vorgaben und die Regulierungspraxis der Bundesnetzagentur (siehe Kapitel 8.7) schaffen sowohl bei den Verteiler- als auch bei den Übertragungsnetzbetreibern Anreize für Investitionen. Die Ende 2012 in Kraft getretenen Regelungen zur Einführung eines Offshore-Netzentwicklungsplans wie auch zur Entschädigung für die verzögerte oder gestörte Netzanbindung von Offshore-Windparks (z. B. Abreißen eines Kabels durch einen Schiffsanker) schaffen eine bessere Planbarkeit und Investitionssicherheit in diesem Bereich (siehe Kapitel 8.7).

8.2.2 Stromnetzentgelte

Die Kosten, die für Betrieb, Erhaltung und Erweiterung der Stromnetze anfallen, werden von den Netznutzern refinanziert. In Deutschland werden die Netzkosten von den Letztverbrauchern über die Netzentgelte getragen.

Da das Stromnetz ein natürliches Monopol darstellt, wird der Stromverbraucher vor möglichem Missbrauch der Monopolstellung von staatlichen Regulierungsbehörden geschützt. Seit 2005 kontrollieren Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder die Höhe der Netzentgelte. So wird sichergestellt, dass die Stromnetzbetreiber einerseits über hinreichende Erlöse verfügen, um die Kosten des Netzbetriebs zu decken. Andererseits soll kein Netzbetreiber überhöhte Entgelte erheben können. Dafür wenden die Regulierungsbehörden die Anreizregulierung an, die den Netzbetreibern Anreize für eine Hebung ihrer Effizienzpotenziale gibt.

Wie Abbildung 8.3 zeigt, sind die Netzentgelte für Haushalte, Gewerbe- und Industriekunden unterschiedlich ausgestaltet. In den ersten Jahren der Entgeltregulierung ließen sich beträchtliche Kostenminderungen realisieren, die zu einer Reduktion der Strompreise von über 1 Cent pro Kilowattstunde für Haushalts- und Gewerbekunden geführt haben. In den Jahren 2012 und 2013 sind die Netzentgelte wieder gestiegen, was unter anderem auf Sondereffekte aus der Abschaffung des Zeitverzugs bei Investitionsmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zurückzuführen ist.



Eigenerzeugung

Unternehmen und Haushalte, die z. B. mit KWK-Anlagen oder Photovoltaik-Anlagen ihren eigenen Strom erzeugen, zahlen im Umfang ihrer Eigenerzeugung keine Netzentgelte. Allerdings nutzen diese Unternehmen und Haushalte dennoch das Stromnetz, und zwar nicht nur in den Zeiten, in denen sie zur ergänzenden Deckung ihrer Nachfrage Strom aus dem Netz beziehen, sondern auch generell als Vorsorge für die Gewährleistung ihrer Versorgung bei Ausfall der Eigenerzeugung sowie zur Einspeisung von Überschüssen aus der eigenen Erzeugung. Für die Vorhaltung der Netzkapazitäten für diese Unternehmen und Haushalte fallen dem Netzbetreiber Kosten an, für welche diese Unternehmen und Haushalte keine Netzentgelte entrichten, die bisher primär verbrauchsabhängig ermittelt werden.

Da bei dem Verbrauch des eigenerzeugten Stroms kein verbrauchsabhängiges Netzentgelt anfällt, werden die für Eigenerzeuger unentgeltlichen Netzzuordnungskosten von den übrigen Stromverbrauchern finanziert. In den letzten Jahren lagen die industrielle Eigenerzeugung bei rund 50 TWh und die der privaten Haushalte bei rund 3 TWh (Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher bis 2018, Gutachten Energy Brainpool auf www.eeg-kwk.net). Dies entspricht rund zehn Prozent der in Deutschland verbrauchten Strommenge. Die Bundesregierung überprüft das System der Netzentgelte gegenwärtig daraufhin, ob es den Anforderungen der Energiewende gerecht wird und eine faire Lastenverteilung bei der Finanzierung des Netzausbaus gewährleistet.

8.3 Stabilität und Qualität der Stromnetze

Eine hohe Stabilität und Qualität der Stromnetze ist für die sichere Versorgung mit Strom von großer Bedeutung. In Deutschland sind sowohl die Stabilität als auch die Qualität der Stromnetze sehr hoch.

- Die **Stabilität** des Netzes ergibt sich aus den Vorkehrungen, die für einen planbaren und planmäßigen sicheren Betrieb der Netze und gegen Spannungs- und Frequenzschwankungen ergriffen werden.
- Die **Qualität** des Netzes ergibt sich aus den technischen Vorkehrungen, die die Netzbetreiber gegen den technischen Ausfall ihres Netzes treffen.

8.3.1 Stabilität der Stromnetze

Da schon bei kleinen Abweichungen (z. B. bei der Frequenz oder der Spannung) die Stabilität des Systems ernsthaft gefährdet ist, müssen die Netzbetreiber kontinuierlich

Maßnahmen ergreifen und Vorkehrungen treffen, um einen dauerhaft stabilen Betrieb des Stromnetzes zu gewährleisten.

Bilanzierung

Mit der sogenannten Bilanzierung wirken die Nutzer der Stromnetze aktiv und konstruktiv an der Stabilität der Stromnetze mit. Innerhalb des komplexen Systems eines Stromnetzes müssen Ein- und Ausspeisung des Stroms ständig im Gleichgewicht gehalten werden. Die Stromerzeuger, Stromhändler und Stromversorger sind gesetzlich verpflichtet, in jeder Viertelstunde für eine „ausgeglichene Bilanz“ zu sorgen. Hierzu sind möglichst exakte Prognosen von Produktion und Verbrauch notwendig. Von jedem Marktakteur muss möglichst genau prognostiziert werden, wie viel Einspeisung aus konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen und wie viel Ausspeisung bei Letztverbrauchern er zu verantworten hat. Die Gesamtgruppe der Ein- und Ausspeisungen eines Händlers wird als „Bilanzkreis“ bezeichnet.

Abweichungen zwischen der Ein- und der Ausspeisung sind in der Praxis nie völlig zu vermeiden. Die Bilanzkreisverantwortlichen, also die Stromhändler und -versorger, übernehmen für die Differenz die Kosten. Dieses System, bei dem Differenzen zwischen der Ein- und Ausspeisung mit Kosten verbunden sind, stellt für die Marktakteure einen starken Anreiz dar, eine ausgeglichene Bilanz anzustreben und somit zur Netzstabilität beizutragen.

Stromentnahmen von Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 100.000 Kilowattstunden werden permanent gemessen (registrierende Lastgangmessung) und je Viertelstunde abgerechnet. Bei allen anderen Letztverbrauchern (kleinere Gewerbebetriebe, Haushaltskunden) wird dagegen in der Regel einmal jährlich der Stromverbrauch gemessen und abgerechnet. Für diese Letztverbraucher wird vereinfachend angenommen, dass sie sich wie ein durchschnittlicher Haushalt bzw. Gewerbebetrieb verhalten (Standardlastprofile). Im Sommer 2013 wurde neben dem Standardlastprofilverfahren als vereinfachtes Bilanzierungsverfahren eine weitere Option, die sogenannte Zählerstandgangmessung, in der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) eingeführt. Basis der Zählerstandgangmessung sind Viertelstunden-Arbeitswerte beim Energieverbrauch. Die Zählerstandgangmessung schafft damit neue Spielräume, um Energie individueller zu beschaffen und zu bilanzieren.

Seit Januar 2012 können sich durch Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz die Betreiber von EEG-Anlagen für die sogenannte „Direktvermarktung“ entscheiden (siehe Kapitel 6), bei der sie den von ihnen erzeugten Strom selbst vermarkten. In diesem System tragen die Betreiber der

EEG-Anlage selber das Bilanzierungsrisiko. Sie müssen, wie konventionelle Kraftwerke auch, den Ertrag ihrer Anlagen viertelstundengenau prognostizieren und bei Abweichungen für die Differenzen aufkommen. Dieses Verfahren trägt ebenfalls zur Stabilität der Stromnetze bei. Ende 2013 wurde der Strom von knapp der Hälfte der installierten Anlagenleistung so vermarktet (www.erneuerbare-energien.de).

Eingriffe der Netzbetreiber

Auch wenn alle Prognosen mit den tatsächlichen Gegebenheiten übereinstimmen, müssen Netzbetreiber systemstützende Maßnahmen ergreifen. Dies ist schon deshalb notwendig, weil die Netznutzer nur im Rhythmus der viertelstündigen Bilanzierung handeln, während das Netz im Millisekundenbereich stabil gehalten werden muss.

Eingriffe zum Ausgleich der tatsächlichen Nachfrage und der tatsächlichen Stromerzeugung sind eine der Grundaufgaben der Netzbetreiber.

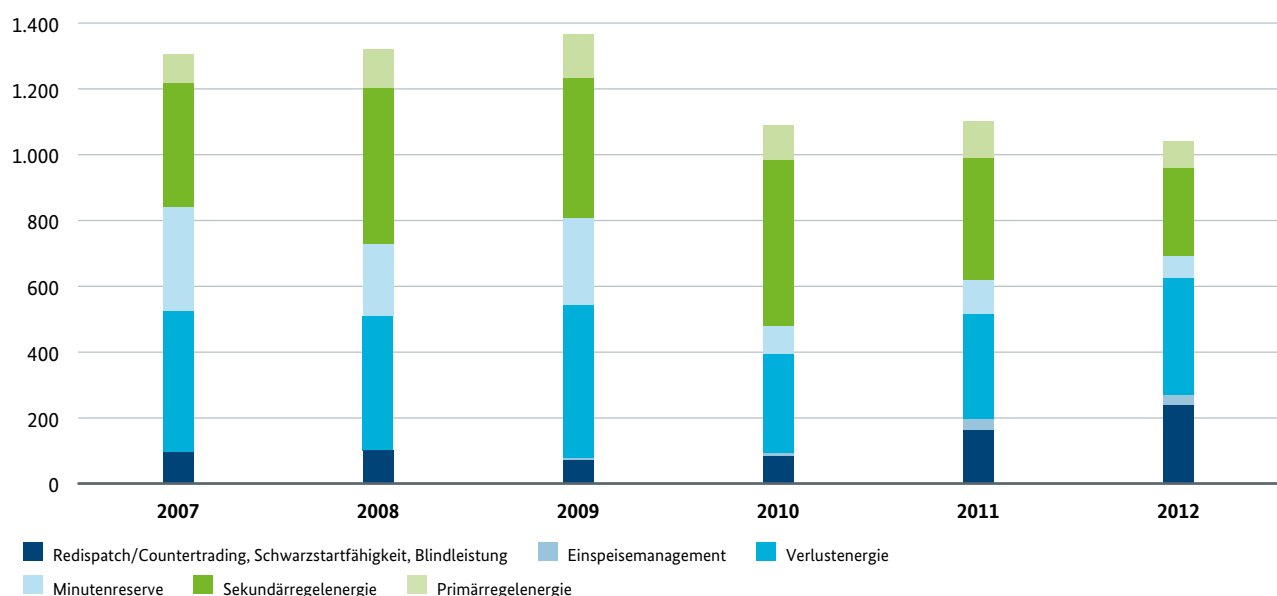
Den Übertragungsnetzbetreibern stehen für die Stabilisierung der Netze eine Reihe von Maßnahmen zur Verfügung (Systemdienstleistungen), die für rund sechs Prozent der Netzkosten verantwortlich sind (Bundesnetzagentur). Zu diesen Maßnahmen gehören:

- **Regelenergie:** Die Netzbetreiber sichern sich die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, auf deren Betrieb sie unmittelbar zugreifen können. Einige große Letztver-

braucher bieten ihre abschaltbaren Leistungen als Regelenergie an. Damit können die Netzbetreiber innerhalb kürzester Frist die Abweichungen der Bilanzkreise auffangen und ausgleichen.

- **Redispatch- oder Countertrading-Maßnahmen** werden eingesetzt, wenn sich aus den Handelsgeschäften der Stromhändler absehbar eine lokale oder regionale Netzüberlastung ergibt oder zu ergeben droht. Hochbelastete Netzkomponenten werden dabei durch direkte oder indirekte Eingriffe in die Fahrweise von Kraftwerken entlastet. Die betroffenen Anlagenbetreiber erhalten für die Anpassung ihres Einspeiseverhaltens eine Vergütung.
- **Einspeisemanagement:** EEG-Anlagen können aufgrund von lokalen Netzüberlastungen abgeregelt werden. Die EEG-Anlagenbetreiber erhalten für den Ausfall der Einspeisevergütung eine Entschädigung.
- **Verlustenergie:** Fließt Strom durch eine Stromleitung, verursacht dies eine Erwärmung der Stromleitungen, was zu Energieverlusten führt. Eine der Verlustenergie entsprechende Strommenge wird von den Netzbetreibern zugekauft.
- Als **Blindleistung** wird im Drehstromnetz ein unvermeidbares elektrotechnisches Phänomen bezeichnet, bei dem sich durch Nutzung und Transport die Schwingungen des Drehstroms gegeneinander verschieben. Die Leistungsfähigkeit des Netzes nimmt dabei deutlich ab. Bei langen Transportwegen führt dieses Phänomen zu einem Absinken der Spannung. Die Netzbetreiber ergrrei-

Abbildung 8.4: Kosten für Systemdienstleistungen
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

fen Gegenmaßnahmen, die zum Teil mit Kosten verbunden sind.

- **Schwarzstartfähigkeit** ist die Fähigkeit von Kraftwerken, nach einem lokalen oder regionalen Netz-Zusammenbruch selbstständig wieder anfahren zu können. Die Netzbetreiber wachen darüber, dass immer genügend Kraftwerke am Netz sind, die über diese Fähigkeit verfügen.

Die Kosten für Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte auf die Stromkunden umgelegt werden, sind seit 2009 deutlich gesunken (siehe Abbildung 8.4). Eine wichtige Ursache ist, dass seit diesem Zeitpunkt neue Beschaffungsverfahren für diese Leistungen eingeführt wurden. Viele Systemdienstleistungen werden seitdem im Wettbewerb erbracht. Außerdem wurden Synergien zwischen den vier deutschen Regelzonen ausgenutzt.

In den Jahren 2011 und 2012 ist ein Anstieg der Kosten für Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen zu erkennen. Es kann in näherer Zukunft nach Einschätzung der ÜNB und der Bundesnetzagentur nicht davon ausgegangen werden, dass der Redispatch-Bedarf abnimmt. In diesem Zusammenhang ist es bedeutsam, den Netzausbau zügig voranzubringen und für eine Übergangszeit ausreichend Kraftwerkskapazitäten für Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung zu haben (Monitoring-Bericht 2013, Bundesnetzagentur, S. 63).

Die Eingriffe in den Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements haben im Vergleich zum Vorjahr auf ca. 0,33 Prozent der erneuerbaren Strommenge leicht abgenommen (Bundesnetzagentur). Dieser Anteil kann durch einen zügigen Ausbau der Netze weiter gesenkt werden.

Diese Eingriffe der Netzbetreiber in den Betrieb von EEG-Anlagen zur Stabilisierung der Netze sind zu unterscheiden von der Abregelung durch den Anlagenbetreiber selbst. Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung (Marktprämie statt fester Einspeisevergütung) haben einen Anreiz, ihr Verhalten am Marktpreissignal auszurichten. Dabei kann es neben anderen Optionen auch ökonomisch sinnvoll sein, die Erzeugung in Zeiten geringer Nachfrage zu reduzieren. Für diese Form des Marktverhaltens wird keine Entschädigung gezahlt.

Regelenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien

An die Bereitstellung von Regelenergie sind besonders hohe Anforderungen zu stellen, denn es handelt sich dabei um das Sicherheitssystem, von dem die Versorgungssicherheit abhängt. Die mangelnde Verfügbarkeit von Regelenergie könnte zu einem Ausfall des Systems führen.

Die Bereitstellung von Regelenergie erfolgt bisher hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke und große Verbraucher. Künftig können aber auch verstärkt erneuerbare Energien zur Bereitstellung von Regelenergie beitragen. Der Umbau der Energieversorgung führt auch bei der Sicherstellung der Netzstabilität zu neuen Lösungsansätzen. Unter anderem stellen sich aber folgende Herausforderungen:

- Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energien haben eine vergleichsweise geringe installierte Leistung, so dass für die Netzstabilität entsprechend sehr viele Anlagen angesteuert werden müssen. Dafür ist das sogenannte „Pooling“ der Anlagen erforderlich, das bereits durch eine Vielzahl von Dienstleistern angewendet wird.
- Da Wind- und Photovoltaik-Anlagen witterungsbedingten Schwankungen unterliegen, ist die Ermittlung der tatsächlich erbrachten Regelenergie erschwert. Zudem können sie ihre Einspeisung im Normalfall nicht steigern.
- Die Netze sind auf die elektrotechnischen Eigenschaften großer Synchrongeneratoren, wie sie in großen konventionellen Kraftwerken verwendet werden, abgestimmt. Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen arbeiten meist mit computergesteuerten Wechselrichtern, die völlig andere Charakteristika haben.

Auf absehbare Zeit werden konventionelle Kraftwerke bei der Regelenergiebereitstellung zur Stabilisierung der Netze weiterhin eine wichtige Rolle spielen.

Regionale Verteilung der Kraftwerkskapazitäten

Für die Stabilität der Stromversorgungsnetze ist die regionale Verteilung der Kraftwerkskapazitäten von großer Bedeutung (siehe Kapitel 7.1.4). Insbesondere ist es auch wichtig, dass die Übertragungsnetzbetreiber in sämtlichen Regionen über konventionelle Kraftwerkskapazität verfügen können, da noch nicht alle erforderlichen Systemdienstleistungen anderweitig erbracht werden können.

Beim Ausbau der Übertragungsnetze planen die Netzbetreiber den Einsatz neuer Technologien, die den Bedarf an Systemdienstleistungen teilweise decken können. Beispielsweise sind die Umrichter der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung in der Lage, regional erforderliche Blindleistung bereitzustellen. Auch moderne Windenergie-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen (und zukünftig möglicherweise auch Wechselrichter von PV-Anlagen) können einen Teil der notwendigen Systemdienstleistungen erbringen. Diese müssen zukünftig stärker durch die Netzbetreiber miteinbezogen werden.

8.3.2 Qualität der Stromnetze

Für die Letztverbraucher, also private Haushalte, Gewerbebetriebe und die Industrie, ist eine konstant hohe Netzqualität zu gewährleisten. Insbesondere ist eine möglichst geringe Zahl und Dauer von lokalen Unterbrechungen der Stromversorgung anzustreben. Solche lokalen Unterbrechungen gehen meist auf Überlastungen, Störungen oder Beschädigungen von Netzkomponenten zurück. Kommt es im Extremfall zu Engpässen in der Stromversorgung, kann es zu gezielten Abschaltungen von Verbrauchern kommen. Die Übertragungsnetzbetreiber halten zur Sicherheit entsprechende Planungen bereit.

(n-1)-Sicherheit der Übertragungsnetze

Das Übertragungsnetz wird mit der sogenannten (n-1)-Sicherheit betrieben, d.h. auch wenn eine wichtige Leitung, ein wichtiger Kabelstromkreis, ein Kraftwerk oder ein Netztransformator ausfällt („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 das Übertragungsnetz, das von den Netzbetreibern sehr konsequent in der Planung der Netze und des Betriebs angewendet wird. Stromausfälle sind deshalb in den höheren Spannungsebenen sehr selten.

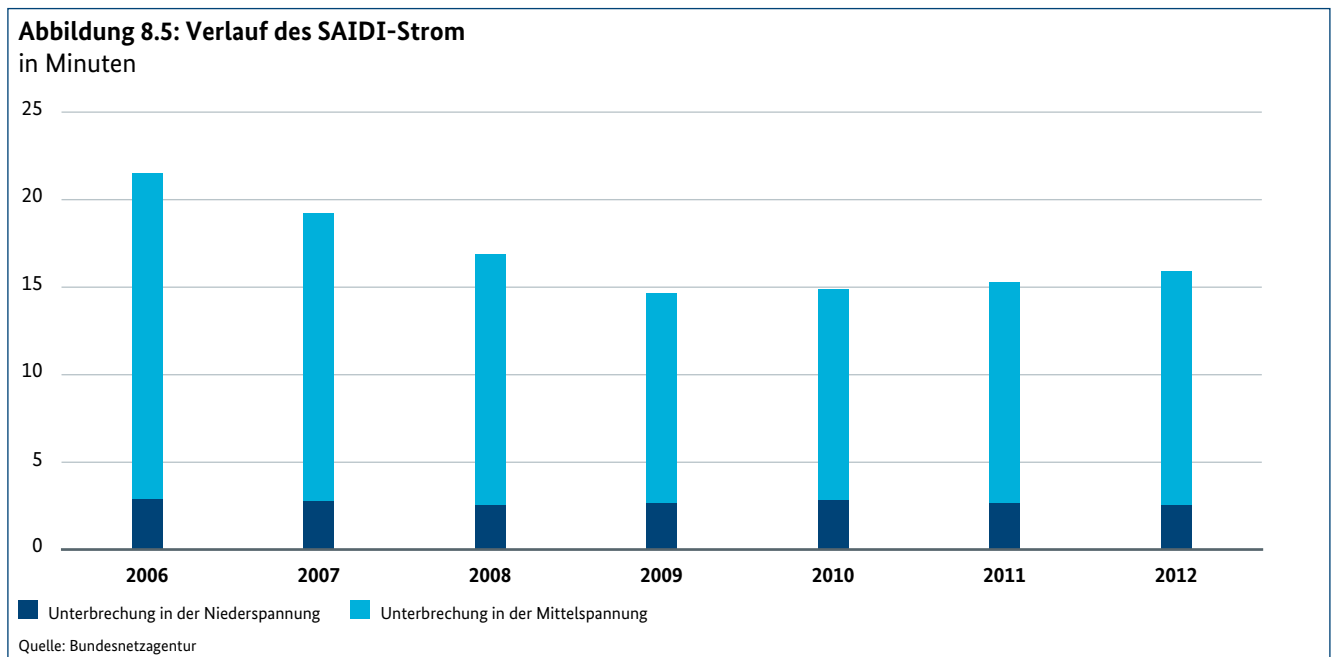
Qualität der Stromverteilernetze

Für Verteilernetze ist die (n-1)-Sicherheit nicht auf allen Spannungsebenen vorgeschrieben. Auf der Hochspannungsebene mit Übertragungsfunktion wird diese Sicher-

heit gewährleistet. Der hohe Vermaschungsgrad der Netze untereinander und zu den nachgelagerten Netzen erzeugt zudem eine vergleichbar hohe Sicherheit.

Zur Messung der Netzqualität, insbesondere der Zuverlässigkeit des Netzes, gibt es verschiedene 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 der Stromversorgung. Fällt beispielsweise der Strom für 1.000 Haushalte für 24 Stunden aus, trägt dies auf 40 Millionen Haushalte umgerechnet rund 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 versehentliche Beschädigungen von Stromleitungen), auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber zurückzuführen sind. Zudem werden nur Unterbrechungen berücksichtigt, die länger als drei Minuten dauern. Die Unterbrechungen werden erfasst und bewertet, um ggf. Abhilfe zu schaffen und sie weiter zu minimieren.



In Abbildung 8.5 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 und weltweiten Vergleich steht Deutschland mit seiner sehr hohen Netzqualität nach wie vor mit an vorderster Stelle.

8.4 Intelligente Zähler und Netze

Ziel der Schaffung von intelligenten Netzen ist u. a. die effiziente Einbindung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Durch intelligente Messsysteme i.S.v. §21d EnWG („Smart Meter“) kann u. a. eine aktivere Teilnahme von Letztverbrauchern am Energiemarkt gefördert werden.

8.4.1 Messsysteme

Im Bereich der Haushalte und der kleineren Gewerbebetriebe wird heute der Strombezug in der Regel nur einmal im Jahr von einem elektromechanischen „Ferraris-Zähler“ oder einem einfachen digitalen Stromzähler abgelesen. Messsysteme können Viertelstundenwerte erheben und sind darüber hinaus in der Lage, Letztverbrauchern deren Verbrauchsverhalten zu veranschaulichen (beispielsweise über ein Inhome-Display oder eine Smartphone-Anwendung) und diese so möglicherweise zu Verbrauchseinsparungen und/oder Lastverlagerungen motivieren, insbesondere in der Zusammenschau mit lastvariablen Tarifen. Messsysteme sind zusätzlich mit einer Externen Kommunikationseinheit ausgerüstet und damit fernauslesbar und fernsteuerbar.

Messsysteme dienen der Entwicklung intelligenter Energieversorgungssysteme auf Seiten der Verbraucher. Sie sind die Verbindung zum intelligenten Netz („Smart Grid“) und können privaten wie gewerblichen Letztverbrauchern helfen, deren tatsächlichen Energieverbrauch besser an die Erzeugung aus fluktuierenden Quellen anzupassen. Zudem können sie der Optimierung der Energiebeschaffung dienen, indem Prognosen, die auf Messungen realer Verbräuche und nicht auf groben Schätzungen beruhen, die Energiebeschaffung bestimmen.

Zudem können Messsysteme auch für die Integration von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ins Stromnetz eingesetzt werden, indem sie Einspeisewerte und Netzzustandsinformationen bereitstellen sowie netzindizierte Schalthandlungen ermöglichen.

Das Energiewirtschaftsgesetz sieht einen verpflichtenden Einbau solcher Messsysteme für Neubauten und bei größeren Renovierungen vor. Auch für Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch größer als 6.000 Kilowattstunden und für Neuanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt ist der Einbau von Messsystemen verpflichtend.

Die Bundesregierung möchte bereits in 2014 verlässliche Rahmenbedingungen für den sicheren Einsatz von Messsystemen für Verbraucher, Erzeuger und Kleinspeicher auf den Weg bringen. Gegenstand des Paketes werden die Festlegung hoher technischer Standards zur Gewährleistung von Datenschutz und Datensicherheit, bereichsspezifischer Datenschutzregeln für die Marktkommunikation sowie Regelungen im Zusammenhang mit dem Einbau von Messsystemen zur Ermöglichung von intelligentem Last- und Erzeugungsmanagement sein.

8.4.2 Intelligente Netze

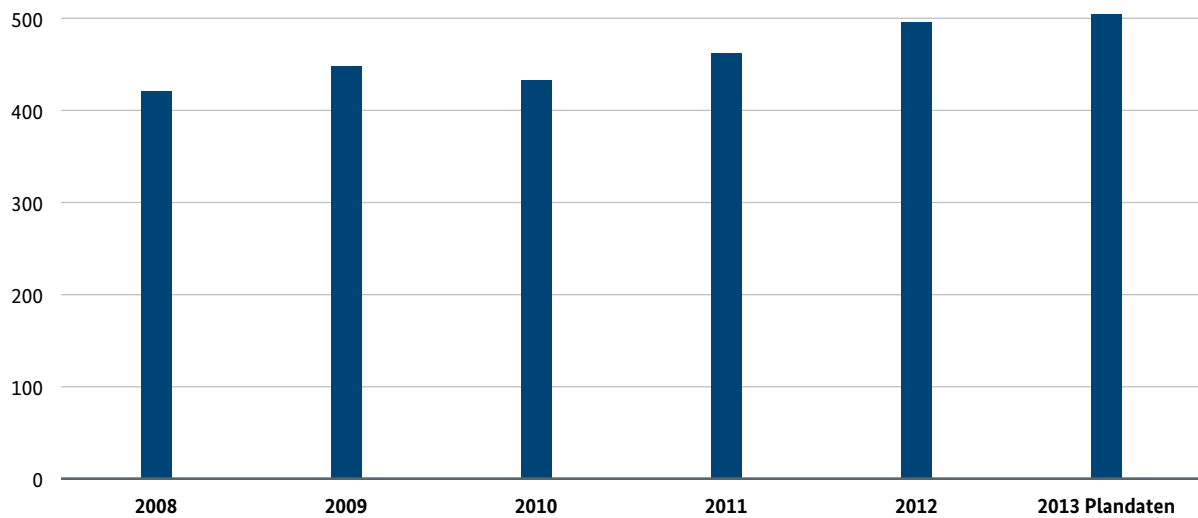
Intelligente Netze, die mit Steuer- und Regeltechnik ausgerüstet sind („Smart Grids“), sollen eine optimierte Nutzung der vorhandenen Verteilernetzkapazitäten ermöglichen. Sie können auf Lastflusssituationen oder Spannungsänderungen reagieren und zum Beispiel durch regelbare Transformatoren aktiv gegensteuern. Verteilernetze sind durch solche „intelligenten“ Betriebsmittel besser dazu 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 könnte so reduziert werden.

Mit dem Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur zur Anreizregulierung und der Netzplattform-Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ wird die Bundesregierung 2014 über eine Datenbasis für Entscheidungen zu notwendigen Weiterentwicklungen der Anreizregulierung verfügen.

In Abbildung 8.6 sind die Investitionen der Verteilernetzbetreiber für intelligente Mess- und Netztechnik zusammengefasst, wie sie von den Netzbetreibern gemeldet wurden. Die jährlichen Investitionen sind recht stabil mit einer leicht steigenden Tendenz.

Auf Übertragungsnetzebene besteht hingegen seit Jahren ein ausreichendes Maß an Kommunikationsfähigkeit. Übertragungsnetze müssen allerdings nicht über ein vergleichbares Maß an Intelligenz wie moderne Verteilernetze verfügen.

Abbildung 8.6: Netzinvestitionen der Verteilernetzbetreiber in Mess-, Steuer- und Kommunikationseinrichtungen in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

8.5 Europäischer Strombinnenmarkt

Der deutsche Strommarkt ist eingebettet in die europäischen Strommärkte. Das weitere Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte ist für die Energiewende von großer Bedeutung, weil stärkere internationale Verbindungen die Effizienz des Gesamtsystems und die Versorgungssicherheit erhöhen können.

Insbesondere verbessert ein funktionierender Binnenmarkt die wettbewerblichen Rahmenbedingungen. Die Bundesregierung ist darum bestrebt, den Energiebinnenmarkt weiter voranzubringen.

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben im Jahr 2012 im Rahmen ihres europäischen Verbands ENTSO-E damit begonnen, neue einheitliche Regelwerke für die Netznutzung (Netzkodizes Strom) zu erarbeiten, die in ihren einzelnen Bestandteilen noch durch die Europäische Kommission bestätigt werden müssen, bevor sie europaweit gelten werden. Außerdem haben die europäischen Übertragungsnetzbetreiber bereits ihren zweiten Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan vorgelegt, auf dessen Basis die Integration der Märkte netztechnisch abgesichert und intensiviert wird. Bei der deutschen Netzplanung kann auf dieser Basis die europäische Marktintegration bei der Erstellung und Genehmigung des nationalen Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden. Um die Versorgung dauerhaft sicherstellen zu können, erarbeiteten die europäischen Übertragungsnetzbetreiber ein Vorsorgesystem („Real-time Awareness and Alert System“), das ihnen die Überwachung der grenzüberschreitenden Stromflüsse erleichtert.

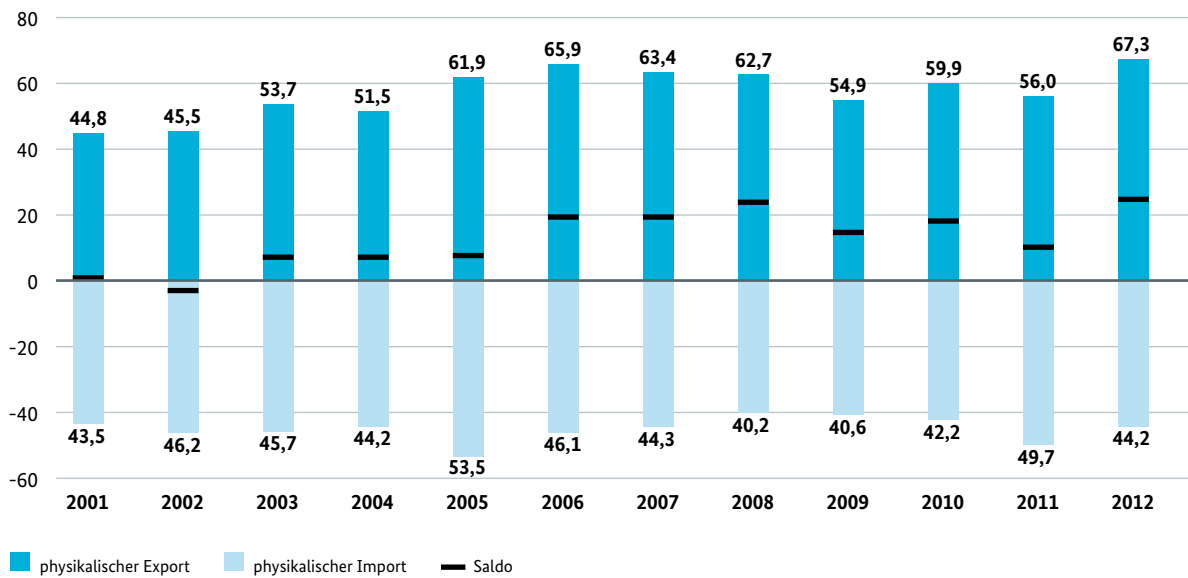
Im Strommarkt ändern sich die Preise während des Tages sehr stark – oft um mehrere hundert Prozent innerhalb weniger Stunden. In einem funktionierenden Binnenmarkt orientieren sich die kommerziellen Flüsse an den Preisunterschieden zwischen In- und Ausland. Entsprechend ändert sich ununterbrochen das Vorzeichen des grenzüberschreitenden Stromhandels.

Grenzüberschreitende Stromflüsse

Stromexporte und -importe sind Ausdruck eines funktionierenden europäischen Strommarktes. Grenzüberschreitende physikalische Stromflüsse sind mit solchen Handelsströmen nicht gleichzusetzen, da sie nicht zwingend auf einem Handelsgeschäft beruhen, sondern auch technisch bedingt sein können. Gleichwohl kann das Ausmaß der physikalischen Stromflüsse auch als ein Indiz für den Grad der Integration im europäischen Binnenmarkt gesehen werden.

Die grenzüberschreitenden physikalischen Stromflüsse haben im letzten Jahrzehnt zugenommen (siehe Abbildung 8.7). Von 2006 bis 2010 wies Deutschland im Saldo (schwarze Linien in der Abbildung) einen deutlichen physikalischen Exportüberschuss von bis zu 23,1 TWh auf. Es wurde also insgesamt mehr Strom aus Deutschland exportiert als nach Deutschland importiert. Es ist erkennbar, dass zwar nach der endgültigen Stilllegung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 der Saldo vorübergehend um 11,4 TWh abgenommen hat. Jedoch hat Deutschland im Jahressaldo auch 2011 weiterhin physikalisch Strom exportiert. Im Jahr 2012 wurde diese Abnahme aber bei Weitem überkompensiert,

Abbildung 8.7: Physikalische Stromflüsse in den Grenzkapazitäten in TWh



Quelle: ENTSO-E

es kam zu einem Exportsaldo von ca. 23 TWh. Nach den physikalisch ausgetauschten Jahresstrommengen ist Deutschland somit im Jahresdurchschnitt weiterhin kein Netto-Importland. Generell ist zu beachten, dass in Deutschland – insbesondere aufgrund der Volatilität von Stromverbrauch und Einspeisung erneuerbarer Energien – die Stromflüsse deutlich schwanken. Deutschland ist somit über das Jahr gesehen zu bestimmten Zeiten physikalisch Stromexporteur, zu anderen Zeiten Importeur. Die Einbindung in den europäischen Strommarkt trägt somit dazu bei, den Strom aus erneuerbaren Energien effizienter ins System zu integrieren.

In der Abbildung 8.7 werden die physikalischen Stromflüsse dargestellt. Wie bei den physikalischen Flüssen hatte Deutschland auch bei den handelsseitigen grenzüberschreitenden Lieferverpflichtungen in den letzten Jahren durchgängig einen Exportüberschuss, der im ersten Halbjahr 2012 zudem wieder anstieg.

8.6 Erdgas

Gasversorgungssicherheit ist angesichts sich wandelnder Marktbedingungen und zunehmender weltweiter Konkurrenz auf den Gasbeschaffungsmärkten eines der zentralen Themen in Deutschland und Europa. Bei einem Anteil am Primärenergieverbrauch von derzeit knapp 22 Prozent (siehe Kapitel 4.1) kommt der Sicherung der Gasversorgung ein hoher wirtschaftlicher, aber auch sozialer Stellenwert zu.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der leitungsgebundenen Energieversorgung insgesamt sowie

Maßnahmen zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sind primär Aufgabe der am Markt tätigen Unternehmen. Wie sie diese Aufgaben erfüllen, unterliegt im Grundsatz der Entscheidung der Unternehmen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie führt gemäß Energiewirtschaftsgesetz jährlich ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Erdgas durch. Insgesamt gesehen war die Versorgungssicherheit bislang auch bei unvorhergesehenen, zeitlich befristeten Lieferunterbrechungen auf der Importseite stets gewährleistet. Dies zeigt, dass es grundsätzlich richtig ist, primär auf die Verpflichtung der Unternehmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu setzen.

In Deutschland wurde der Bundesnetzagentur gemäß Energiewirtschaftsgesetz § 54a Abs. 2 Nr. 1 EnWG die regelmäßige Erstellung und Aktualisierung der Risikobewertung übertragen. Der im Juni 2013 vorgelegte Bericht legt dar, dass die Erdgasversorgungslage in Deutschland in hohem Maß als sicher und zuverlässig zu bewerten ist.

Wesentliche Säulen der deutschen Gasversorgung sind: Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege, Inlandsförderung, stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Gaslieferverträge sowie eine bisher hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inklusive Untertagespeicher. Die Gasversorgungsunternehmen planen darüber hinaus weitere infrastrukturelle und beschaffungsseitige Maßnahmen, um die Sicherheit der Versorgung zukünftig weiter auszubauen.

Die Berichtsergebnisse lassen den Schluss zu, dass sich das Versorgungssicherheitskonzept in Deutschland im Grundsatz bewährt hat. Die Gasversorgungsunternehmen haben in der Vergangenheit und im Berichtszeitraum – auch unter geänderten Rahmenbedingungen – bislang einen hohen Versorgungssicherheitsstandard gewährleistet, so dass die Versorgung mit Gas in Deutschland bisher stets gewährleistet war.

Angesichts der Importabhängigkeit, der Ausdifferenzierung der Marktrollen der Unternehmen, der langen Vorlaufzeiten und der hohen Kapitalintensität der Investitionen im Gasbereich muss die weitere Entwicklung sorgfältig beobachtet und analysiert werden.

Weitere Informationen zur Gasversorgungssicherheit finden sich in den Berichten des Bundeswirtschaftsministeriums „Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas“ (BMWi 2013a) und der Bundesnetzagentur „Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13“.

8.7 Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Erhöhung der Netzstabilität

Der zügige Ausbau der erneuerbaren Energien, die sukzessive Abschaltung der verbleibenden Kernkraftwerke und der Bau konventioneller Kraftwerke an neuen Standorten erfordern zunehmend einen Stromtransport über weite Strecken und machen einen beschleunigten Netzausbau dringend erforderlich. Verschiedene Gründe haben den Netzausbau bisher verzögert. So haben sich beispielsweise die Planungs- und Genehmigungsverfahren von länderübergreifenden Leitungen unter anderem aufgrund der Zuständigkeit unterschiedlicher Behörden und der Anwendung unterschiedlicher Verfahrens- und Rechtsvorschriften bislang vielfach langwierig gestaltet. Um den notwendigen Netzausbau voranzubringen und die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten, hat die Bundesregierung verschiedene Maßnahmen auf den Weg gebracht.

Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)

Bereits 2011 hat die Bundesregierung mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf Übertragungsebene und die Planung der konkreten Vorhaben auf eine neue Basis gestellt. Die Übertragungsnetzbetreiber erarbeiten jährlich gemeinsam einen Szenariorahmen, der die Randbedingungen künftiger Netznutzungssituationen beschreibt. Nach öffentlicher Konsultation prüft die Bundesnetzagentur die Szenarien,

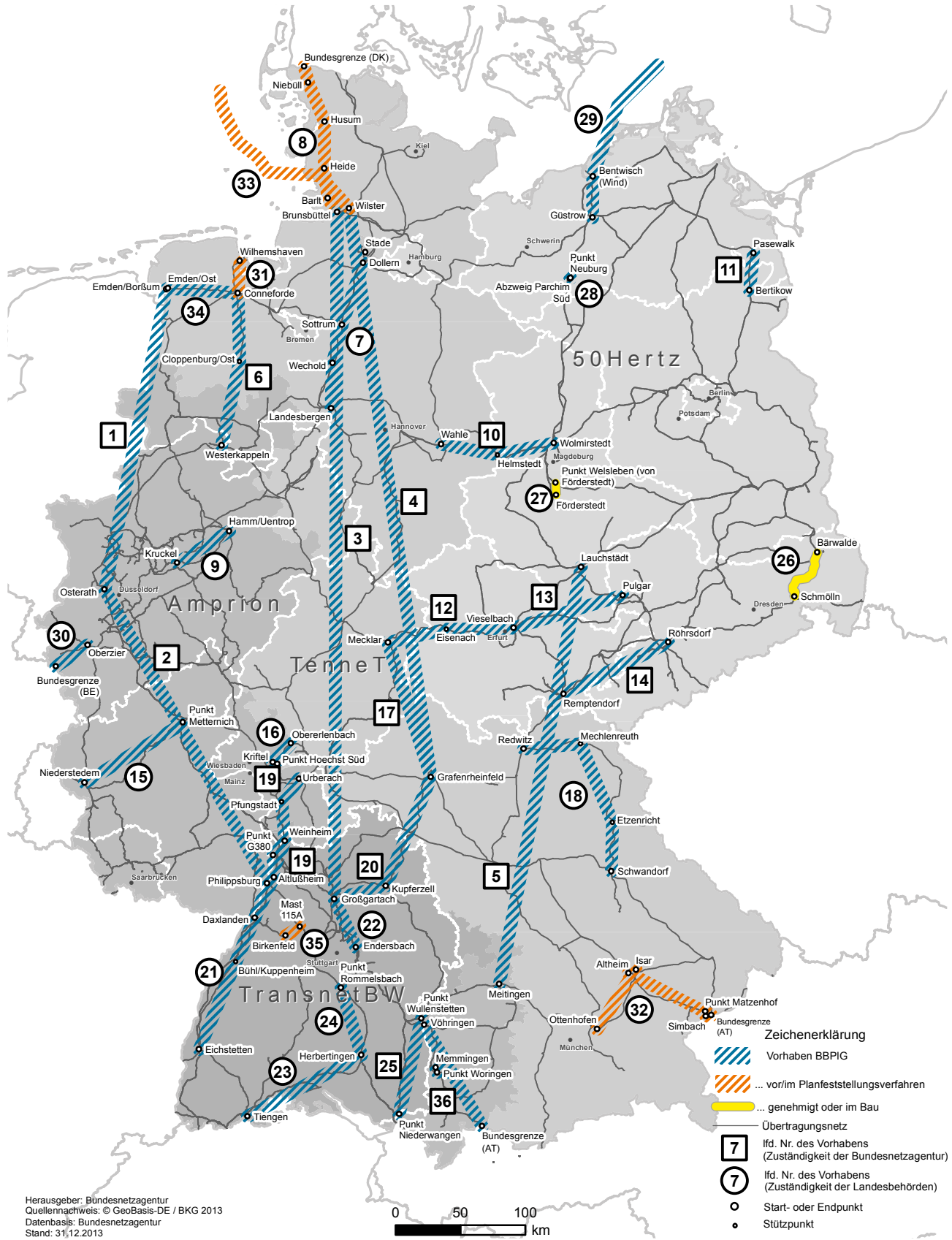
verändert diese nötigenfalls und genehmigt den Szenariorahmen. Auf Basis des Szenariorahmens berechnen die Übertragungsnetzbetreiber jedes Jahr den Ausbaubedarf ihrer Netze und fassen die Ergebnisse in einem Netzentwicklungsplan (NEP) zusammen. Dieser enthält die Maßnahmen zum Ausbau und zur Modernisierung des Übertragungsnetzes, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren Netzbetrieb als erforderlich angesehen werden. Nach einer öffentlichen Konsultation hat die Bundesnetzagentur im November 2012 erstmals den Netzentwicklungsplan Strom (NEP 2012) mit rund 2.900 km an Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in bestehenden Trassen und rund 2.800 km an Neubautrassen bestätigt und der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan übermittelt. Mindestens alle drei Jahre wird der bestätigte Netzentwicklungsplan zusammen mit dem zugehörigen Umweltbericht dem Gesetzgeber übergeben, der auf dieser Grundlage im parlamentarischen Verfahren das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) erlässt. So werden für die als vordringlich zu realisierenden Vorhaben auf Übertragungsebene die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf per Gesetz festgeschrieben und eine Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren bewirkt.

Das NABEG enthält die Grundlagen für die beschleunigten Planungs- und Genehmigungsverfahren. Insbesondere wird in diesem Gesetz der Bundesnetzagentur die Zuständigkeit für die Verfahrensdurchführung übertragen. Für die im Bundesbedarfsplangesetz als grenzüberschreitend oder länderübergreifend gekennzeichneten Vorhaben legt die Bundesnetzagentur in der Bundesfachplanung die Trassenkorridore fest. Die Durchführung der anschließenden Planfeststellungsverfahren für diese Vorhaben wurde mit der im Juli 2013 in Kraft getretenen Planfeststellungszuweisungsverordnung ebenfalls auf die Bundesnetzagentur übertragen.

Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)

Im Bundesbedarfsplangesetz wird festgelegt, welche Ausbauvorhaben im Übertragungsnetz energiewirtschaftlich notwendig und von vordringlichem Bedarf sind. Für den Ausbau des Übertragungsnetzes stellt der Bundesbedarfsplan auch in Zukunft das zentrale Instrument dar. Das erste Bundesbedarfsplangesetz ist im Juli 2013 in Kraft getreten. Das Gesetz dient der Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren für den notwendigen Netzausbau. Die Projekte des Bundesbedarfsplans sind in der Abbildung 8.8 eingetragen. Nähere Informationen können der Internetseite der Bundesnetzagentur (www.netzausbau.de) entnommen werden.

Abbildung 8.8: Bundesbedarfsplan-Projekte



Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2013
 Datenbasis: Bundesnetzagentur
 Stand: 31.12.2013

Vorhaben nach dem Energieleitungs-ausbau-Gesetz (EnLAG)

Bereits im Jahr 2009 wurde mit dem Energieleitungs-ausbau-Gesetz der vordringliche Bedarf für 1.876 km neuer Höchstspannungsleitungen festgestellt (siehe Abbildung 8.9). Im Jahr 2013 wurden 54 Kilometer der im EnLAG vorgesehenen Höchstspannungsleitungen fertiggestellt. Insgesamt sind damit 322 Kilometer, und somit siebzehn Prozent der erforderlichen Leitungskilometer, realisiert worden. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit einer Fertigstellung von bis zu 50 Prozent der EnLAG-Projekte bis 2016. Für die sichere Stromversorgung Süddeutschlands ist vor allem die Realisierung der „Thüringer Strombrücke“ von Bedeutung, die den lokalen Erzeugungsrückgang durch die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld im Jahr 2015 auffangen soll.

Novellen der Anreizregulierungsverordnung

Mit den Novellen der Anreizregulierungsverordnung wurde der Investitionsrahmen für den Netzausbau auf Hoch- und Höchstspannungsebene verbessert. Der bisherige Zeitverzug von zwei Jahren, mit dem die erheblichen Investitionskosten refinanziert werden konnten, wurde für große Investitionsvorhaben beseitigt. Solche Kosten können nunmehr unmittelbar in der Kalkulation berücksichtigt und über die Netzentgelte refinanziert werden. Durch die beschleunigte Refinanzierung der Investitionen in die Übertragungsnetze werden Netzinvestitionen attraktiver und somit auch der Netzausbau beschleunigt.

Die Bundesregierung wird die Rahmenbedingungen für die Verteilernetze investitionsfreundlich ausgestalten, damit Investitionen zeitnah refinanziert werden können. Die Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ des Bundeswirtschaftsministeriums befasst sich intensiv mit dieser Frage und wird entsprechende Empfehlungen aussprechen.

Netzanbindung von Offshore-Windparks

Im Frühjahr 2013 wurde der erste Bundesfachplan Offshore für die Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee veröffentlicht. In diesem Plan sind die innerhalb der deutschen AWZ in der Nordsee zu errichtenden Offshore-Windparks identifiziert, die für Sammelanbindungen geeignet sind, und es werden Trassenkorridore für Anbindungsleitungen und Standorte von Konverter-Stationen räumlich festgelegt. Dieser Plan wird getrennt für Nord- und Ostsee vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) in Hamburg aufgestellt. Der Bundesfachplan Offshore für die deutsche AWZ der Ostsee wird derzeit vom BSH erstellt.

Anfang 2014 hat die Bundesnetzagentur den ersten „Offshore-Netzentwicklungsplan“ genehmigt, der die erforderlichen Anbindungsleitungen für Offshore-Windenergieanlagen bis zum Anschlusspunkt an Land enthält. Dieser Plan enthält ebenfalls einen Zeitplan, wann mit dem Bau der Offshore-Anbindungsleitungen begonnen werden soll. Der Offshore-Netzentwicklungsplan bildet zukünftig die Basis für die Planungen des Ausbaus von Offshore-Windenergieanlagen und der zugehörigen Netzanbindung. Die im Koalitionsvertrag vorgesehene Anpassung der Offshore-Ausbauziele auf 6,5 GW in 2020 und 15 GW in 2030 wird bei der Fortschreibung des Offshore-Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden.

Bürgerdividende

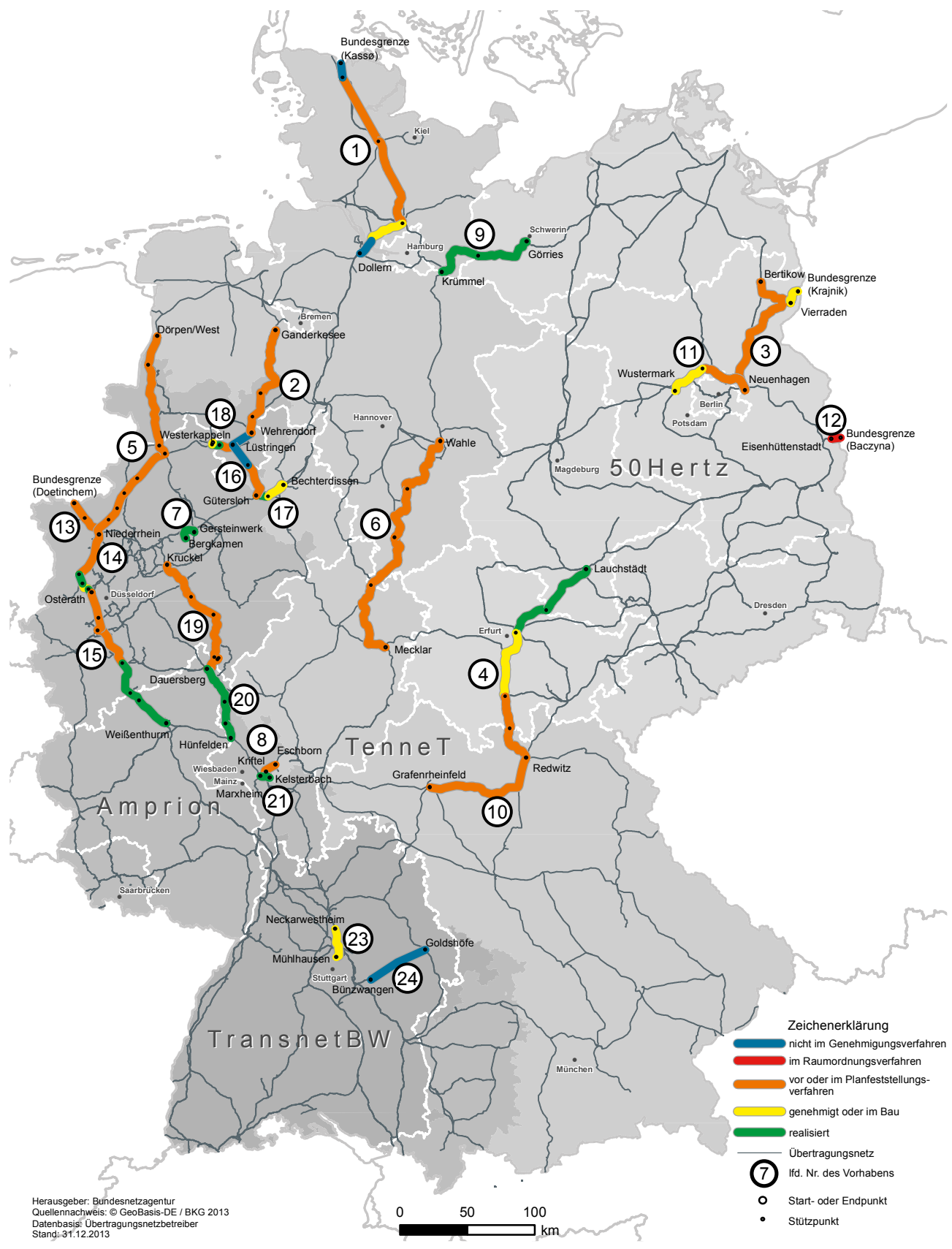
Aufgrund der hohen Dringlichkeit des Netzausbaus für das Gelingen der Energiewende ist eine breite Akzeptanz der Bevölkerung notwendig. Neben frühzeitiger und intensiver Konsultation der Vorhaben kann dazu auch eine finanziell attraktive Beteiligung von betroffenen Bürgerinnen und Bürgern an der Wertschöpfung sowie eine Überprüfung der derzeitigen Entschädigungspraxis beitragen.

Im Juli 2013 haben sich Bundeswirtschaftsministerium und Bundesumweltministerium mit den vier Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW auf Eckpunkte für Investitionen von Bürgerinnen und Bürgern in die Übertragungsnetze verständigt. Vom Netzausbau betroffene Bürgerinnen und Bürger sollen sich künftig finanziell am Leitungsbau auf der gesamten Übertragungsebene beteiligen können und für ihre Einlagen bis zu fünf Prozent Zinsen erhalten. Diese Bürgerdividende kann zu einem schnelleren Ausbau der Übertragungsnetze und zu einer breiteren Akzeptanz der Energiewende beitragen. Die Übertragungsnetzbetreiber entwickeln entsprechende Beteiligungsmodelle und benennen geeignete Ausbauprojekte. Für die Westküstenrasse in Schleswig-Holstein hat TenneT ein erstes Modellvorhaben zur Ausgestaltung einer Bürgerbeteiligung verwirklicht. Auch in anderen Bereichen der Energiewende beteiligen sich Bürger schon seit Langem. So werden Windparks und Photovoltaik-Anlagen in vielen Fällen von Bürgern finanziert, die an den Erlösen partizipieren.

Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

Der Übergang zu einem flexiblen Gesamtsystem mit hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien macht es erforderlich, dass perspektivisch auch die Nachfrageseite stärker in die Netzsteuerung einbezogen wird (sogenanntes Lastmanagement). Im Dezember 2012 verabschiedete die Bundesregierung mit Zustimmung des

Abbildung 8.9: EnLAG-Projekte



Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2013
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
 Stand: 31.12.2013

Bundesrates die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten, die der Systemstabilität dient. Die Netzbetreiber können in kritischen Situationen flexible industrielle Lasten vom Netz nehmen und so die Systemstabilität erhöhen. Die Übertragungsnetzbetreiber entwickeln zu diesem Zweck Einsatzschemata und schreiben dann die benötigte Leistung aus. Die Industrieanlagen, die sich an dem Ausschreibungsverfahren beteiligen, müssen technisch so ausgerüstet sein, dass sie entweder bei einer bestimmten Frequenzunterschreitung innerhalb einer Sekunde oder ferngesteuert innerhalb von 15 Minuten für wenige Stunden im Monat vom Netz gehen können. Die Anlagenbetreiber erhalten für die Bereitstellung abschaltbarer Leistung einen Leistungspreis in Höhe von 2.500 Euro/MW und im Falle tatsächlicher Abschaltungen zusätzlich einen Arbeitspreis. Dessen Höhe wird durch die Ausschreibung ermittelt und beträgt mindestens 100 und höchstens 400 Euro/MWh. Die Finanzierung erfolgt über eine Umlage bei den Stromverbrauchern.

Die ersten Ausschreibungen für abschaltbare Lasten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen erfolgten am 24. und 25. Juni 2013 für den Zeitraum Juli 2013. Kontrahiert wurden bisher 247 MW an sofort abschaltbaren und 593 MW an schnell abschaltbaren Lasten im Sinne der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Monatlich aktualisierte Informationen zu den Ausschreibungen und den Ergebnissen sowie zu den Kosten werden von den Betreibern von Übertragungsnetzen auf der gemeinsamen Internetplattform www.regelleistung.net bereitgestellt.

Systemstabilitätsverordnung (SysStabV)

Die Netzfrequenz muss durch ein jederzeitiges Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch möglichst konstant auf 50 Hertz gehalten werden. Dabei ist es aus elektrotechnischen Gründen unvermeidlich, dass die Frequenz geringfügig um ihren Sollwert von 50 Hertz schwankt. Stärkere Abweichungen, zum Beispiel ein Anstieg auf über 50,2 Hertz, könnten nur im Falle einer Großstörung auftreten. Die Wechselrichter älterer Photovoltaikanlagen würden sich bei einer Frequenz von 50,2 Hertz automatisch und gleichzeitig abschalten. Aufgrund der hohen Zahl und Gesamtleistung dieser Anlagen ginge dem System schlagartig eine hohe Erzeugungsleistung verloren. Dies würde das Netz vor große Schwierigkeiten stellen.

Für die Lösung dieser sogenannten „50,2-Hertz-Problematik“ wurde am 20. Juli 2012 die Systemstabilitätsverordnung erlassen. Bestimmte Photovoltaik-Anlagen mit mehr als 10 kW Leistung erhalten nun im Rahmen eines Nachrüstprogramms neue Frequenzeinstellungen, um ein schlagartiges gleichzeitiges Abschalten aller Anlagen bei Überschreiten der Frequenz von 50,2 Hertz zu vermeiden. Der Nachrüstungsprozess für betroffene Photovoltaik-Anlagen hat

bereits begonnen. Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind berechtigt, 50 Prozent der ihnen durch die Nachrüstung nach dieser Verordnung zusätzlich entstehenden jährlichen Kosten über die Netzentgelte geltend zu machen.

Forschungsförderung im Bereich der Stromnetze

Die Bundesregierung setzt im Rahmen ihres Energieforschungsprogramms die notwendigen Rahmenbedingungen, um durch Unterstützung von Forschung, Entwicklung und Demonstration Entwicklungsrisiken abzufedern und Innovationen zu beschleunigen.

Dazu gehören die Förderschwerpunkte „SystEEm: Integration erneuerbarer Energien und Regenerative Energieversorgungssysteme“ sowie „Netze für die Stromversorgung der Zukunft“, die Lösungen für den Umbau der Netze für hohe Anteile erneuerbarer Energien bzw. Innovationen im Gesamtsystem, von der Netzeinspeisung über den Transport und die Verteilung bis hin zur Nutzung der elektrischen Energie, adressieren.

Um die drängenden Fragen der künftigen Netzinfrastruktur zu beantworten, wurde die Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ gegründet. Hier erarbeiten alle Akteure des Netzausbaus – Bund, Länder, Kommunen, Wirtschafts- und Umweltverbände sowie die Wissenschaft – gemeinsam Handlungsempfehlungen an die Politik zu den Bereichen Netzausbau und Modernisierung der Stromnetze.

Wichtiger Bestandteil des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung ist die im Januar 2013 gestartete ressortübergreifende Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“, für die 150 Millionen Euro bereitgestellt werden. Damit werden Synergien der Forschungsförderungen der einzelnen Bundesressorts genutzt und die Technologieentwicklung beschleunigt. Die Maßnahme zielt auf Projekte aus dem Bereich der Grundlagenforschung und der angewandten Forschung einschließlich Demonstrationsvorhaben, sowie der Aus- und Weiterbildung von jungen Wissenschaftlern. Im Fokus stehen Anwendungen auf den Gebieten

- intelligente Verteilernetze,
- Übertragungsnetze,
- Anbindung Offshore-Windenergie und
- relevante Schnittstellen.

9. Gebäude und Verkehr

Ziel der Bundesregierung ist es, bis zum Jahr 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu haben. Dazu müssen der Energieverbrauch der Gebäude gesenkt und gleichzeitig der Ausbau erneuerbarer Energien zur Wärmenutzung vorangetrieben werden. Der Wärmemarkt ist daher mitentscheidend für eine erfolgreiche Energiewende. Seine Umgestaltung ist ein langfristiger Prozess.

Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor ist im Jahr 2012 um 0,6 Prozent niedriger als im Zielbezugsjahr 2005. Gleichzeitig ist die Personen- bzw. Güterverkehrsleistung seit dem Jahr 2005 um rund 4 bzw. 9 Prozent gestiegen. Seit dem Jahr 1990 ist der spezifische Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr (bezogen auf die Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr) um durchschnittlich 2,9 Prozent pro Jahr zurückgegangen.

9.1 Gebäude

Die Ziele des Energiekonzepts für den Gebäudesektor 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.

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

9.1.1 Grundlegende Entwicklung und Struktur des Energieverbrauchs im Gebäudesektor

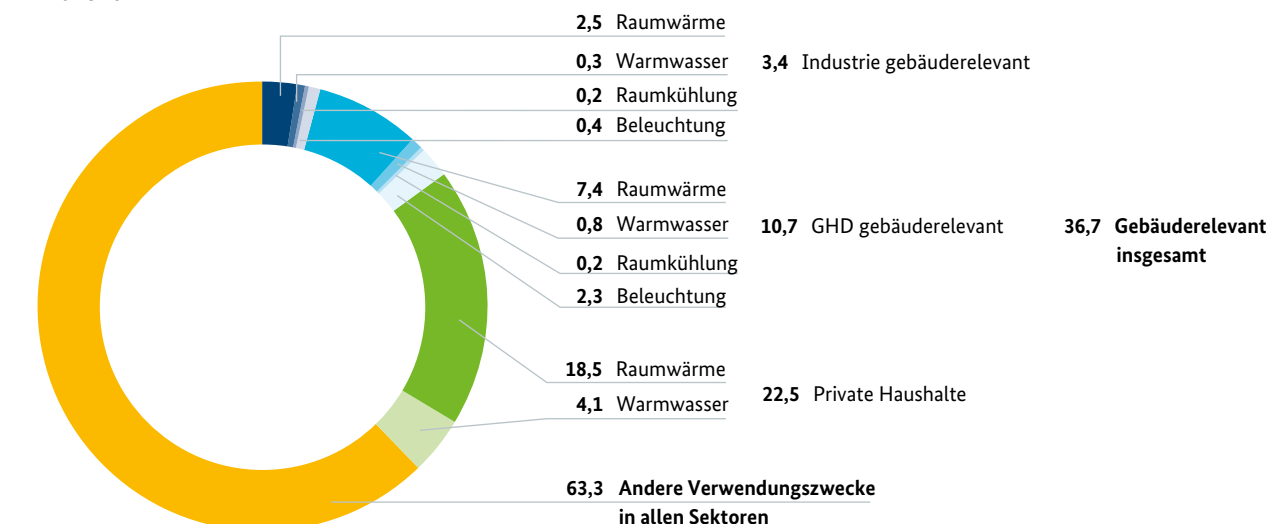
Im Gebäudesektor werden die gebäudespezifischen Anteile der Endenergieverbräuche aus den Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD) sowie Industrie bilanziert, die

- in allen Gebäuden aus der Bereitstellung für Raumwärme, Warmwasserbereitung, Lüftung und Raumkühlung sowie
- zusätzlich in Nichtwohngebäuden aus Stromverbräuchen für die (fest installierte) Beleuchtung

resultieren. Nicht berücksichtigt werden hingegen Geräte, die nicht dem Zwecke der Konditionierung des Gebäudes dienen, wie z. B. Haushaltsgeräte und Computer.

Ein erheblicher Anteil des Endenergieverbrauchs in Deutschland entfällt auf den Gebäudesektor (siehe Abbildung 9.1). Auf den Endenergieverbrauch für Raumwärme und -kühlung sowie Warmwasserbereitung entfallen im Jahr 2012 34 Prozent des Endenergieverbrauchs (28,8 Prozent für Raumwärme und -kühlung, 5,2 Prozent für die Warmwasserbereitung). Zählt man entsprechend der Definition des Energieeinsparrechts die Verbräuche für die (fest installierte) Beleuchtung in Nichtwohngebäuden hinzu, erreicht der gebäudebezogene Endenergieverbrauch einen

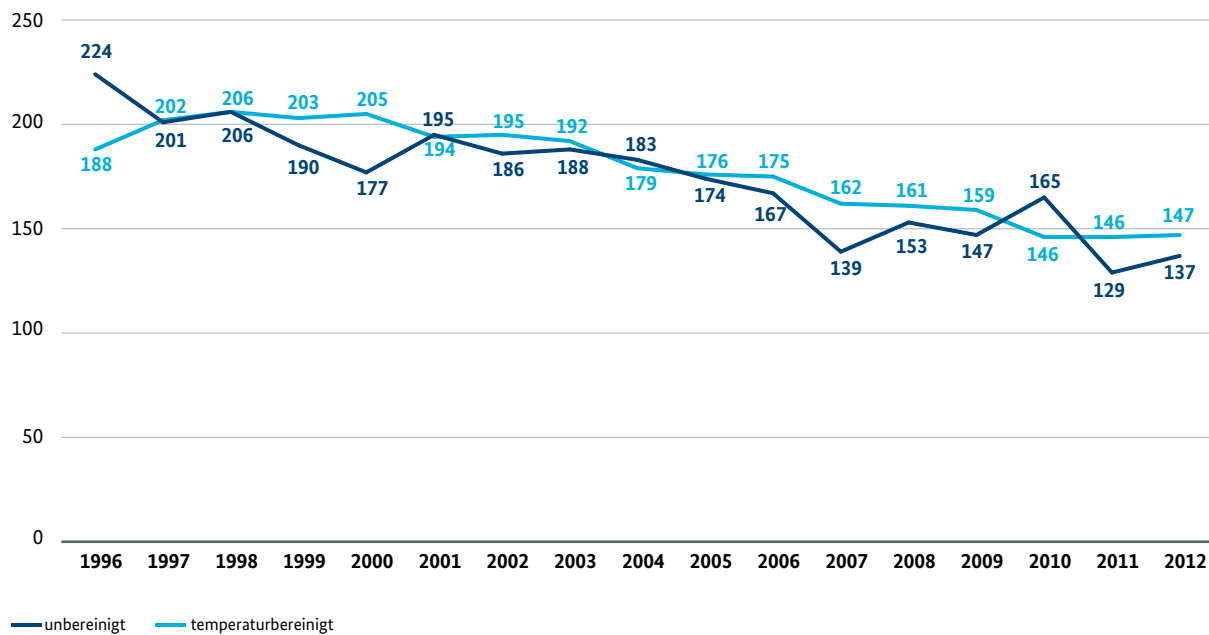
Abbildung 9.1: Anteil des Endenergieverbrauchs im Gebäudebereich am gesamten Endenergieverbrauch in Prozent



Quelle: AGEb

Abbildung 9.2: Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Erzeugung von Raumwärme in Privaten Haushalten

in kWh/m²



Quelle: AGEb, Statistisches Bundesamt

Anteil von knapp 36,7 Prozent. Dem Gebäudebestand insgesamt kommt daher eine Schlüsselrolle zur Umsetzung der langfristigen energie- und klimapolitischen Strategie zu. Der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte steht mit einem Anteil von über 60 Prozent am gebäudebezogenen Energieverbrauch besonders im Fokus. Auf den Verbrauch des Gewerbe- und Dienstleistungssektors entfallen knapp 29 Prozent und auf den Verbrauch des Sektors Industrie weitere knapp 11 Prozent des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs.

Der gebäuderelevante Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte betrug im Vorjahr 2011 1.940 PJ (Raumwärme und Warmwasserbereitung). Berücksichtigt man zusätzlich den gebäuderelevanten Endenergieverbrauch im Industrie- und GHD-Sektor (Raumwärme, Warmwasserbereitung, Raumkühlung, Beleuchtung) ergeben sich 3.151 PJ. 2012 betragen die Zahlen 2.035 PJ und 3.305 PJ (AGEB).

Gleichzeitig ist in den letzten zehn Jahren die Wohnfläche deutlich angestiegen und hat damit die Fortschritte bei der Senkung des Energieverbrauchs gedämpft (siehe Kapitel 9.1.4). Die Energieeffizienzsteigerung im Gebäudebereich wird daher besonders deutlich, wenn der gebäuderelevante Endenergieverbrauch zur bewohnten Wohnfläche in Bezug gesetzt wird. Der gebäudebezogene Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte für Raumwärme bezogen auf die Wohnfläche beträgt 136,8 Kilowattstunden pro Quadratmeter (kWh/m²).

Mit dem statistischen Verfahren der Temperaturbereinigung der AGEB wird die Auswirkung der Temperaturschwankungen auf die Raumwärme herausgerechnet. Danach beträgt der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte für Raumwärme im Jahr 2012 1.785 PJ und ist um rund ein Prozent niedriger als im Vorjahr.

Unter Berücksichtigung der Temperaturbereinigung ergibt sich im Jahr 2012 ein spezifischer Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte für Raumwärme von rund 146,7 kWh/m² (siehe Abbildung 9.2). Somit liegt der temperaturbereinigte spezifische Energieverbrauch der Beheizung rund 25 Prozent niedriger als noch zehn Jahre zuvor (1996: 188,2 kWh/m², 2002: 194,7 kWh/m²).

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.

Tabelle 9.1: Wohnflächenentwicklung und spezifische Endenergieverbräuche (Raumwärme und Warmwasser) der Privaten Haushalte

Jahr	Bewohnte Wohnfläche		Endenergie für Raumwärme und Warmwasser in Privaten Haushalten (nicht temperaturbereinigt)	Spezifischer Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte für Raumwärme und Warmwasser (nicht temperaturbereinigt)
	Mrd. m ²	Zuwachs jeweils gegenüber dem Vorjahr in Prozent	TWh	kWh/m ² a
1996	2,933		747	255
1997	2,971	1,28	685	231
1998	3,008	1,27	707	235
1999	3,050	1,38	666	218
2000	3,091	1,36	628	203
2001	3,127	1,15	692	221
2002	3,154	0,87	670	212
2003	3,182	0,90	687	216
2004	3,212	0,94	676	210
2005	3,250	1,17	653	201
2006	3,278	0,87	635	194
2007	3,303	0,76	536	162
2008	3,319	0,49	603	182
2009	3,329	0,30	583	175
2010	3,340	0,32	640	192
2011	3,359	0,56	539	160
2012	3,381	0,67	565	167

Quelle: AGEB, Statistisches Bundesamt

Um die genannten Ziele zu erreichen, bedarf es eines möglichst technologieoffenen Ansatzes durch eine sinnvolle Kombination aus Effizienzsteigerung und dem vermehrten 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 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.

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 ist Abbildung 4.3 in Kapitel 4.2 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.

In Tabelle 9.1 ist die Wohnflächenentwicklung nach Angaben des Statistischen Bundesamtes dargestellt. Die Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs der Haushalte wird auf die tatsächlich bewohnte Wohnfläche

bezogen. Entsprechend werden in Tabelle 9.1 die Quotienten aus dem Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser der Privaten Haushalte zur Wohnfläche ausgewiesen.

Die Nachfrage nach Wohnfläche hängt insbesondere von den Einkommen und den demografischen Strukturen der Privaten Haushalte ab. Die Entwicklung beider Faktoren hat in den vergangenen Jahrzehnten zu einem stetigen Anstieg der Wohnfläche geführt. Für die Frage des gebäudebezogenen Energiebedarfs steht insbesondere die Wohnfläche bewohnter Wohnungen im Vordergrund. Diese wird im Rahmen der laufenden Wirtschaftsrechnungen des Statistischen Bundesamts jährlich erfasst. Demnach ist die bewohnte Wohnfläche von 2,93 Milliarden Quadratmeter im Jahr 1996 durchschnittlich um jährlich rund 29 Millionen Quadratmeter Wohnfläche (rund 1 Prozent) auf knapp 3,38 Milliarden Quadratmeter im Jahr 2012 gestiegen.

Die Ergebnisse der Gebäude- und Wohnungszählung im Rahmen des Zensus 2011 haben allerdings gezeigt, dass der Wohnungsbestand ebenso wie die Wohnfläche in der amtlichen Statistik bisher unterschätzt wurde. Nach den im Mai 2013 veröffentlichten Ergebnissen des Zensus 2011 gibt es in Deutschland 3,70 Milliarden Quadratmeter Wohnfläche, davon entfallen 3,53 Milliarden Quadratmeter auf bewohnte Wohnungen. Demnach wird man bis zum Fortschrittsbericht bewerten müssen, ob bzw. wie sehr die bisherigen statistischen Daten zum spezifischen Raumwärmebedarf je Quadratmeter Wohnfläche den tatsächlichen Energieverbrauch etwas übersteigen.

Für Nichtwohngebäude gibt es in der amtlichen Statistik keine zum Wohnungsbestand vergleichbare verlässliche Zahlenbasis zur Anzahl der Gebäude und der Nutzfläche. Die absolute Zahl der im Rahmen von Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) genutzten Büro- und Laden-/Verkaufsgebäude wird derzeit auf 1,5 Millionen Gebäude geschätzt (Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel,

Dienstleistungen (GHD) in Deutschland, Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie). Hinzu kommen weitere etwa 1,5 Millionen Werkstattgebäude, Lager-/Garangengebäude sowie sonstige von GHD genutzte Gebäude ohne Wohnnutzung. Um die Datengrundlage zu verbessern, hat das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung ein Forschungsvorhaben vergeben, das verlässlichere Zahlen auch zu den Nutzflächen ermitteln soll.

9.1.5 Investitionen in den Gebäudesektor

Das Bauvolumen stellte sich nach Tabelle 9.2 in den Jahren 2010 bis 2012 wie folgt dar:

Im Jahr 2012 flossen 171,5 Milliarden Euro in den Wohnungsbau, davon wurden 44,3 Milliarden Euro (26 Prozent) für Neubauten und 127,1 Milliarden Euro (74 Prozent) für den Gebäudebestand verwendet. Die energetisch relevanten Kosten der Sanierungen werden auf 37,1 Milliarden Euro geschätzt, was einem Anteil von etwa 29 Prozent der gesamten Sanierungskosten entspricht.

Im Nichtwohnungsbau wurden im Jahr 2012 insgesamt 86,5 Milliarden Euro investiert. Der Anteil des Neubaus beträgt 29,2 Milliarden Euro (34 Prozent) und im Gebäudebestand 57,3 Milliarden Euro (66 Prozent). Die energetisch relevanten Kosten werden auf 15,1 Milliarden Euro prognostiziert, was einem Anteil von etwa 26 Prozent der gesamten Sanierungskosten im Gebäudebestand des Nichtwohnungsbaus entspricht.

9.1.6 Sanierung des Gebäudebestands

Das Energiekonzept stellt fest, dass zur Erreichung der gesetzten Ziele der Energieverbrauch durch energetische Sanierungen stärker gesenkt werden muss. Dafür ist eine

Tabelle 9.2: Bauvolumen nach Baubereichen

Milliarden Euro	2010	2011	2012
Wohnungsbau	151,8	164,8	171,5
davon Neubauvolumen	33,0	41,0	44,3
davon energetische Anteile			
davon bestehende Gebäude	118,9	123,8	127,1
davon energetische Sanierungsanteile	38,6	38,8	37,1
Nichtwohnungsbau	83,0	88,1	86,5
davon Neubauvolumen	27,3	30,4	29,2
davon energetische Anteile			
davon bestehende Gebäude	55,6	57,7	57,3
davon energetische Sanierungsanteile	14,2	15,2	15,1

Verdoppelung der energetischen „Sanierungsrate“, also die Qualität (Tiefe) und Quantität (Umfang und Anzahl) von Sanierungen, von jährlich etwa 1 Prozent auf 2 Prozent erforderlich, um bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erhalten. Das Energiekonzept fokussiert auf die energetischen bzw. Klimaschutzbezogenen Ziele und nur als Folge daraus, im Zuge der Umsetzung, wird die Erhöhung der Sanierungsintensität gesehen.

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.

Energetische Gebäudesanierungen sind deutlich kosteneffizienter durchzuführen, wenn die energetischen Sanierungsmaßnahmen im Rahmen einer umfassenden Sanierung erfolgen (siehe Mitteilung der Regierung der Bundesrepublik Deutschland an die Kommission der Europäischen Union vom 15. August 2013: Bericht über die Berechnung des „Kostenoptimalen Niveaus von Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz“ gemäß Artikel 5 Absatz 2 und 3 Gebäuderichtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Januar 2003 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden). Im Durchschnitt werden Gebäude aber nur alle 40 Jahre umfassend saniert. Zur Zielerreichung eines „nahezu klimaneutralen Gebäudebestands“ in 2050 sollten daher bereits heute anstehende umfangreiche Sanierungen zum Anlass genommen werden, um Gebäude möglichst auf ein „nahezu klimaneutrales“ Niveau zu bringen. Dies wäre aus Gründen der Kosteneffizienz bei derzeitiger Technologie die günstigste Variante. Allerdings sind energetische Sanierungen auf einem Niveau, das aus heutiger Sicht als nahezu klimaneutral anzunehmen ist (KfW-Effizienzhäuser 55 oder besser), ohne Förderung unwirtschaftlich.

Die Bundesregierung wird einen geeigneten Indikator für die Sanierungsintensitäten erarbeiten und hiermit den Fortschritt auf dem Weg zur Zielerreichung im Fortschrittsbericht dokumentieren.

9.1.7 Maßnahmen im Gebäudesektor

Im Gebäudebereich besteht großes Potenzial für Effizienzsteigerungen, das allerdings in der Regel mit hohen jährlichen Investitionen verbunden ist.

Novelle der Energieeinsparverordnung (EnEV)

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 Novellierung im Jahre 2009 wurden die energetischen Mindestanforderungen um durchschnittlich 30 Prozent verschärft.

Ebenfalls seit 2009 kann die Nutzungspflicht nach dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG, siehe Kapitel 6.8.2) auch ersatzweise durch die Nutzung von Abwärme, Kraft-Wärme-Kopplung und Energieeinsparmaßnahmen (15 Prozent besser als das Niveau der Energieeinsparverordnung) erfüllt werden. Kombinationen von erneuerbaren Energien untereinander sowie mit Ersatzmaßnahmen sind beliebig zulässig. Seit 1. Mai 2011 gilt dies auch für öffentliche Gebäude.

Am 16. Oktober 2013 hat der Bundestag eine weitere Novelle der EnEV mit den vom Bundesrat vorgesehenen Änderungen beschlossen (EnEV 2013). Kernelement der Novelle ist eine Anhebung der Effizienzanforderungen für Neubauten um einmalig 25 Prozent ab dem 1. Januar 2016. Bestandsgebäude sind von diesen Verschärfungen ausgenommen. Das geltende Anforderungsniveau für Neubauten wird so im Rahmen der Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der Belastungen für selbstnutzende Eigentümer, Vermieter und Mieter weiterentwickelt.

Zudem wird die Bedeutung des Energieausweises als Informationsinstrument für die Verbraucherinnen und Verbraucher weiterentwickelt.

Es wurden Effizienzklassen für Gebäude in Energieausweisen und Immobilienanzeigen eingeführt, um die Transparenz auf dem Immobilienmarkt weiter zu verbessern. Zudem sollen ab dem Jahr 2015 sogenannte Konstanttemperatur-Heizkessel (Standard-Heizkessel, die ihre Temperatur nicht, wie modernere, der gefragten Heizleistung anpassen) nach 30 Betriebsjahren stillgelegt werden. Von der Pflicht zur Außerbetriebnahme ausgenommen sind auch künftig bestimmte selbst genutzte Ein- und Zweifamilienhäuser.

Die Betroffenen haben bis 1. Mai 2014 Zeit, um sich auf die neuen Vorgaben der EnEV einzustellen.

Nach dem im Juli 2013 geänderten Energieeinsparungsgesetz dürfen Neubauten, die nach dem 31. Dezember 2020 errichtet werden, nur noch als so genannte Niedrigstenergiegebäude errichtet werden. Für Neubauten von Behörden gilt dies bereits ab dem 1. Januar 2019. Damit wird die 2010 novellierte EU-Gebäude-Richtlinie umgesetzt. Ein „Niedrigstenergiegebäude“ ist gemäß Definition der EU-Gebäude-Richtlinie ein Gebäude, „das eine sehr hohe bestimmte Gesamtenergieeffizienz aufweist. Der fast bei null liegende

oder sehr geringe Energiebedarf sollte zu einem ganz wesentlichen Teil durch Energie aus erneuerbaren Quellen – einschließlich Energie aus erneuerbaren Quellen, die am Standort oder in der Nähe erzeugt wird – gedeckt werden.“

Marktanreizprogramm (MAP)

Das Marktanreizprogramm (MAP) fördert Anlagen für Heizung, Warmwasserbereitung und zur Bereitstellung von Kälte oder Prozesswärme aus erneuerbaren Energien. Gefördert werden Solarkollektoren, Biomassekessel und effiziente Wärmepumpen vorwiegend für den Einsatz in Ein- und Zweifamilienhäusern (sog. „BAFA-Teil“). Darüber hinaus werden im KfW-Programm „Erneuerbare Energien Premium“ größere Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Kälte aus Tiefengeothermie, Biomasse, großen Solarkollektoren sowie Nahwärmenetze und Speicher, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden, gefördert. Für diese Anlagen werden zinsgünstige Darlehen und Tilgungszuschüsse gewährt.

Förderprogramme des Bundes zur Gebäudesanierung

Die im Rahmen des **CO₂-Gebäudesanierungsprogramms** aufgelegten KfW-Förderprogramme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren unterstützen umfassende Bestandsanierungen und Neubauten zum KfW-Effizienzhaus sowie energieeffiziente Einzelmaßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und -einsparung. Die KfW-Effizienzhäuser (EH) müssen die gesetzlichen Mindestanforderungen an einen Neubau (100 Prozent) bzw. an Bestandsgebäude (140 Prozent) prozentual überschreiten. Für Neubauten gibt es die Förderstufen EH 70, 55 und 40. Für Bestandsgebäude

gelten die Förderstufen EH 115, 100, 85, 70 und 55. Gefördert werden Maßnahmen nur dann, wenn die gesetzlich geltenden Mindeststandards übertroffen werden. Förderfähig sind Wohngebäude und Gebäude der kommunalen und sozialen Infrastruktur, wie z. B. Schulen und Rathäuser. Die Förderung erfolgt in Form zinsgünstiger Kredite oder alternativ über einen Investitionszuschuss insbesondere für selbstnutzende Wohneigentümer. Hierfür wurden 2012 1,5 Milliarden Euro aus dem Energie- und Klimafonds bereitgestellt.

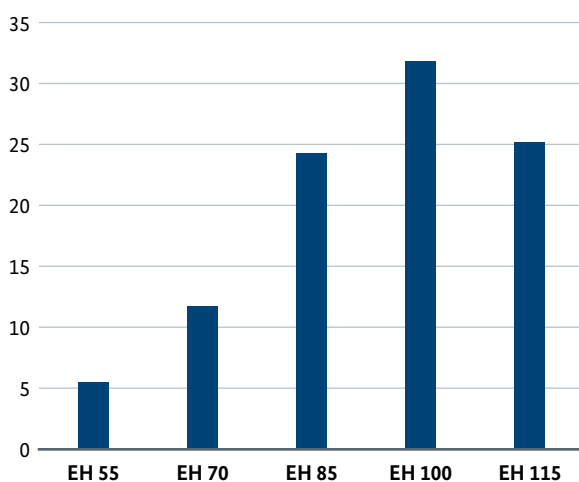
Derzeit fließen die Fördermittel zumeist in die Bestandssanierung. Die Verteilung der umfassenden Maßnahmen nach Effizienzhaus-Standards ergibt sich aus Abbildung 9.3. Mehr als 40 Prozent der geförderten Maßnahmen entsprechen dem KfW-Standard „Effizienzhaus 55, 70 und 85“. Gefördert werden außerdem energieeffiziente Einzelmaßnahmen, die einen Großteil der Förderung ausmachen. Die Anforderungen an Einzelmaßnahmen entsprechen denen eines Effizienzhauses 55 (nicht in Abbildung 9.3 enthalten). Bei Neubauten werden etwa 50 Prozent der errichteten Wohngebäude KfW-gefördert und damit nach einem besseren Standard errichtet, als die EnEV 2009 vorschreibt (ebenfalls nicht in Abbildung 9.3 enthalten).

Das KfW-Programm **Energetische Stadtsanierung** unterstützt die Erstellung und Umsetzung von integrierten Quartierskonzepten insbesondere zur Wärmeversorgung. Damit werden Anreize für mehr Energieeffizienz im kommunalen Bereich gesetzt. Mit den integrierten Quartierskonzepten werden umfassende Maßnahmen in die Energieeffizienz der Gebäude und der Infrastruktur angestoßen, u. a. um erneuerbaren Energien breitere Einsatzmöglichkeiten in innerstädtischen Altbauquartieren zu bieten, die Energieeffizienz der kommunalen Infrastruktur zu verbessern und weitere Investorengruppen in den Sanierungsprozess einzubeziehen. Die Förderung erfolgt über Zuschüsse und zinsvergünstigte Darlehen.

Zusammen mit der Nationalen Klimaschutzinitiative bietet das KfW-Programm **Energetische Stadtsanierung** einen umfassenden Ansatz zur Steigerung der Energieeffizienz in den Kommunen. Für das KfW-Programm „Energetische Stadtsanierung“ wurden 2012 50 Millionen Euro zur Verfügung gestellt. 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 Häusern und Wohnungen richtet sich das Förderprogramm **Vor-Ort-Beratung**, bei dem ein unabhängiger und qualifizierter Energieberater ein Sanierungskonzept und zusätzlich einen Maßnahmenfahrplan erstellt, nach dem der Hauseigentümer die Sanierung auch in sinnvollen Einzelschritten durchführen kann.

Abbildung 9.3: Aufteilung der Anzahl der KfW-Investitionszuschüsse auf Effizienzhausstandards im Bestand im Zeitraum 1.1.2012 bis 31.12.2012
Anteil der Förderzusagen in Prozent



Quelle: KfW

Qualifizierte Energieberater und Fachleute für die Planung und Baubegleitung im CO₂-Gebäudesanierungsprogramm sowie die Vor-Ort-Beratung 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 420 unabhängigen und kompetenten Energieexperten der Verbraucherzentralen durchgeführt. Seit Ende der siebziger Jahre unterstützt die Bundesregierung diese unabhängige Energieberatung Privater Haushalte. Sie wurde kontinuierlich ausgebaut. Gefördert durch die Bundesregierung organisiert der Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) seit 2012 sogenannte „Energie-Checks“ in Form von Basis-, Gebäude- und Brennwertcheck. Für einkommensschwache Haushalte sind alle Angebote kostenlos.

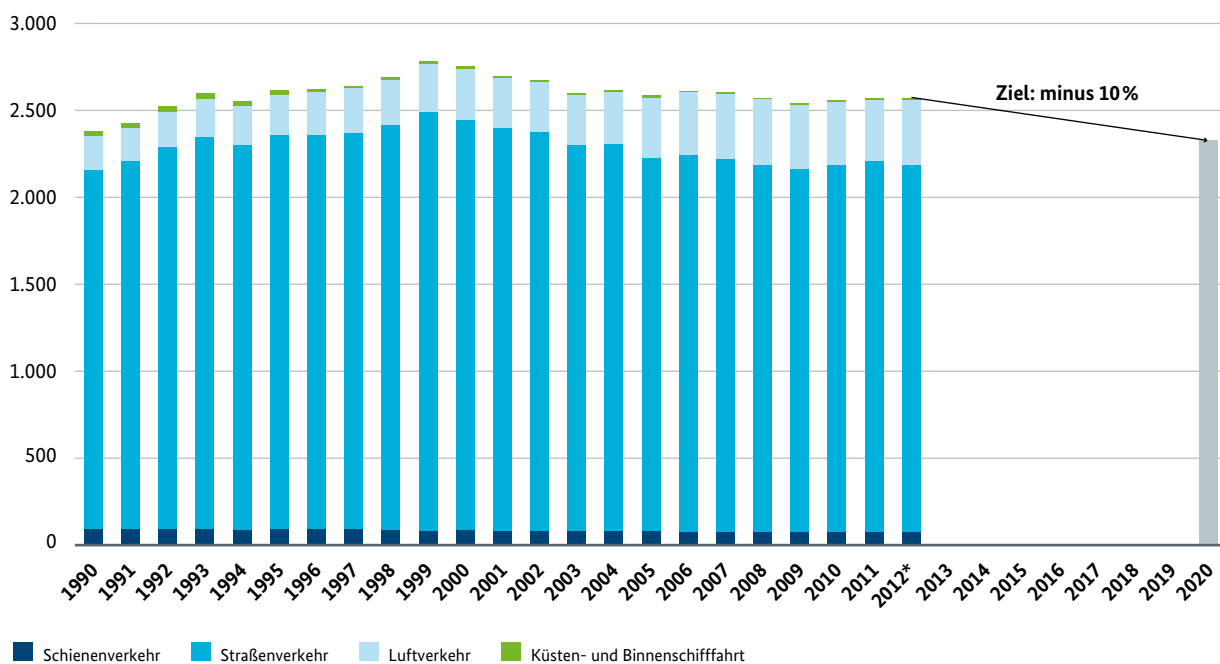
9.2 Verkehr

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 rund 10 Prozent und bis 2050 um rund 40 Prozent – jeweils gegenüber 2005 – reduziert werden.

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).

Abbildung 9.4: Entwicklung des Endenergieverbrauchs Verkehr in Petajoule (PJ)



Quelle: AGEB, *Zahlen für 2012 vorläufig

Im Jahr 2005 – dem Bezugsjahr für die Zielformulierung – betrug der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor 2.586 PJ. Für das Jahr 2012 weist die Statistik der AGEB 2.571 PJ aus, d. h. im Zeitraum 2005 bis 2012 ist der Endenergieverbrauch im Verkehr insgesamt um rund 0,6 Prozent gesunken (siehe Abbildung 9.4).

Der Rückgang des Endenergieverbrauchs seit 2005 bis zum Jahr 2012 beträgt bei der Straße knapp 2 Prozent und bei der Schiene 4,6 Prozent. Bei der Küsten- und Binnenschifffahrt erfolgte ein Anstieg von rund 2 Prozent. Im Luftverkehr ist der Endenergieverbrauch im Zeitraum 2005 bis 2012 um fast 8 Prozent gestiegen. 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 2005 bis 2012 um rund 12 Prozent gesunken ist.

Die Entwicklung im Verkehrssektor für Deutschland seit 1990 zeigt, dass der Endenergieverbrauch für den Verkehr insgesamt seit dem Höchstwert im Jahr 1999 bis 2012 um rund 7,5 Prozent zurückgegangen ist, trotz steigender Personenverkehrsleistung um rund 7 Prozent sowie steigender Güterverkehrsleistungen um knapp 27 Prozent im gleichen Zeitraum. Ein Grund für den zurückgehenden Verbrauch bei zunehmender Verkehrsleistung ist die steigende Ener-

gieeffizienz im Verkehr. Im Zeitraum 1990 bis 2012 ist der spezifische Energieverbrauch im Personen- und Güterverkehr um durchschnittlich 2,9 Prozent pro Jahr zurückgegangen (AGEB).

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

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

In Abbildung 9.5 ist der Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit elektrischem Antrieb (direkter CO₂-Ausstoß von 0,0 g/km) von 1990 bis 2012 dargestellt. Zu den mehrspurigen Fahrzeugen mit Elektroantrieb zählen Pkw, Busse, Lkw, Zugmaschinen und sonstige Kfz (Feuerwehr etc.).

Bis zum Jahr 2012 wurden Elektrofahrzeuge, die als Plug-In-Hybrid oder als Fahrzeuge mit Range-Extender ausgelegt sind, statistisch nicht erfasst. Diese werden nach Auffassung der Nationalen Plattform Elektromobilität jedoch das Gros der Neuzulassungen bis 2020 stellen.

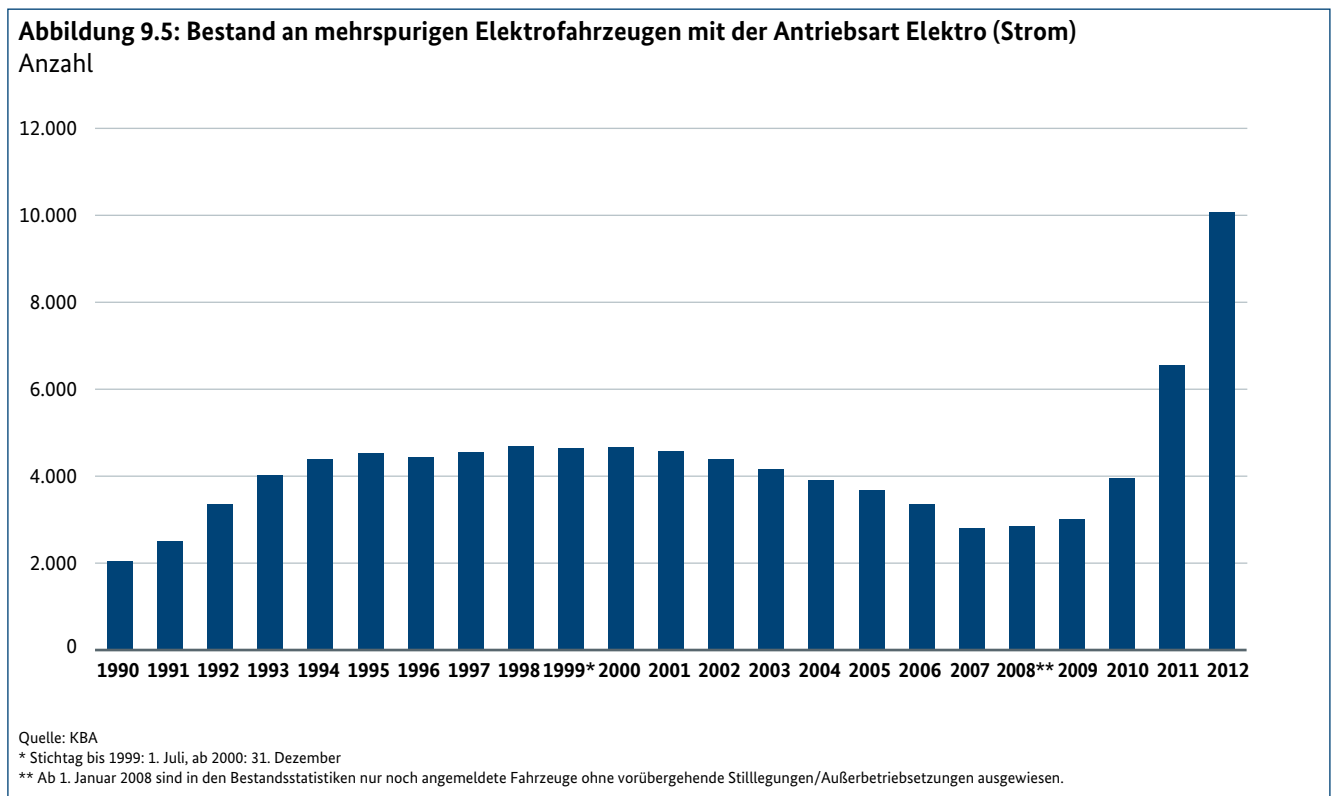
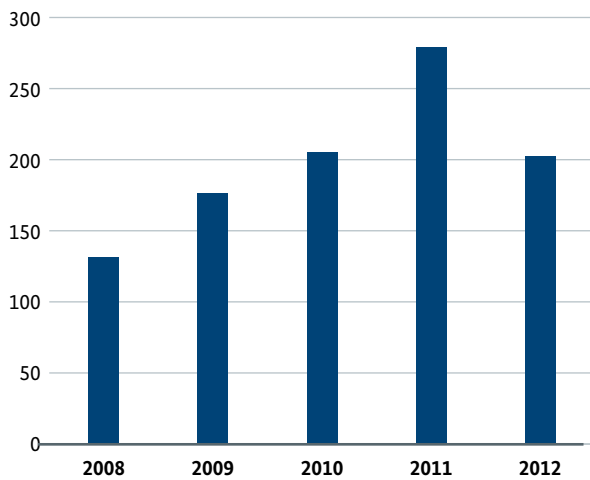


Abbildung 9.6: Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit Brennstoffzellen

Anzahl



Quelle: KBA

9.2.3 Entwicklung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs neu zugelassener Pkw/Kombis

Zum durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch von neu zugelassenen Pkw und Kombis liegen beim Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) Daten für die Vergangenheit erst ab 1998 vor. Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch von neu zugelassenen Pkw und Kombis ist insgesamt von 8,0 l/100 km in 1998 auf 5,8 l/100 km in 2012 zurückgegangen (von 8,2

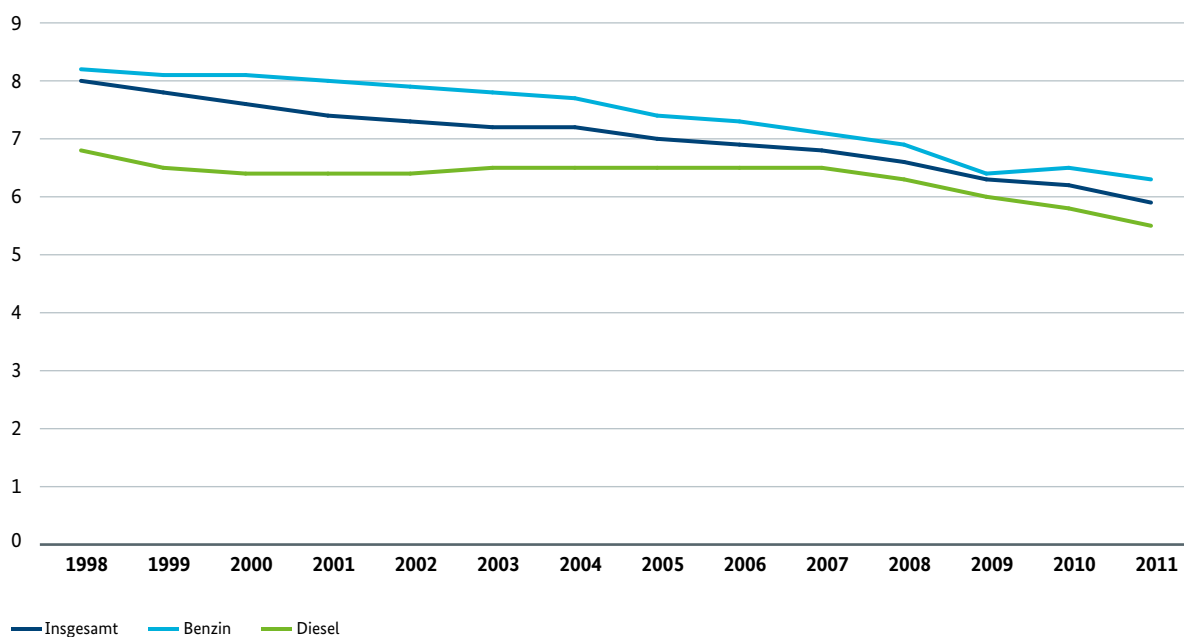
l/100 km auf 6,1 l/100 km bei Otto-Motoren und von 6,8 l/100 km auf 5,4 l/100 km bei Diesel-Motoren) (siehe Abbildung 9.7). Dies entspricht insgesamt einem Rückgang um rund 27 Prozent im Zeitraum 1998 bis 2012.

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.

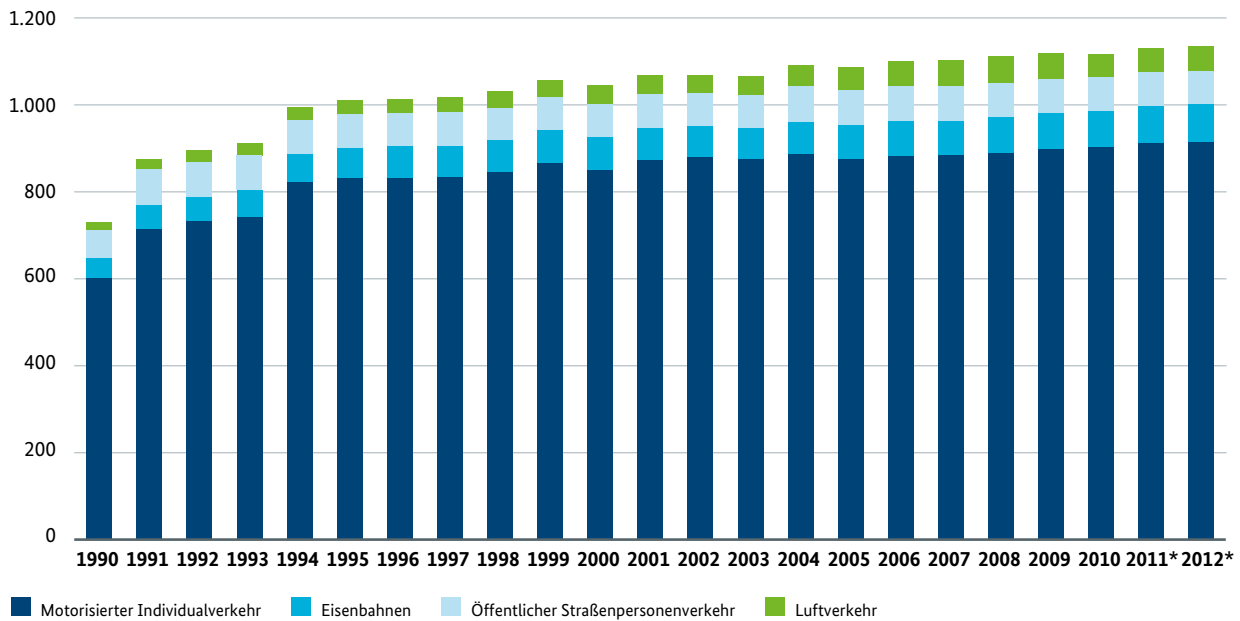
Für den Personenverkehr wird in Abbildung 9.8 nur der motorisierte Verkehr dargestellt. Dazu gehören der öffentliche Straßenpersonenverkehr (Omnibus, Straßenbahn, U-Bahn), der Eisenbahnverkehr (einschließlich S-Bahn), der Luftverkehr und der motorisierte Individualverkehr (Pkw/Kombis, motorisierte Zweiräder). Für den öffentlichen Verkehr weist die amtliche Statistik jährlich die Zahl der beförderten Personen (Verkehrsaufkommen) und die Personenkilometer (Verkehrsleistung) aus. 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 in Abbildung 9.9 beziehen sich auf die im Bundesgebiet zurückgelegte Entfernung. Zum binnenländischen Verkehr werden alle Transporte, die auf den Verkehrswegen im Bundesgebiet durchgeführt werden, zusammengefasst.

Abbildung 9.7: Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch neu zugelassener Pkw und Kombis in l/100 km



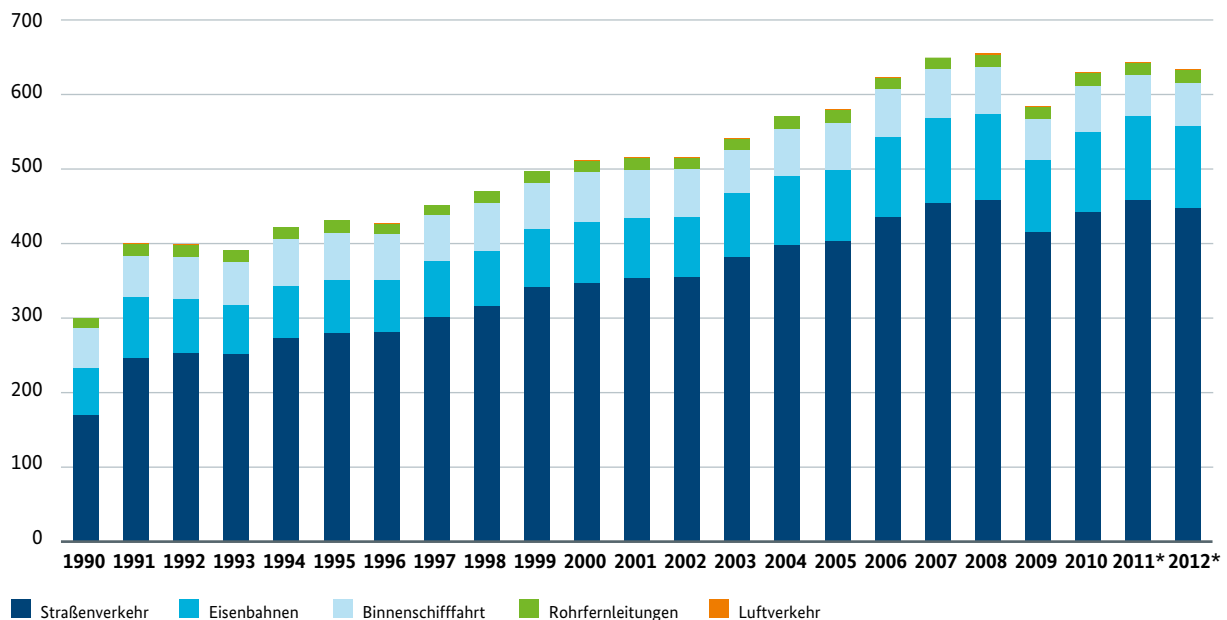
Quelle: Kraftfahrtbundesamt

Abbildung 9.8: Entwicklung der Verkehrsleistungen im Personenverkehr
in Mrd. Personenkilometer



Quelle: Verkehr in Zahlen 2013/2014
*Werte für 2011 und 2012 vorläufig

Abbildung 9.9: Entwicklung der Verkehrsleistung im binnenländischen Güterverkehr
in Mrd. tkm



Quelle: Verkehr in Zahlen 2013/2014
*Werte für 2011 und 2012 vorläufig

Die Verkehrsleistungen sind sowohl im Personen- als auch Güterverkehr seit 1990 um rund 55 bzw. 111 Prozent und seit 2005 um rund 4 bzw. 9 Prozent gestiegen. Das Wachstum im Personenverkehr verläuft gegenüber der Entwicklung in den 1990er 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, dann aber wieder gewachsen – wenn auch etwas abgeschwächt entsprechend der Entwicklung der meisten gesamt- und branchenwirtschaftlichen Leitdaten. Im Jahr 2012 zeigt sich erneut ein leichter Rückgang.

9.2.5 Maßnahmen im Verkehrssektor

Im Verkehrssektor sind verschiedene Maßnahmen zur Reduzierung des Energieverbrauchs und zur Steigerung der Energieeffizienz beschlossen worden. Nachfolgend werden wesentliche Instrumente und Initiativen genannt. Maßnahmen zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr sind im Kapitel 6.4 aufgeführt.

EU-Verordnungen zur Verringerung der CO₂-Emissionen bei neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen

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 müssen die in der EU neu zugelassenen Fahrzeuge spätestens 2015 im Durchschnitt einen Zielwert von 130 g CO₂/km einhalten (stufenweise Einführung ab 2012). Analog dazu ist im Jahr 2011 die Verordnung (EU) Nr. 510/2011 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue leichte Nutzfahrzeuge (LNF) verabschiedet worden. In dieser Verordnung wird ein CO₂-Emissionsdurchschnitt für neue leichte Nutzfahrzeuge von 175 g CO₂/km festgelegt (stufenweise Einführung 2014 bis 2017).

In beiden Verordnungen sind auch Zielwerte für 2020 festgelegt. Das Europäische Parlament und der Rat haben sich Ende 2013 grundsätzlich über die Modalitäten für das Erreichen der beiden Zielwerte für 2020 geeinigt. Für Pkw wurde ein Zielwert von 95 g CO₂/km für das Jahr 2021 (stufenweise Einführung ab 2020) und für LNF von 147 g CO₂/km festgelegt bzw. bestätigt.

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

Kraftfahrzeugsteuergesetz und Pkw-Verbrauchskennzeichnung

Auch die CO₂-orientierte Umstellung der Kraftfahrzeugsteuerbemessung, die Novellierung der Pkw-Verbrauchskennzeichnung sowie die Kennzeichnung von effizienten Reifen 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

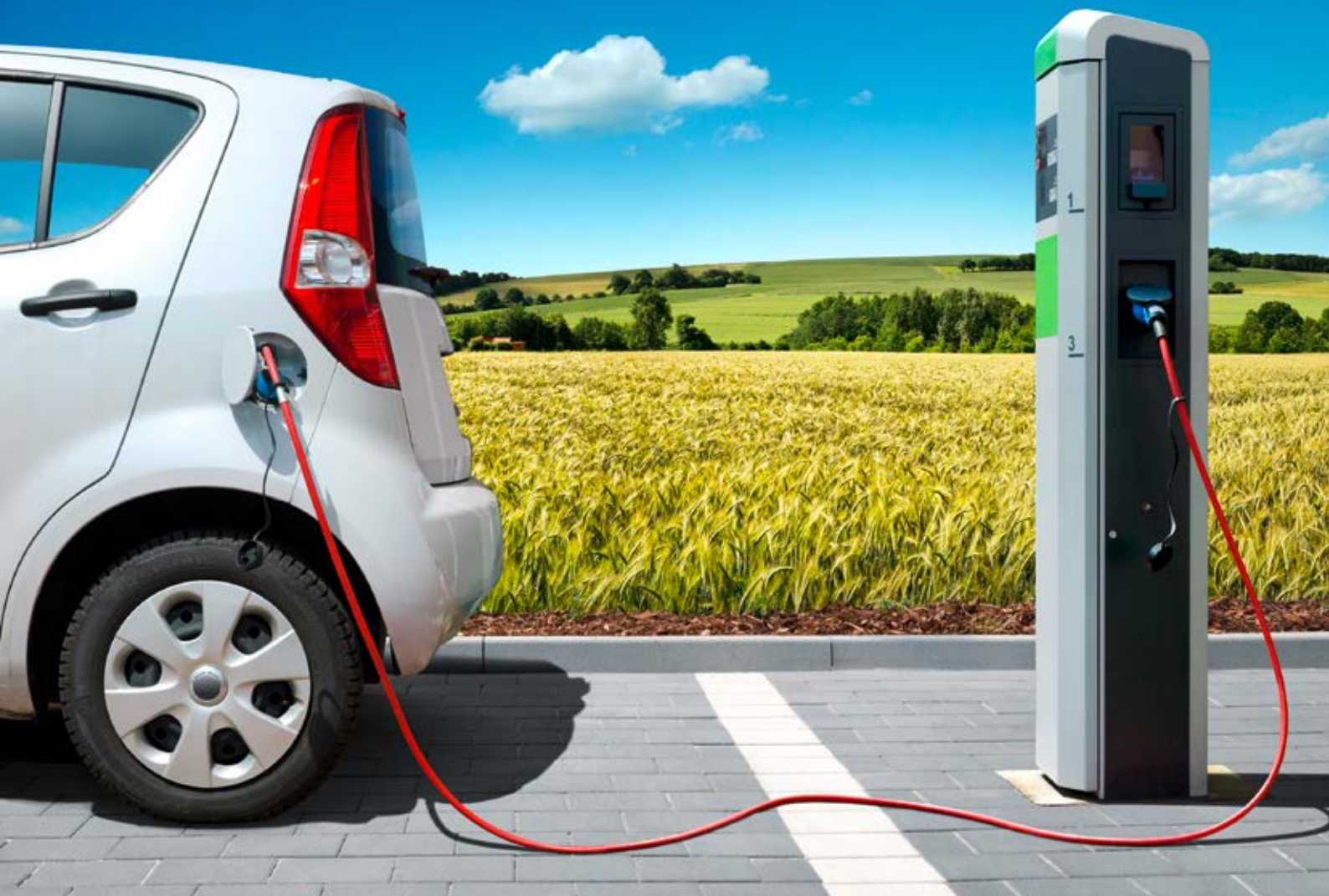
den Kauf von Personenkraftwagen mit geringem CO₂-Wert zu fördern, gilt für Erstzulassungen bis zum 31. Dezember 2011 bei der Berechnung des CO₂-basierten Steueranteils eine Freimenge von 120 Gramm je Kilometer (g/km). Die Freimenge wurde für Erstzulassungen ab dem 1. Januar 2012 auf 110 g/km gesenkt, eine weitere Absenkung auf 95 g/km erfolgt für Erstzulassungen ab dem 1. Januar 2014. Im Dezember 2012 sind Änderungen des Kraftfahrzeugsteuergesetzes als Bestandteil eines Verkehrssteueränderungsgesetzes in Kraft getreten. Diese umfassen 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 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 geregelt.

Die Novellierung der Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung ist am 1. Dezember 2011 in Kraft getreten. Danach sind neu zugelassene Personenkraftwagen in eine CO₂-Effizienzklasse (A+ bis G) einzustufen und zusammen mit weiteren Angaben, z. B. über den offiziellen Kraftstoffverbrauch, die offiziellen spezifischen CO₂-Emissionen und gegebenenfalls den offiziellen Stromverbrauch im kombinierten Testzyklus, anhand eines Informationsblatts (Label) zu kennzeichnen.

Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS)

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

Die Bundesregierung hat am 12. Juni 2013 eine unter Federführung des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung erarbeitete Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) beschlossen. Die MKS ist ein Beitrag des Verkehrsbereichs, um die im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele für den Sektor Verkehr umzusetzen. Die wesentlichen Voraussetzungen für das Erreichen der Ziele sind die Diversifizierung der Energiebasis des Verkehrs mit alternativen Kraftstoffen in Verbindung mit innovativen Antriebstechnologien, die weitere Steigerung der Energieeffizienz von Verbrennungsmotoren und die Optimierung der Verkehrsabläufe. Die MKS gibt dabei einen umfassenden Überblick über Technologien und Energie- und Kraftstoffoptionen für die unterschiedlichen Verkehrsträger. Außerdem will sie einen Beitrag dazu leisten, die Wissensbasis über die Energie- und Technologiefragen im Verkehrsbereich zu verbreitern, Rahmenbedingungen zu analysieren sowie Ziele zu priorisieren.



Die MKS mit Handlungshorizont bis 2050 soll als kontinuierliche, „lernende Strategie“ und als ein Umsetzungsinstrument für die Energiewende im Verkehr im Sinne der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie fortgesetzt werden. So können die Handlungsempfehlungen überprüft und künftige Entwicklungen bei der Umsetzung berücksichtigt werden.

Clean Power for Transport – eine Kraftstoffstrategie für Europa (CPT)

Der erfolgreiche Einsatz alternativer Kraftstoffe und innovativer Antriebe hängt von einer leistungsfähigen Infrastruktur für alternative Kraftstoffe bzw. Ladestationen für Elektromobilität ab. Das Thema Infrastruktur steht im Mittelpunkt des Richtlinienvorschlages der EU-Kommission „Clean Power for Transport – eine Kraftstoffstrategie für Europa“ (CPT) vom Januar 2013, der u.a. die Entwicklung und Implementierung gemeinsamer Standards für ganz Europa zum Ziel hat. Der Vorschlag besteht aus einer Mitteilung über eine europäische Strategie für alternative Kraftstoffe, einer Richtlinie zum Bereich Infrastruktur und technische Normen sowie einem Begleitpapier über einen Aktionsplan für die Entwicklung von Flüssigerdgas (LNG)

für die Schifffahrt. Kernvorschlag ist die Entwicklung und Implementierung gemeinsamer technischer Standards für ganz Europa, sowie ein Auftrag an die EU-Mitgliedsstaaten, einen „nationalen Strategieplan für Kraftstoffinfrastrukturen“ zu entwickeln. Die Bundesregierung teilt die Analyse der Kommission über Chancen und Herausforderungen alternativer Kraftstoffoptionen für eine zukunftsfähige Mobilität in Europa. Die Richtlinie steht kurz vor Verabschiedung (Stand: März 2014) und muss anschließend in nationales Recht umgesetzt werden.

Förderung der Elektromobilität mit Batterie bzw. Wasserstoff/Brennstoffzelle

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 Verkehrsbereich einzusetzen. Im Regierungsprogramm Elektromobilität von 2011 hat die Bundesregierung ein umfassendes Maßnahmenbündel beschlossen, mit dem die Markteinführung batterieelektrischer Fahrzeuge

beschleunigt werden soll. Das „Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ (NIP) wurde 2007 gemeinsam mit der Industrie und Wissenschaft zur Marktvorbereitung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie ins Leben gerufen.

Gesetz zur Umsetzung der Amtshilferichtlinie und Novelle der Dienstwagenbesteuerung

Das Gesetz zur Umsetzung der Amtshilferichtlinie sowie zur Änderung steuerlicher Vorschriften novelliert die Dienstwagenbesteuerung von Elektrofahrzeugen. Die im Rahmen des Gesetzes umgesetzte Änderung des Einkommensteuergesetzes bewirkt, dass die derzeit bestehenden steuerrechtlichen Wettbewerbsnachteile von als Dienstwagen eingesetzten Fahrzeugen mit Elektro- oder Hybridantrieb gegenüber konventionell angetriebenen Fahrzeugen beseitigt werden. Aufgrund der Tatsache, dass Elektrofahrzeuge wegen der noch hohen Batteriekosten in der Anschaffung teurer sind als konventionell angetriebene Fahrzeuge, ergibt sich aus der Nutzung eines solchen Dienstwagens derzeit für die Nutzer ein hoher geldwerter Vorteil, der sich steuerlich nachteilig auswirkt. Mit dem Gesetz werden rückwirkend zum 1. Januar 2013 die Listenpreise von Elektro- und Hybridfahrzeugen bei der Ermittlung des geldwerten Vorteils um einen nach der Batteriekapazität jährlich gestaffelten Abzugsbetrag gemindert, so dass es keine steuerlichen Nachteile mehr gegenüber konventionell angetriebenen Fahrzeugen gibt.

Maßnahmen zur Verschiebung der Verkehrsmittel-Anteile an der Verkehrsleistung

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 5. September 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 ist am 1. Januar 2013 in Kraft getreten. 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

Auch 2012 wurde deutlich, dass ein ambitionierter Klimaschutz einer der entscheidenden Treiber für den durch das Energiekonzept eingeleiteten Umbau der deutschen Energieversorgung sowie für die damit ausgelösten Innovationen und den technologischen Fortschritt ist. Deutschland strebt eine nationale Reduktion der klimaschädlichen Treibhausgase gegenüber dem Basisjahr 1990 von mindestens 40 Prozent bis 2020 sowie 80 bis 95 Prozent bis 2050 an. Damit gehen die nationalen deutschen Ziele über die internationalen und europäischen Anforderungen hinaus. Im Rahmen seiner internationalen Verpflichtung durch das Kyoto-Protokoll hat Deutschland im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 eine Minderung von insgesamt etwa 24 Prozent gegenüber dem Basisjahr erreicht. Damit hat Deutschland sein Kyotoziel (21 Prozent) übererfüllt. 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

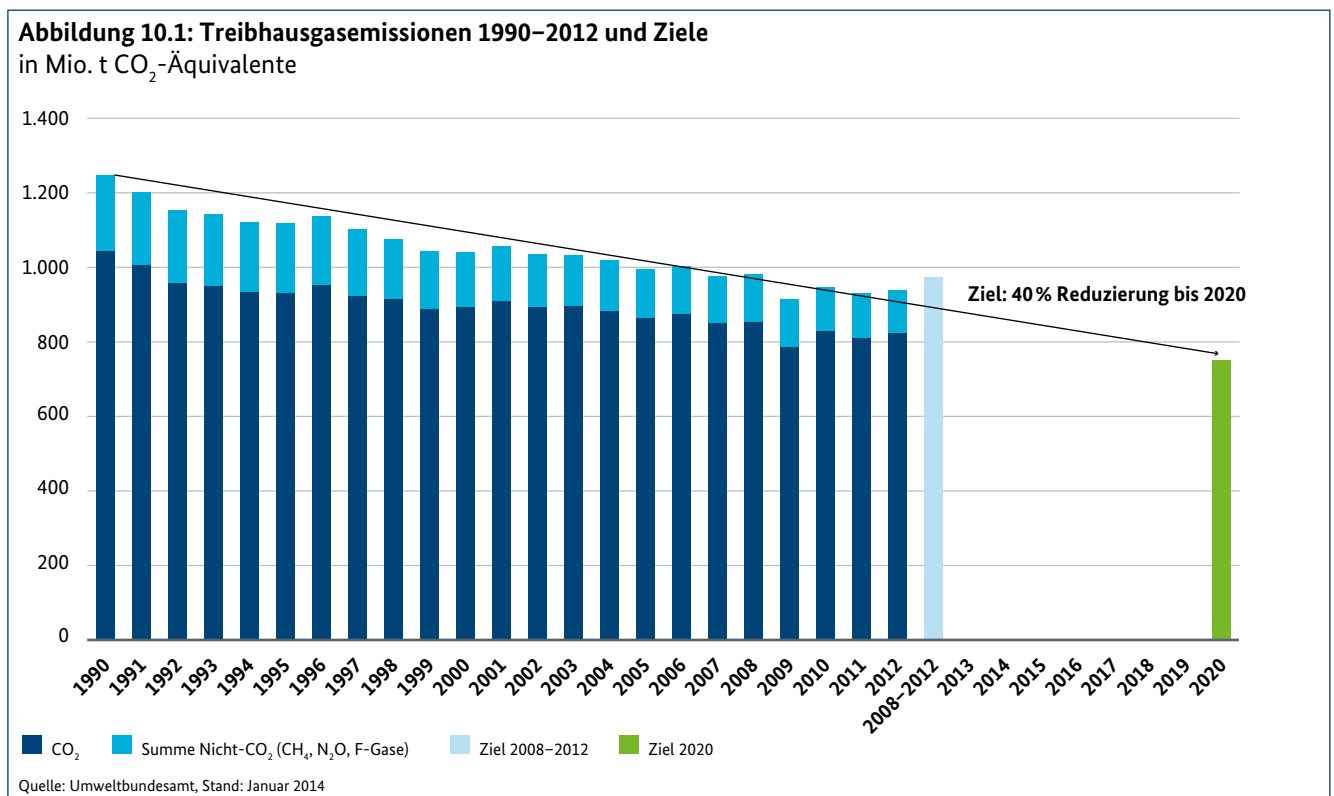
10.1.1 Entwicklung der CO₂-Emissionen sowie der Treibhausgasemissionen

Die klimaschädlichen Treibhausgase sollen gegenüber dem Basisjahr 1990 um mindestens 40 Prozent bis 2020 und um 80 bis 95 Prozent bis 2050 gesenkt werden.

Insgesamt konnte die Freisetzung von Treibhausgasen in Deutschland seit 1990 deutlich vermindert werden (Abbildung 10.1).

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) sanken bis 2012 um rund 308 Millionen Tonnen (Mio. t) beziehungsweise um 24,7 Prozent. Im selben Zeitraum sanken die energiebedingten Emissionen in allen Quellgruppen um insgesamt über 233 Millionen t CO₂-Äquivalente.

Gegenüber 2011 sind die Treibhausgasemissionen in Deutschland damit um 1,1 Prozent leicht gestiegen



(10 Millionen t CO₂-Äquivalente). Der Ausbau der erneuerbaren Energien konnte den Emissionsanstieg allerdings dämpfen. Durch erneuerbare Energien wurden in 2012 144,5 Millionen Tonnen CO₂ eingespart (siehe Kapitel 10.1.2).

Für die erhöhten Emissionen gibt es mehrere Gründe. Zum einen kam witterungsbedingt durch den relativ langen und kalten Winter beim Heizen von Häusern und Wohnungen mehr Gas und Heizöl zum Einsatz. Zum anderen wurde mehr Braun- und Steinkohle verstromt. Dies lag zum Teil daran, dass lange geplante neue Kohlekraftwerke in 2012 ans Netz gingen, während parallel einige – inzwischen stillgelegte – ältere Kraftwerke noch weiterliefen. Ein weiterer Einflussfaktor sind die gesunkenen Brennstoffkosten sowie der CO₂-Zertifikatspreis im Europäischen Emissionshandel, der von etwas mehr als 13,00 Euro im Jahr 2011 auf durchschnittlich etwa 7,47 Euro im Jahr 2012 sowie 4,34 Euro im Jahr 2013 weiter gesunken ist.

Deutschlands Zielsetzung im Kontext des EU-Klima- und Energierahmens für 2020

Der EU-Klima- und Energierahmen bis 2020 setzt sich u. a. zum Ziel, die Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union bis 2020 um 20 Prozent zu mindern.

Der Europäische Emissionshandel ist das zentrale Klimaschutzinstrument für den Energie- und Industriesektor in Europa. Als wichtiger Baustein des europäischen Klima- und Energierahmens für 2020 unterstützt er die Energiewende in Deutschland.

Der Emissionshandel erfasst die Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrien ab einem festgelegten Schwellenwert. 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 zum Stand im Jahr 2005 von 21 Prozent.

Für alle nicht am Emissionshandel teilnehmenden Bereiche wurde auf EU-Ebene beschlossen, die Emissionen bis 2020 um 10 Prozent gegenüber 2005 zu senken. 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.

Darüber hinaus hat sich Deutschland das nationale Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020 um insgesamt 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken.

Das 14-Prozent-Minderungsziel für die Bereiche außerhalb des Emissionshandels wird mit den beschlossenen Maßnahmen voraussichtlich erreicht.

Die Bundesregierung geht nach aktuellen Projektionen davon aus, dass durch die bisher beschlossenen und umgesetzten Maßnahmen bis 2020 eine Minderung der Treibhausgase bis zu 35 Prozent erreicht werden kann. Um das 40-Prozent-Ziel zu erreichen, sind gemäß dem im März 2013 vorgelegten Projektionsbericht, der den Rechtsbestand zum Oktober 2012 abbildet, weitere Maßnahmen erforderlich.

Auf EU-Ebene wird derzeit diskutiert, auf welchem Wege der Übergang in eine wettbewerbsfähige CO₂-arme Wirtschaft erreicht werden kann. Die EU verpflichtete sich bereits 2007/2008 auf das Klima- und Energiepaket „20-20-20-Ziele“: Bis zum Jahr 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 20 Prozent, ggf. 30 Prozent (siehe 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.

Darüber hinaus wird gegenwärtig auf europäischer Ebene die Weiterentwicklung des 2020-EU-Klima- und Energierahmens für die Zeit bis 2030 diskutiert.

Die Bundesregierung setzt sich innerhalb der Europäischen Union für eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 als Teil einer Zieltrias aus Treibhausgasreduktionen, Ausbau der erneuerbaren Energien und Energieeffizienz ein.

Die Erreichung ambitionierter europäischer Klimaschutzziele darf nicht zum Nachteil für energieintensive und im internationalen Wettbewerb stehende Industrien führen und ist so zu gestalten, dass carbon leakage vermieden wird. Die Bundesregierung hält daran fest, dem Klimaschutz einen zentralen Stellenwert in der Energiepolitik zuzumessen, und sieht es als eine ihrer Hauptaufgaben an, engagierten Klimaschutz zum Fortschrittmotor zu entwickeln und dabei Wohlstand und Wettbewerbsfähigkeit zu stärken.

Die Emissionsentwicklung im Einzelnen

In Deutschland entfielen nach vorläufigen Daten im Jahr 2012 ca. 87 Prozent des Treibhausgasausstoßes (von insgesamt 940 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten) auf Kohlendioxid, 5 Prozent auf Methan, 6 Prozent auf Lachgas und etwa ein Prozent auf die F-Gase. Die Emissionen pro Einwohner bezogen auf alle Treibhausgase sanken zwischen 1990 und 2012 von 15,7 Tonnen auf 11,5 Tonnen CO₂-Äquivalent, ein Rückgang von rund 27 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 Ersetzung 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;

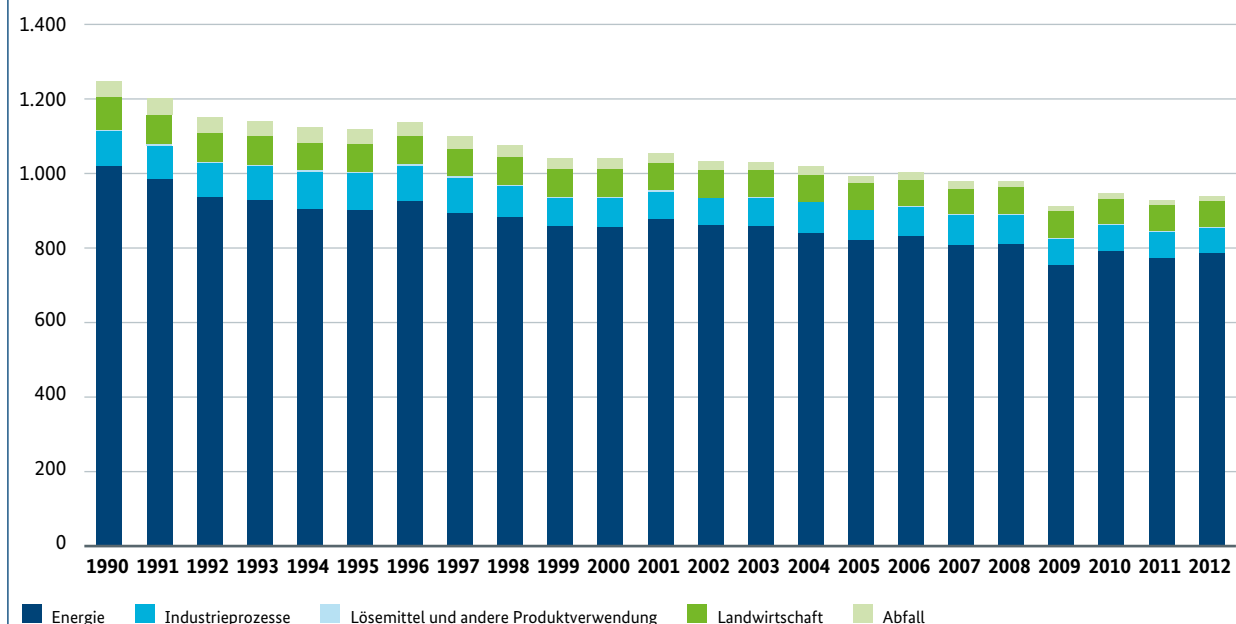
- industrieller Strukturwandel in Ostdeutschland in den 90er Jahren.

10.1.2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen

Auch in 2012 sind die energiebedingten Treibhausgasemissionen mit über 83 Prozent die bei weitem bedeutendste Quelle (siehe Abbildung 10.2). Diese Emissionen entstehen vornehmlich durch die Verbrennung fossiler Energieträger in Kraftwerken, Heizwerken und 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 2012 um fast 23 Prozent ab. Bei den verbrennungsbedingten Emissionen wurde dies durch Brennstoffumstellung, Erhöhung der Energieeffizienz und der technischen Wirkungsgrade erreicht. Bei den Methan-relevanten Verteilungsemissionen trug unter anderem die verstärkte Grubengasnutzung zum Rückgang der Emissionen bei.

Die Industrieprozesse sind weiterhin mit einem Anteil an den Gesamtemissionen von circa 7 Prozent die bedeutendste der anderen Quellkategorien, deren Gesamtemissionen gegenüber 1990 um fast 28 Prozent sanken (2011: 23 Prozent).

Abbildung 10.2: Entwicklung der Treibhausgase nach Quellgruppen in Deutschland
in Mio. t CO₂-Äquivalente



Quelle: Umweltbundesamt, Stand: Januar 2014

Die Landwirtschaft folgt mit einem relativ gleich bleibenden Anteil an den Treibhausgasemissionen von 6 bis 7 Prozent. Gegenüber 1990 sanken die Emissionen um knapp 22 Prozent (2011: 18 Prozent).

Die größte relative Minderung der Treibhausgas-Emissionen (ca. 67 Prozent; 2011: 73 Prozent) trat auch 2012 in der Abfallwirtschaft auf, so dass der Anteil an den Gesamtemissionen 2012 nur noch 1,5 Prozent betrug. Dies ist vor allem auf das gesetzliche Verbot der Deponierung von Abfällen zurückzuführen, aber auch auf eine effizientere Methangaseraffassung.

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).

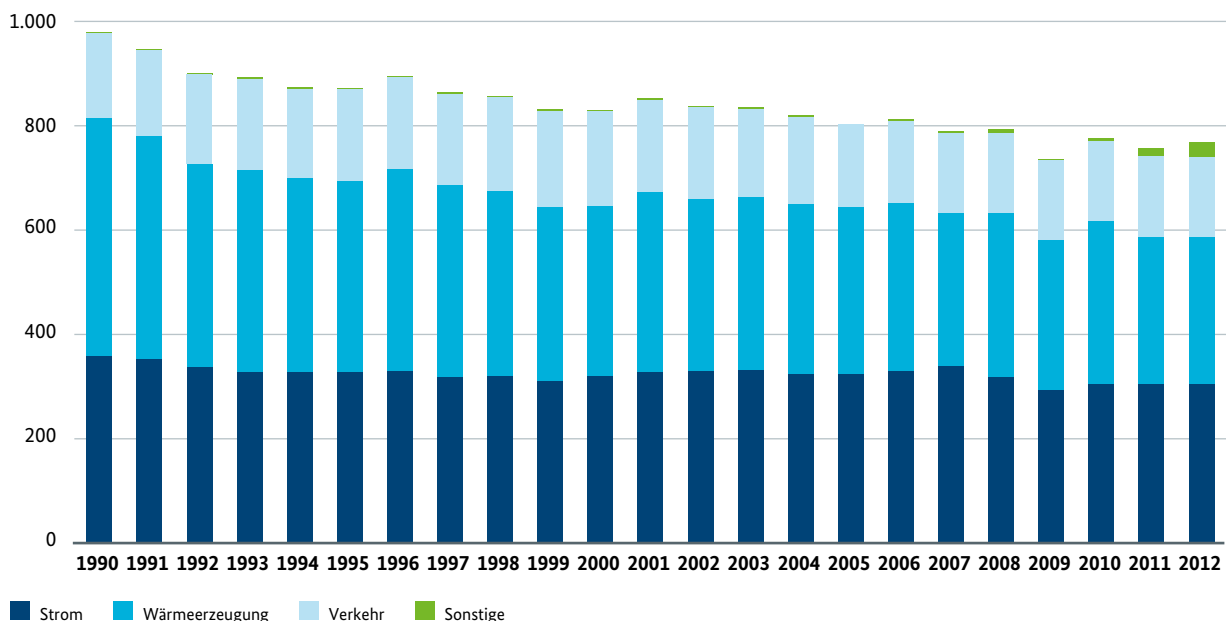
10.1.3 Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen

Auch 2012 war der Großteil der insgesamt etwa 768 Millionen Tonnen Kohlendioxid-Emissionen energiebedingt zustande gekommen. Abbildung 10.3 gibt die Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen nach den Bereichen Stromerzeugung, Wärmeerzeugung und Verkehr sowie Sonstiges (größtenteils Prozessemissionen aus der Industrie sowie Emissionen aus diffusen Quellen) wieder.

Der überwiegende Teil stammte aus dem Einsatz fossiler Brennstoffe zur Erzeugung von Strom und Wärme.

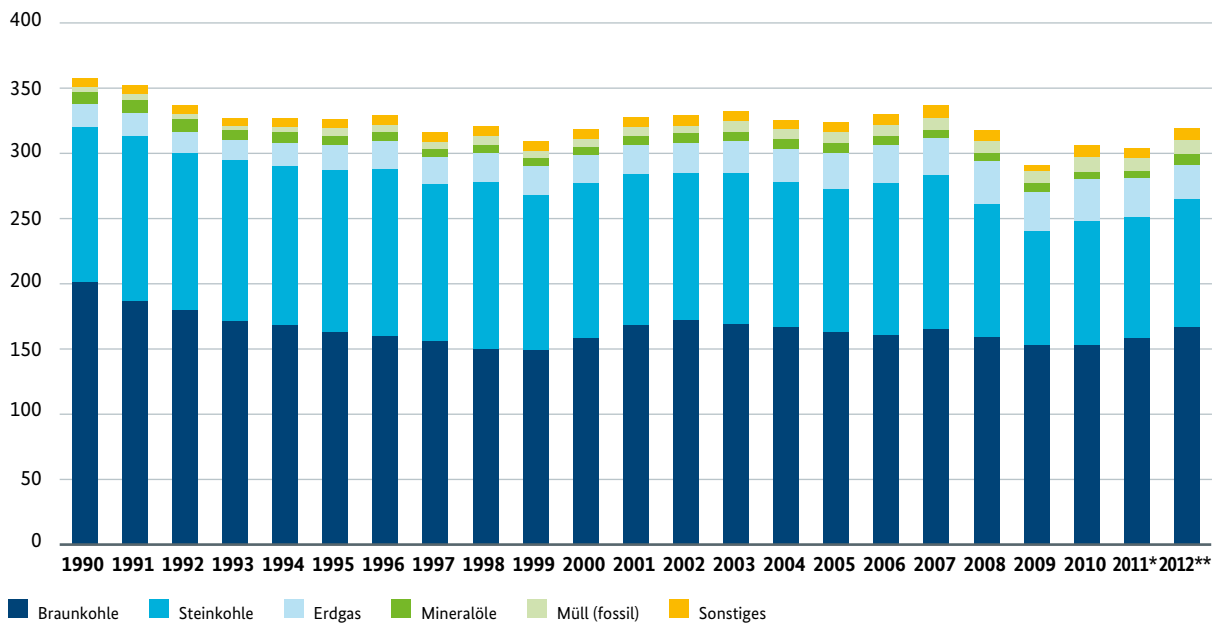
Abbildung 10.4 zeigt die direkten CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Energieträgern. Seit 2009 verzeichnen diese einen leichten Anstieg von insgesamt 292 Millionen Tonnen CO₂ auf voraussichtlich 317 Millionen Tonnen CO₂ in 2012. Dieser ist auf den vermehrten Einsatz von fossilen Energieträgern, insbesondere von Stein- und Braunkohle, zur Stromerzeugung zurückzuführen (siehe Kapitel 4). Mit einem derartigen Strommix wies Deutschlands Stromerzeugung im Jahr 2010 durchschnittliche Kohlendioxidemissionen (ohne Berücksichtigung des Stromhandelsaldos) von 546 g/kWh auf. Das entspricht einer Reduzierung der Kohlendioxidemissionen um ca. 26 Prozent pro Kilowattstunde Strom von 1990 bis 2010. Im Jahr 2012 betragen die durchschnittlichen Kohlendioxidemissionen aus der Stromerzeugung auf Basis vorläufiger Daten (ohne Berücksichtigung des Stromhandelsaldos) 576 g/kWh. Das entspricht einer Reduzierung der Kohlendioxidemissionen um ca. 25 Prozent pro Kilowattstunde Strom von 1990 bis 2012. Damit ist für die Jahre 2011 und 2012 auf Basis der vorläufigen Daten trotz deutlichen Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein Wiederanstieg zu verzeichnen, der auf einen vermehrten Einsatz fossiler Brennstoffe (und innerhalb dieser mehr Kohle als Erdgas) zur Stromerzeugung zurückgeführt werden kann (siehe UBA 2013). Die Gründe sind unter Kapitel 10.1.1. erläutert worden (Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken, CO₂-Zertifikatepreis, Weltmarktpreis für Steinkohle).

Abbildung 10.3: Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen
in Mio. t



Quelle: Umweltbundesamt 2013/2014

Abbildung 10.4: Direkte CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung
in Mio. t CO₂



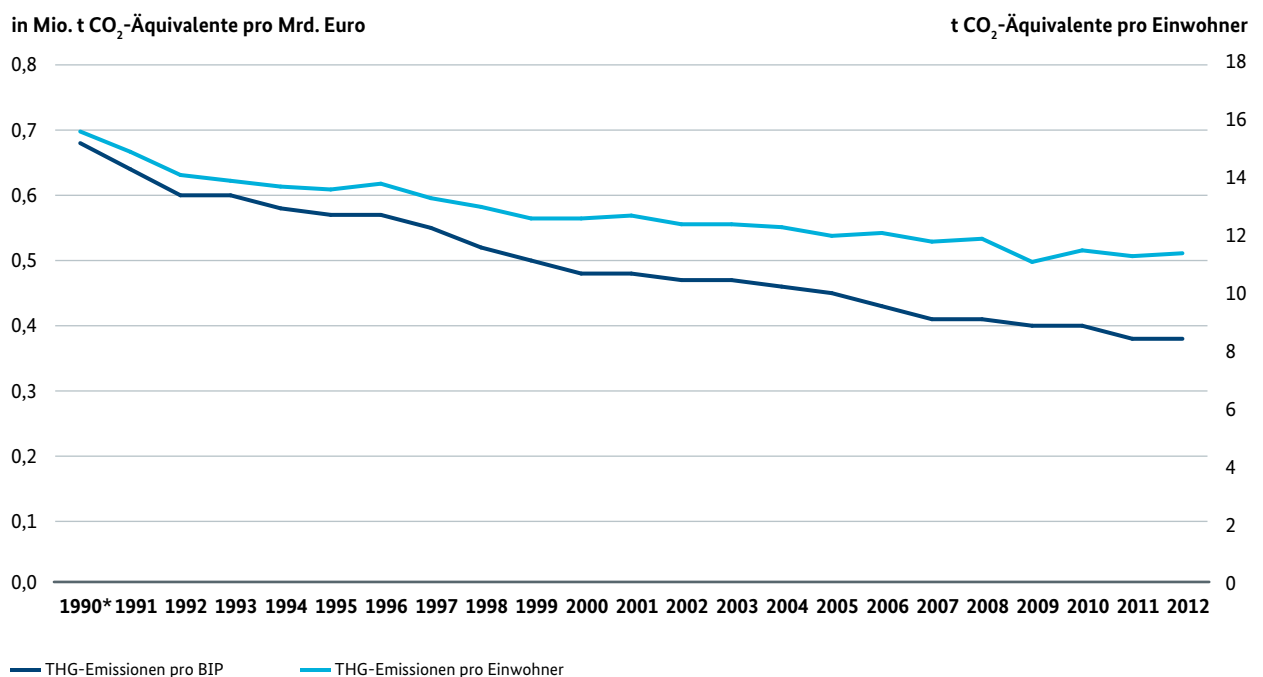
Quelle: Umweltbundesamt, Stand: März 2013, * vorläufige Werte, ** geschätzte Werte

10.1.4 Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Bezug zur Bevölkerung und dem BIP

Trotz eines kontinuierlich steigenden Bruttoinlandsprodukts (BIP) und eines leichten Bevölkerungszuwachses seit 1990 sind die Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 1990 und 2012 deutlich gesunken (siehe Abbildung 10.5).

Während 1990 pro Milliarde Euro BIP rund 0,68 Mio. t CO₂-Äquivalente an Treibhausgasen freigesetzt wurden, waren es im Jahr 2012 nur noch 0,38 Mio. t CO₂-Äquivalente. Bei den Emissionen pro Einwohner ist zwischen 1990 und 2012 ein Rückgang von 15,7 auf 11,5 t CO₂-Äquivalente pro Einwohner festzustellen. Kapitel 10.1.1 nennt die wichtigsten Gründe für die Emissionsminderungen der letzten Jahrzehnte.

Abbildung 10.5: Entwicklung der Treibhausgasemissionen relativ zu Bevölkerung und BIP



Quelle: Umweltbundesamt, Statistisches Bundesamt 2013, Stand: Januar 2014, * Schätzung des Statistischen Bundesamts

10.2 Vermiedene Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland hat signifikant zur Treibhausgasemissionsminderung in Deutschland beigetragen.

Wie schon 2011 hat auch 2012 der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor wesentlich zur Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen und damit zum Erreichen der Klimaschutzziele beigetragen (siehe Abbildung 10.6).

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 Energien ersetzten konventionellen Energieträger werden dabei diejenigen Emissionen gegenübergestellt, die aus den Vorketten und dem Betrieb der regenerativen Energieerzeugungsanlagen stammen. Im Jahr 2012 wurden insgesamt 144,6 Mio. t CO₂-Äquivalente durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermieden (siehe Abbildung 10.6). Davon entfielen 101,8 Mio. t auf den Strom-, 37,2 Mio. t auf den Wärme- und 5,6 Mio. t CO₂-Äquivalente auf den Verkehrssektor. Etwa die Hälfte dieser Emissionsvermeidung (ca. 65,4 Mio. t CO₂-Äquivalente) wurde durch den Einsatz von fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse in allen drei Sektoren erzielt, etwas mehr als ein weiteres Viertel (39,6 Mio. t bzw. 27 Prozent)

durch den Einsatz von Windenergie, etwa ein Achtel durch Wasserkraft (17,9 Mio. t CO₂-Äquivalente) und weitere 18,9 Mio. t CO₂-Äquivalente durch Photovoltaik.

10.3 Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele

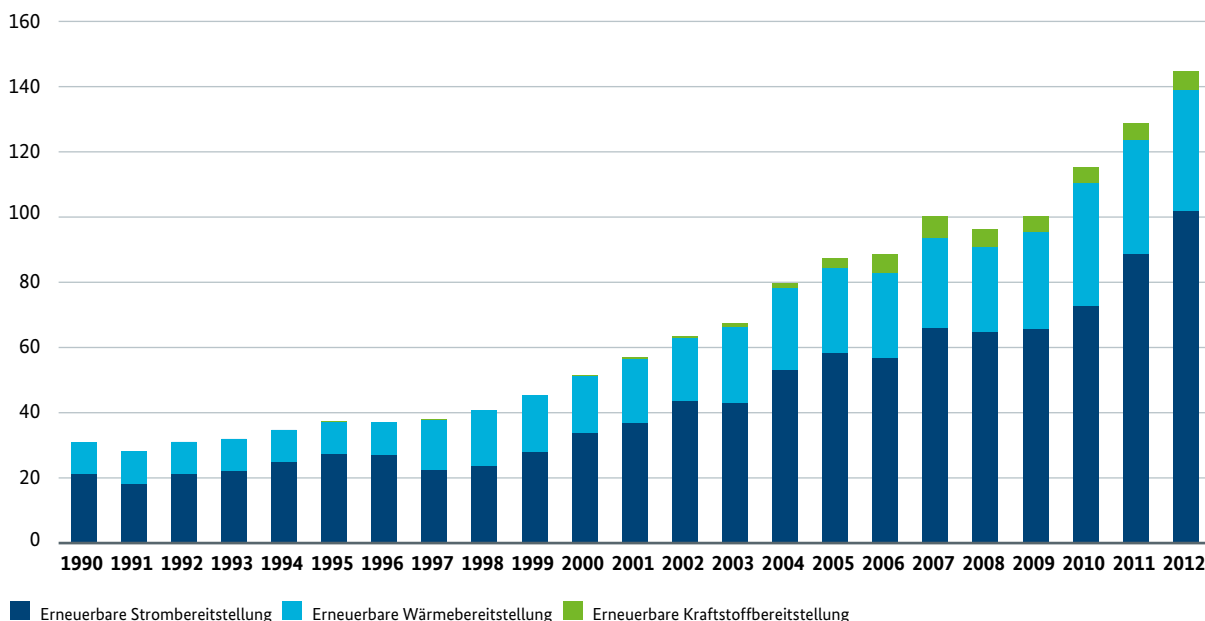
Zu den wichtigsten nationalen Maßnahmen, die bereits umgesetzt wurden und einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung des Klimaschutzzieles leisten und in Zukunft leisten werden, gehören unter anderem:

Maßnahmen im Stromsektor:

Wichtige Initiativen der Bundesregierung auf diesem Weg waren bisher insbesondere:

- Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (2012) und Flankierung durch entsprechende Instrumente (siehe Kapitel 6.8.1).
- Die sog. PV-Novelle (2012) zur weiteren Absenkung der Vergütungssätze für Photovoltaik-Anlagen und zur Verstärkung des Photovoltaik-Ausbaus (siehe Kapitel 6.7.1).
- Die Entschädigungsregelung für Offshore-Windanlagen, die aufgrund von Verzögerungen oder Störungen der Netzanbindung keine Einspeisevergütung erzielen können.

Abbildung 10.6: Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien vermiedene Treibhausgasemissionen in Mio. t CO₂-Äquivalente



Quelle: BMU, AGEE-Stat, Stand: Dezember 2013

- Der Offshore-Netzentwicklungsplan für eine koordinierte und effiziente Netzanbindung von Offshore-Windparks in einem geordneten Verfahren.
- Die Clusteranbindung von Offshore-Windparks als Regelfall (siehe Kapitel 6.7.1).
- Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren von länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen.
- Das Bundesbedarfsplangesetz (2012), das vorrangige Ausbauprojekte auf Höchstspannungsebene verbindlich festlegt. Der konkrete Verlauf der Leitungen sowie die Standorte von Nebenanlagen (z. B. Konverter) werden in den nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren ermittelt.
- Die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten zur Erhöhung der Flexibilität der Netznutzung und zur Netzstabilisierung.
- Das sog. Wintergesetz, das übergangsweise Versorgungsengpässen durch fehlende Netzkapazitäten, insbesondere in den Wintermonaten, entgegenwirken soll, indem Reservekapazitäten bereitgehalten werden.
- Die Reservekraftwerksverordnung, welche die seit 2011/2012 bestehende Praxis der vertraglichen Bindung von Reservekraftwerken sowie den Umgang mit geplanten Stilllegungen systemrelevanter Anlagen systematisieren und kodifizieren soll, um Transparenz und Planungssicherheit zu verbessern.
- Das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz 2012.

Zudem wurden verschiedene Maßnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz ergriffen, wie unter anderem die EG-Ökodesign-Richtlinie. Ergänzend anzumerken ist, dass mit der bereits 2003 abgeschlossenen sogenannten ökologischen Steuerreform schon vor dem Energiekonzept aus dem Jahr 2010 Anreize gesetzt wurden, den Energieverbrauch zu mindern, sowie Anstöße für die Entwicklung von umweltfreundlichen und Ressourcen schonenden Verfahren und Technologien gegeben wurden.

Maßnahmen 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.

Maßnahmen im Verkehrsbereich

Etwa ein Sechstel der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen (ca. 16,7 Prozent) entfiel 2012 auf den Verkehrssektor. Maßnahmen wie die CO₂-Strategie der EU oder der Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität sollen helfen, die Emissionen dieses Sektors langfristig zu senken (siehe Kapitel 9.2).

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 umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung sowie (bis einschließlich 2013) 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 Gebäude- und Stadtanierung
- nationaler Klimaschutz,
- internationaler Klima- und Umweltschutz,
- Entwicklung der Elektromobilität,
- Ausgleich emissionshandelsbedingter Strompreiserhöhungen.

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. Seit Februar 2012 sind die Einnahmen aus dem Emissionshandel allerdings erheblich gesunken. Anstelle der kalkulierten 17 Euro lag der Preis bei rund 7,47 Euro für CO₂-Zertifikate (siehe Kapitel 11.1). Folglich fielen die



Einnahmen als auch die Ausgaben des Fonds erheblich hinter die ursprünglichen Planungen zurück. Im April 2013 wurde aufgrund der weiterhin zu erwartenden niedrigen Einnahmen entschieden, dass die staatliche Förderbank KfW den unterfinanzierten EKF im laufenden Jahr einmalig mit rund 300 Millionen Euro entlasten soll.

Die Nationale Klimaschutzinitiative (NKI) dient neben dem europäischen Emissionshandelssystem als ein weiteres Instrument zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele. Dazu zählen auch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz. Diese werden zu einem Großteil aus dem EKF finanziert. Sie baut Hemmnisse zum Ausschöpfen großer Minderungspotenziale dort ab, wo der Emissionshandel nicht greift. Um alle gesellschaftlichen Akteure einzubinden, hat die NKI einen breiten Ansatz mit den zielgruppenorientierten Schwerpunkten Kommunen, Wirtschaft, Verbraucher und Bildung. Dazu fördert sie Konzepte und deren Umsetzung, die beschleunigte Marktdurchdringung von Klimaschutztechnologien sowie innovative Projekte für Information, Qualifizierung, Beratung und Vernetzung.

Die aktuellen Zahlen der NKI zeigen, dass insbesondere die Förderung im Rahmen der Kommunalrichtlinie große Akzeptanz findet. So wurden im Antragsfenster 2013 3.163 neue Projektanträge eingereicht. Insgesamt wurden bisher etwa 3.500 Klimaschutzprojekte in 2.200 Kommunen gefördert. Etwa jede vierte Kommune in Deutschland ist also bereits aktiv in die Strategie zur Umsetzung der NKI eingebunden.

Aus Mitteln der NKI werden auch die Förderprogramme „Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen an Kälte- und Klimaanlage in Unternehmen“ sowie „Richtlinien zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kWel (Mini-KWK)“ finanziert. Diese Investitionsprogramme tragen zur nationalen Energieeffizienzpolitik bei.

Am 1. Januar 2013 startete die gemeinsam von den Bundesministerien für Wirtschaft und Technologie sowie Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit mit den Partnern Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK) sowie Zentralverband des Deutschen Handwerks (ZDH) ins Leben gerufene „Mittelstandsinitiative Energiewende“. Diese Initiative setzt auf Beratung, Qualifikation und Erfahrungsaustausch, um die mittelständischen Unternehmen und das Handwerk dabei zu unterstützen, die Chancen der Energiewende zu erkennen und zu ergreifen. Im Fokus steht dabei die betriebliche Energieeffizienz – hier gibt es eine Vielzahl rentabler Energieeffizienzpotenziale, deren Hebung einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele darstellen kann. Die wichtigste Anlaufstelle für ratsuchende Mittelständler und andere Interessierte ist die von DIHK und ZDH getragene Servicestelle.

Die Evaluation der NKI vom Oktober 2012 zeigt, dass diese in den Jahren 2008 bis 2011 insgesamt Treibhausgasemissionen von ca. 1,4 Mio. t CO₂-Äquivalenten vermieden hat. Innerhalb dieses Zeitraums ist die Vermeidungswirkung der NKI deutlich gestiegen.

Im Oktober 2012 und August 2013 sind ferner die Förderprogramme „Hocheffiziente Querschnittstechnologien“ sowie „Energiemanagementsysteme“ gestartet. Die beiden Förderprogramme werden aus dem Energieeffizienzfonds des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie finanziert. Bei dem Förderprogramm der Energiemanagementsysteme werden die Erstzertifizierung eines Energiemanagementsystems nach DIN EN ISO 50001, die Erstzertifizierung eines Energiecontrollings sowie die Kosten für den Erwerb von Mess-, Zähler- und Sensoriktechnik sowie von Software für Energiemanagementsysteme bezuschusst.

Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich Klimaschutztechnologien und Erneuerbare Energien

Die Forschungsförderung des Bundesumweltministeriums unterstützt, teilweise aus Mitteln des Energie- und Klimafonds, Technologieentwicklungen für eine klimaschonende, sichere und kostengünstige Energieversorgung. Die Projektförderung fokussiert dabei auf anwendungsorientierte Forschung und Entwicklung. Das Spektrum reicht von den Erzeugungstechnologien (Wind, Solar, Geothermie) bis hin zu Technologien, die für den Umbau hin zu einem Energieversorgungssystem auf Basis erneuerbarer Energien von zentraler Bedeutung sind, also insbesondere Netze und Speicher. Gefördert werden qualitativ herausragende Projekte, die dazu beitragen, das Energieversorgungssystem auf einen klimaschonenden Hauptanteil erneuerbarer Energien umzustellen, die Kosten der erneuerbaren Energien weiter zu senken, die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen in diesen globalen Zukunftsmärkten zu steigern und die Umwelt- und Naturverträglichkeit der Technologien zu verbessern. Dabei kooperiert das Bundesumweltministerium anlassbezogen mit anderen Bundesministerien, um Forschungsmittel bei übergreifenden Themen zu bündeln. Aktuell (November 2013) fördert das Bundesumweltministerium rund 970 laufende Projekte mit einem Fördervolumen von insgesamt rund 900 Millionen Euro.

Emissionshandel

Der Emissionshandel ist ein wichtiges übergreifendes Klimaschutzinstrument für den Energie- und Industriesektor 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 (siehe Kapitel 10.1.1).

Insbesondere die Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise, die Nutzung von internationalen Projektgutschriften haben in den letzten Jahren zu einem Überangebot an Emissionshandelszertifikaten und damit zu einem deutlichen Preisverfall geführt. Zudem gibt es Wechselwirkungen mit anderen energie- und klimapolitischen Instrumenten, die jedoch bei der Zielbestimmung des Emissionshandelssystems berücksichtigt wurden und auch künftig berücksichtigt werden müssen.

Nach der jüngst beschlossenen Änderung der EU-Emissionshandels-Richtlinie zum sog. „Backloading“ wird das Angebot für Emissionshandelszertifikate um 900 Millionen Tonnen

CO₂ temporär verknappt und die entnommenen Mengen werden in den Jahren 2019 und 2020 wieder in den Markt gebracht.

Die EU-Kommission hat am 5. September 2013 ihre Entscheidung zu den vorgesehenen kostenlosen Zuteilungen für die Handelsperiode 2013 bis 2020 veröffentlicht. Danach hat Deutschland die Auflage erhalten, einzelne Zuteilungsmengen anzupassen. Darüber hinaus hat die EU-Kommission den nach der Emissionshandels-Richtlinie vorgesehenen Korrekturfaktor bekannt gegeben, der auf alle vorläufigen Zuteilungsmengen angewendet wird, um das für Industrieanlagen vorgesehene Budget an Zertifikaten einzuhalten. Durch Anwendung dieses Korrekturfaktors werden die vorgesehenen Zuteilungsmengen für das Jahr 2013 um knapp 6 Prozent gekürzt. Diese Kürzung steigt bis 2020 stufenweise auf 17,5 Prozent.

Darüber hinaus hat die EU-Kommission im Juli 2012 einen Bericht zur Entwicklung des europäischen Kohlenstoffmarktes vorgelegt, indem sie sechs Optionen zur Reform des EU-Emissionshandels vorstellt. Die Vorschläge reichen von der Löschung eines Teils der Überschüsse über die Verschärfung des Reduktionspfads bis zu einem Flexibilisierungsmechanismus für die angebotene Zertifikatmenge.

Auf europäischer Ebene gibt es noch keinerlei Festlegung auf eine dieser Maßnahmen, die ohnehin erst nach der Konstituierung des nächsten Europäischen Parlaments umgesetzt werden könnte.

Die Diskussion um eine mögliche Reform des EU-Emissionshandels ist auch im Kontext der Weiterentwicklung des EU-Klima- und Energierahmens bis 2030 zu sehen.

Internationale Aktivitäten

Die Energiewende hat eine sichtbare außenpolitische Komponente und ist ein wichtiges Element in unserem Bemühen zum Abschluss eines neuen, ambitionierten Klimaschutzabkommens bis 2015. Mit der Internationalen Klimaschutzinitiative (IKI) fördert das Bundesumweltministerium in ausgewählten Entwicklungs-, Schwellen- und Transformationsländern Projekte zur Minderung der Treibhausgasemissionen und zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels. Die IKI finanziert Maßnahmen zu Technologiekooperation, Politikberatung und Kapazitätsaufbau sowie die konkrete Implementierung von Klimaschutzmaßnahmen. Eine Anzahl von IKI-Projekten setzt dabei auf die intensiviertere bilaterale Zusammenarbeit über fachliche und politische Dialogprozesse zu nationalen Klimastrategien mit Partnerländern (u. a. mit Mexiko, Südafrika, China, Thailand, Philippinen).

11. Energiepreise und Energiekosten

Der generelle Trend steigender Rohstoffpreise setzte sich auch im Jahr 2012 weiter fort. Die Höchststände bei internationalen Rohölpreisen übertrugen sich in teils kräftige Preisanstiege bei Heizöl und Kraftstoffen. Trotz international deutlich steigender Gaspreise blieben die Gaspreise in Deutschland relativ stabil. Die Steinkohlepreise sanken leicht. Die CO₂-Zertifikatpreise sind 2012 weiter zurückgegangen. Die Börsen-Strompreise sind im Jahresdurchschnitt verglichen mit dem Vorjahr erneut gesunken. Ein wichtiger Grund war auch der weitere Anstieg des Erneuerbaren-Stromangebotes. Die Endpreise sind demgegenüber im Strombereich – auch vor dem Hintergrund höherer staatlich veranlasster Preisbestandteile – sowohl für private Haushalte als auch für die meisten Gewerbe- und Industriekunden gestiegen. Die Energiekosten der Haushalte und Unternehmen erhöhten sich sowohl absolut als auch für Haushalte anteilig am Einkommen. Gesamtwirtschaftlich sind die Energieausgaben in Relation zum Bruttoinlandsprodukt leicht gestiegen. Die Stromausgaben der deutschen Volkswirtschaft in Relation zum Bruttoinlandsprodukt bewegen sich auf dem Niveau von 1992. Angesichts dieser Preis- und Kostenentwicklung bleibt die Sicherung wettbewerbsfähiger und bezahlbarer Energiepreise ein zentrales Element der Energiepolitik.

Maßnahmen für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung in Deutschland müssen gegebene nationale und internationale Preis- und Kostenentwicklungen berücksichtigen. Einzelne Maßnahmen können zugleich relevanter Einflussfaktor für derartige Entwicklungen sein.

Grund für den Kostenanstieg in einzelnen Bereichen waren zum einen höhere Rohstoffkosten, aber auch für den Strombereich die gestiegene EEG-Umlage sowie höhere Netzentgelte. Die Bundesregierung wird beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien die Kosteneffizienz erhöhen. Zusammen mit der Steigerung der Energieeffizienz werden die erneuerbaren Energien die Auswirkungen von Preis-

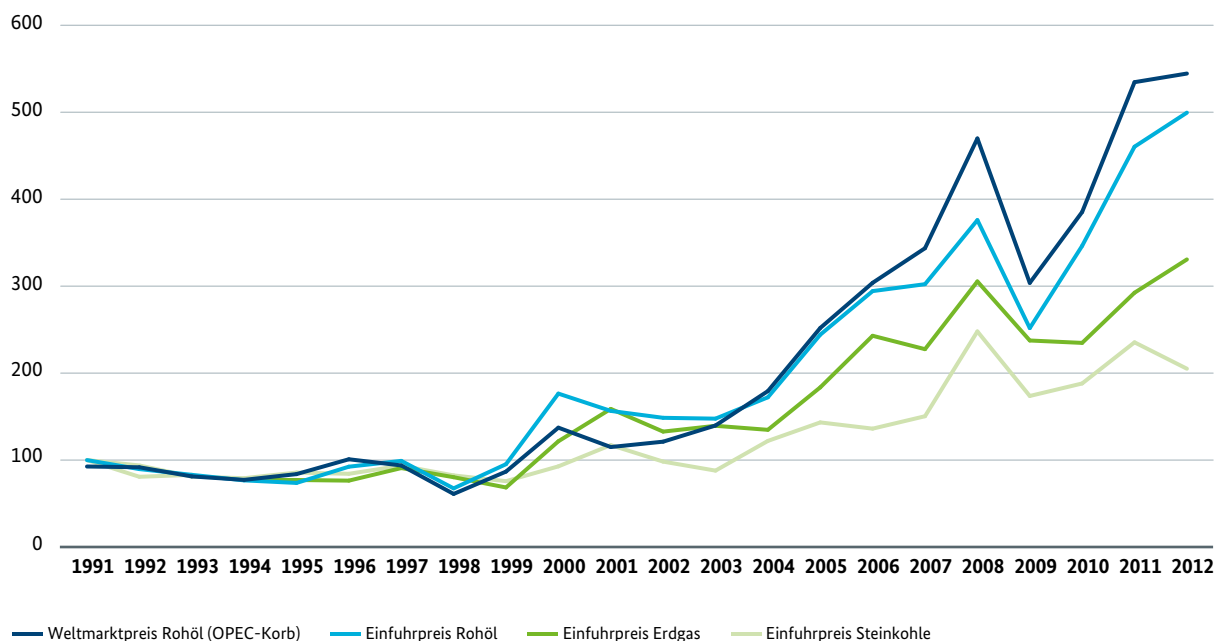
schwankungen auf den internationalen Energiemärkten reduzieren und auch zur Versorgungssicherheit beitragen.

11.1 Energiepreise

11.1.1 International gehandelte, energetische Rohstoffe, Emissionszertifikate

Die für die Endverbraucher in Deutschland maßgeblichen Energiepreise sind wesentlich von der Entwicklung der europäischen und internationalen Preise für die energetischen Rohstoffe Öl, Gas und Steinkohle beeinflusst.

Abbildung 11.1: Weltmarkt- und Einfuhrpreise für energetische Rohstoffe
Index 1991 = 100



Quelle: BMWi, BAFA, MWV

Abbildung 11.2: Entwicklung der CO₂-Preise
in Euro/t CO₂



Die Preise für die energetischen Rohstoffe folgen seit der Jahrtausendwende einem deutlich steigenden Trend. Vorausgegangen war eine Phase einer relativ stabilen Preisentwicklung in den 1990er Jahren (siehe Abbildung 11.1). Die weltweit wachsende Nachfrage nach energetischen Rohstoffen ist ein wesentlicher Grund für die zu beobachtenden Preiserhöhungen. Nachdem die Preise 2008 im Zuge der weltweiten Wirtschaftskrise 2008/2009 um über 30 Prozent gefallen waren, sind die Preise für Öl und Gas bis zum Jahr 2012 wieder gestiegen. Aufgrund vertraglicher Bindungen des Gaspreises an den Ölpreis folgen die Gaspreise teilweise den Ölpreisen. Diese Bindung ist in den letzten Jahren schwächer geworden. Grund sind unter anderem die erheblichen Neuerschließungen unkonventioneller Gasquellen in Nordamerika.

Die Rohölpreise erreichten im Jahr 2012 einen weiteren historischen Höchststand, auch wenn sich der Preisanstieg gegenüber dem Vorjahr verlangsamt hat. Der Preis pro Barrel Öl (OPEC-Korb) lag mit durchschnittlich 109,50 Dollar/bbl (Einfuhrpreis: 643,24 Euro/t) um rund 2 Prozent höher als im Jahr 2011 (107,46 Dollar/bbl). Im ersten Halbjahr 2013 ging der Preis leicht zurück auf durchschnittlich 105,20 Dollar/bbl (Einfuhrpreis: 615,10 Euro/t).

Auch beim Gas wurde ein neuer Höchststand verzeichnet. Der deutsche Grenzübergangspreis für Gas lag im Jahr 2012 im Durchschnitt bei 8.118 Euro/TJ. Dies stellt eine weitere Preissteigerung um 12,2 Prozent gegenüber dem Jahr 2011 dar. Sie fällt jedoch geringer aus als im Vorjahr (26,4 Prozent). Im ersten Halbjahr 2013 lag der Gaspreis mit durchschnittlich 7.803 Euro/TJ unter dem Vorjahresniveau.

Die Einfuhrpreise für Steinkohle nach Deutschland sind im Jahr 2012 erstmals seit 2009 wieder gesunken. Sie lagen mit durchschnittlich 92,98 Euro/t SKE um 12,9 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 106,80 Euro/t SKE. Im ersten Quartal 2013 setzte sich der Trend sinkender Einfuhrpreise fort (84,03 Euro/t SKE).

Die internationalen Preistrends für energetische Rohstoffe sind ein Treiber der beobachtbaren Energiepreis- und Energiekostensteigerungen für Endverbraucher in Deutschland. Energieversorgungsunternehmen entstehen neben Rohstoffbeschaffungskosten auch Kosten für Emissionszertifikate. In der Folge der im Jahr 2008 einsetzenden weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise brachen die Nachfrage und damit auch die Preise für EU-Emissionszertifikate (Spotmarkt EEX) innerhalb eines halben Jahres um rund 43 Prozent ein. Seit Mitte des Jahres 2011 zeichnete sich zunehmend klarer ab, wie hoch die angelaufenen Überschüsse aufgrund der Krise und der gleichzeitig intensiven Nutzung von Offset-Zertifikaten sind bzw. mit welchen Überschüssen in den kommenden Jahren zu rechnen ist. Nach etwas mehr als 13,00 Euro/t CO₂ im Jahr 2011 sank der Preis auf circa 7,47 Euro/t CO₂ im Jahresdurchschnitt 2012. Im Jahr 2013 lag der Preis bei durchschnittlich 4,34 Euro/t CO₂ (siehe Abbildung 11.2).

Die Bundesregierung setzt sich für einen wirksamen Emissionshandel auf europäischer Ebene ein. Dabei muss die Reduzierung der emittierten Treibhausgasmengen zentrales Ziel des Emissionshandels bleiben. Zudem gibt es Wechselwirkungen mit anderen energie- und klimapolitischen Instrumenten, die bei der Zielbestimmung des Emissions-

handelssysteme berücksichtigt wurden und auch künftig berücksichtigt werden müssen. Korrekturen sollten grundsätzlich nur erfolgen, wenn die Ziele zur Minderung der Treibhausgase nicht erreicht werden (siehe Kapitel 10).

11.1.2 Erdgas

Der Endverbraucherpreis für Gas ist gegenüber dem Jahr 2011 weiter gestiegen. Der durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden in Deutschland belief sich im Jahr 2012 auf 7,03 ct/kWh (siehe Tabelle 11.1). Gaspreise für Haushalte lagen damit im Jahresdurchschnitt um 0,37 ct/kWh (5,6 Prozent) höher als im Vorjahr. Im ersten Halbjahr 2013 lagen die Preise im Durchschnitt bei 7,11 ct/kWh. Inflationbereinigt sind die Gaspreise für Haushalte in den vergangenen Jahren jedoch relativ konstant geblieben. Der durchschnittliche Gaspreis für Gewerbe- und Industriekunden (Verbrauch zwischen 100.000 und 1.000.000 GJ/Jahr) ist gegenüber dem Vorjahr leicht um 1,7 Prozent gefallen. Mit durchschnittlich 4,00 ct/kWh lag der Gewerbegaspreis 0,07 ct/kWh unter dem Vorjahresdurchschnitt.

11.1.3 Mineralölprodukte

Im Jahr 2012 kam es bei allen Mineralölprodukten zu weiteren Preissteigerungen, wenn auch in geringerem Umfang als im Vorjahr. Die Haushaltspreise für leichtes Heizöl lagen im Jahresdurchschnitt 2012 bei 88,8 Euro/100 l und damit um 8,8 Prozent höher als im Jahr 2011. Die Preise für Benzin- und Super-Kraftstoffe erhöhten sich ebenfalls. Im Jahresdurchschnitt 2012 lagen sie bei 1,65 Euro/l und damit um 5,8 Prozent höher als im Jahr 2011. Die Preise für Super-Plus-Kraftstoffe verteuerten sich um 4,7 Prozent auf durchschnittlich 1,68 Euro/l. Die Preise für Diesel-Kraftstoffe stiegen um 6,5 Prozent auf 1,49 Euro/l. Auch inflationbereinigt kam es in den vergangenen Jahren zu einem Preisanstieg bei den Mineralölprodukten.

11.1.4 Strom

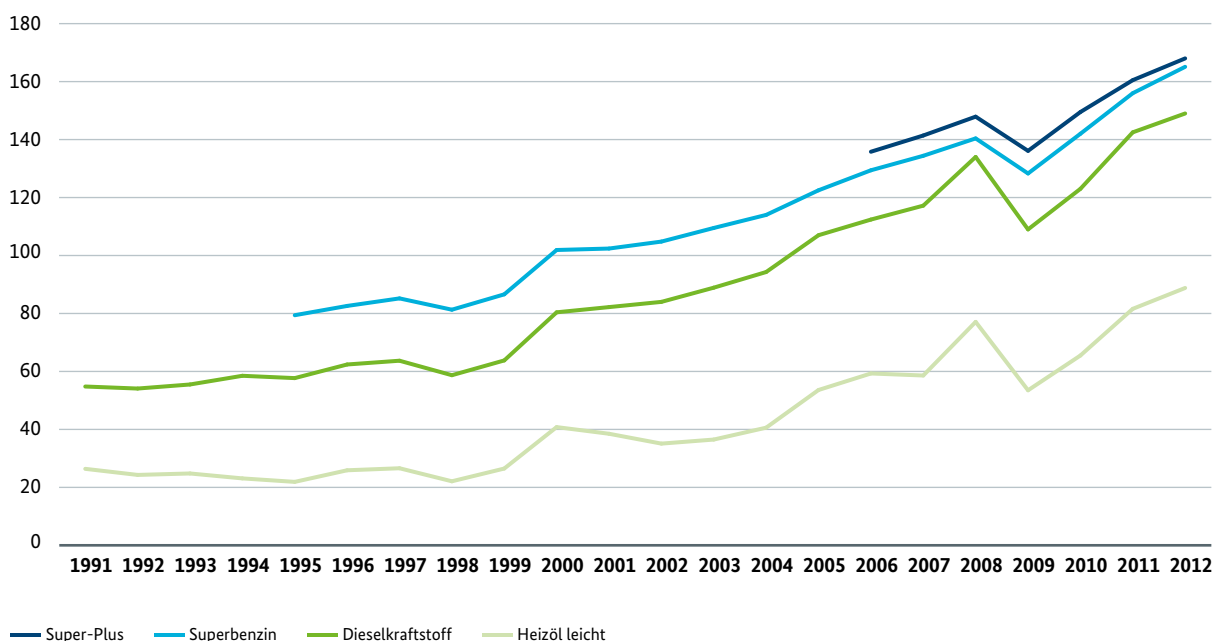
Der Strompreis hängt vom Zusammenwirken verschiedener Einflussfaktoren ab. So werden die Strompreise sowohl von marktgetriebenen Veränderungen von Angebot und Nachfrage beeinflusst, wie z. B. bei den Rohstoff- und CO₂-

Tabelle 11.1: Erdgaspreise

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Haushaltskunden	6,51	7,1	6,98	6,36	6,66	7,00
Gewerbe- und Industriekunden	3,12	4,09	3,29	3,71	4,07	4,00

Quelle: BMWi nach Angaben des Statistischen Bundesamts, Eurostat. Angaben in ct/kWh

Abbildung 11.3: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte in Euro/100 l



Quellen: BMWi, StBA, Eurostat, BAFA

Zertifikatspreisen (siehe Kapitel 11.1.1), als auch von politischen Marktinterventionen, die im Strompreis als Steuern, Umlagen und Netzentgelte zum Ausdruck kommen. Die staatlich veranlassten Preisbestandteile der Endverbraucherpreise (einschließlich Netzentgelte) sind in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Die Bundesregierung wird die Förderung der erneuerbaren Energien mit Blick auf bezahlbare Strompreise kosteneffizienter gestalten und dadurch Ausmaß und Geschwindigkeit der EEG-Umlage spürbar bremsen (siehe Kapitel 6).

Großhandelsstrompreise

Innerhalb des Strom-Terminhandels wird insgesamt ein Anteil von 7 Prozent über die Börse gehandelt. Mit 93 Prozent wird der Großteil des Stromhandels über bilaterale Verträge abgewickelt (siehe Kapitel 7.2.2).

Im Börsen-Terminhandel (EEX) werden Strommengen mit verschiedenen standardisierten Lieferzeiträumen gehandelt. Der Handel konzentriert sich vorrangig auf Kontrakte für das Folgejahr. Im Jahresdurchschnitt 2012 lag der Börsenpreis (baseload) bei 49,30 Euro/MWh (siehe Abbildung 11.4). Gegenüber dem Vorjahr 2011 stellt dies einen Preisrückgang von rund 12 Prozent dar. Die Preissteigerung, die sich 2011 ergeben hatte, wurde damit wieder ausgeglichen. Über einen 5-Jahres-Zeitraum setzte sich damit die Tendenz sinkender Preise fort (BNetzA/BKartA 2013). Im abgelaufenen Jahr 2013 sank der Börsenpreis (baseload) weiter auf 39,06 Euro/MWh.

Einen vergleichbaren Verlauf wies auch der Spotmarkt-Preis auf. An den drei Spotmarkt-Börsen, wo Strommengen für die Lieferzonen Deutschland und Österreich gehandelt werden, sind die Jahresdurchschnittspreise im Jahr 2012 im Vergleich zum Jahr 2011 um 15 bis 17 Prozent gesunken. Im EPEX-Spotmarktsegment bewegen sich die Preise auf einem niedrigen Durchschnittsniveau, zugleich haben die Schwankungen um diesen Durchschnittspreis gegenüber dem Vorjahr deutlich zugenommen (BNetzA/BKartA 2013).

Strompreise für Haushaltskunden

Die durchschnittlichen Strompreise für Haushaltskunden sind im Jahresdurchschnitt 2012 gegenüber 2011 weiter angestiegen. Sie betragen 25,89 ct/kWh (2011: 25,23 ct/kWh) und lagen damit um 0,66 ct/kWh (2,6 Prozent) höher als im Jahr 2011. Inflationsbereinigt fiel der Preisanstieg geringer aus.

Der Preisanstieg im Jahr 2012 ist teilweise auf die gestiegenen Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb zurückzuführen, insbesondere die darin enthaltenen Netzentgelte stiegen 2012 an. Zum Preisanstieg beigetragen haben auch die Umlage nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung und die gestiegene EEG-Umlage (siehe Abbildung 11.5). Die Mehrwertsteuer-Effekte entwickeln sich proportional dazu. Die EEG-Umlage erhöhte sich von 3,49 ct/kWh im Jahr 2011 auf 3,59 ct/kWh im Jahr 2012. Die Stromsteuer liegt dagegen seit dem Jahr 2003 unverändert bei 2,05 ct/kWh. Die Höhe der Konzessionsabgaben blieb in etwa konstant. Die

Abbildung 11.4: Börsenstrompreise im Spotmarkt und Terminhandel
in Euro/100 l

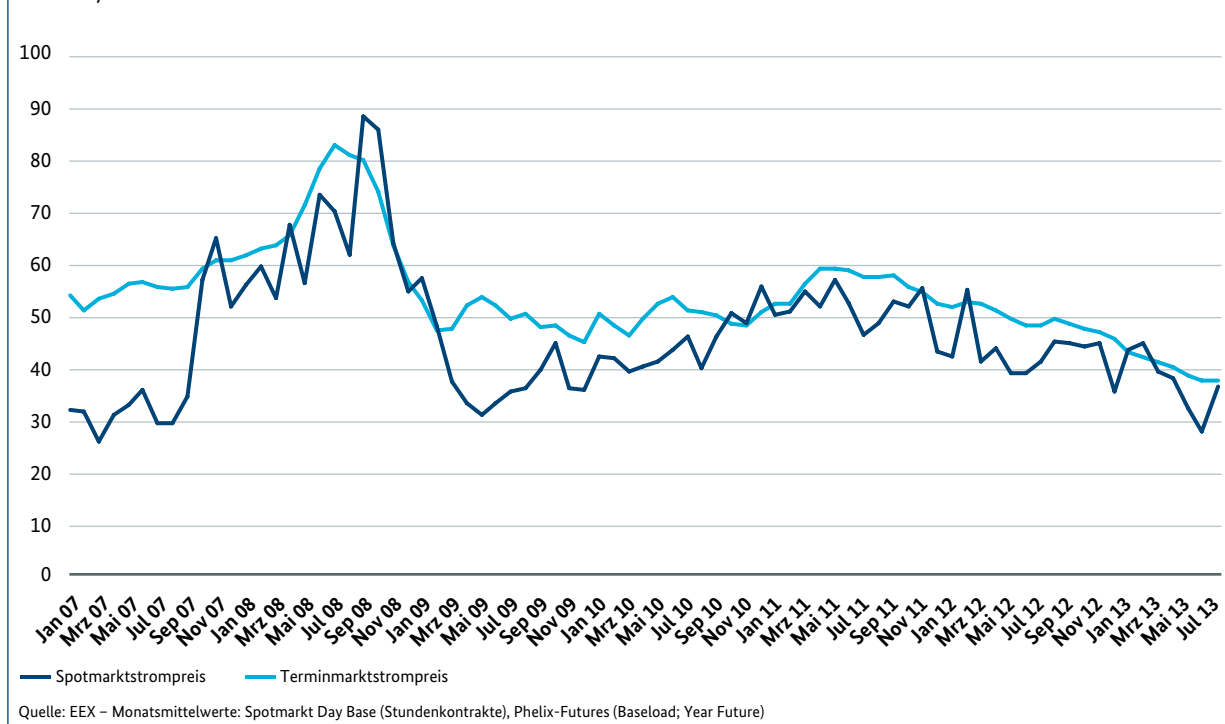
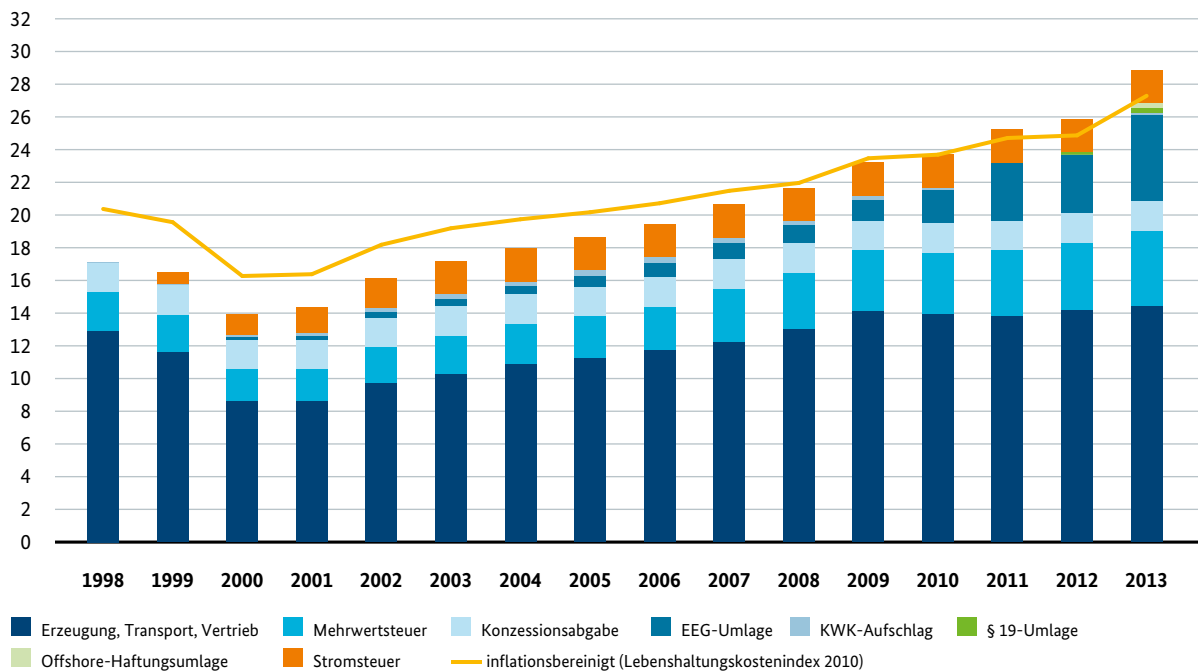


Abbildung 11.5: Strompreise für Haushaltskunden
in ct/kWh



Quelle: BDEW (2013) – angenommen wird ein Drei-Personen-Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/Jahr. Werte einschließlich Steuern und Abgaben.

KWK-Umlage ging zurück. Der Anteil der staatlich veranlassten Bestandteile (ohne Netzentgelte) am Haushaltsstrompreis betrug rund 45 Prozent.

Im Jahr 2013 verstärkte sich der Strompreisanstieg. Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden einschließlich Mehrwertsteuer erhöhte sich um 2,59 ct/kWh (11,4 Prozent) auf 28,84 ct/kWh. Der Preisanstieg für das Jahr 2013 ist zum überwiegenden Teil auf den Anstieg der EEG-Umlage zurückzuführen, die sich auf 5,28 ct/kWh erhöhte (siehe Kapitel 6). Die Offshore-Haftungsumlage kam als eine neue Preiskomponente hinzu. Der weitere Anstieg bei den Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb sowie bei der Netzentgelt-Umlage fiel geringer aus als im Vorjahr.

Die Bundesregierung beabsichtigt, Ausmaß und Geschwindigkeit des Kostenanstiegs spürbar zu bremsen und die Kosten auf einem vertretbaren Niveau zu stabilisieren.

Strompreise für Gewerbe- und Industriekunden

Die Preissteigerungen für Haushaltskunden treffen auch Gewerbe- und Industriekunden, die nicht unter bestimmte Ausnahmetatbestände fallen (siehe Kapitel 11.2.3). Sie erhalten im Vergleich zu Haushaltskunden zum Teil Vergünstigungen in Form niedrigerer Konzessionsabgaben und Netzentgelte und teilweise niedrigerer Stromsteuern. Auch hier kann die Strompreisentwicklung von 2007 bis 2013 anhand der einzelnen Preisbestandteile nachgezeichnet werden (siehe Abbildung 11.6; BDEW 2013).

Die Strompreise für nicht-begünstigte Gewerbe und Industrie sind im Jahresdurchschnitt 2012 gegenüber 2011 um 0,29 ct/kWh (2,1 Prozent) auf 14,33 ct/kWh gestiegen (mittelspannungsseitige Versorgung mit einem Abnahmeband von 100 kW/1.600 h bis 4.000 kW/5.000 h). Inflationbereinigt blieb der Preis nahezu konstant.

2013 stieg der Gewerbe- und Industriestrompreis um 0,69 ct/kWh (4,8 Prozent) auf 15,02 ct/kWh. Bei einem Anstieg der EEG-Umlage um 1,69 ct/kWh ergab sich ein geringerer Nettopreisanstieg aufgrund des gegenüber dem Vorjahr deutlichen Rückgangs der Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb.

Die staatlich bestimmten Anteile (ohne Netzentgelte) sind deutlich gestiegen. Im Jahr 2007 beliefen sie sich auf etwa 21 Prozent des Endpreises, während sie im Jahr 2012 bereits bei etwa 37 Prozent lagen. Im Jahr 2013 (Stand: Oktober 2013) ist der Anteil auf etwa 48 Prozent angestiegen (BDEW 2013).

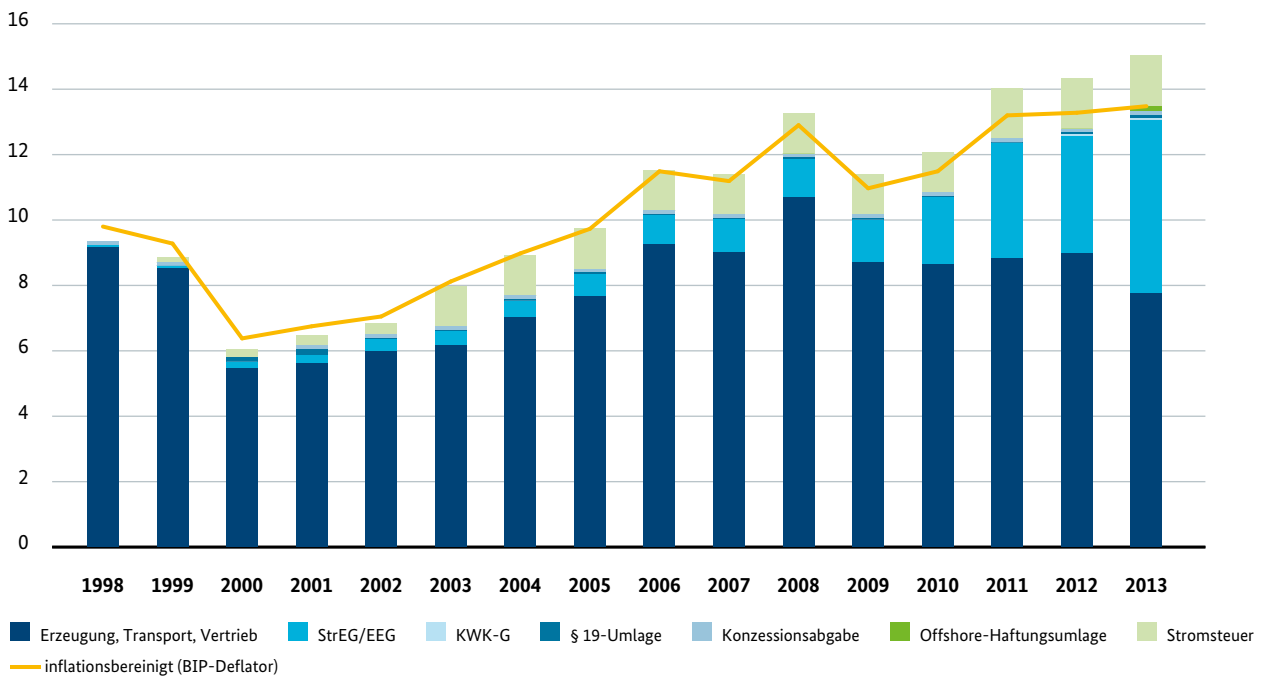
Für von der Stromsteuer begünstigte Betriebe stieg der Preis 2012 um 0,29 ct/kWh (2,3 Prozent) auf 12,79 ct/kWh. Im Jahr 2013 (Stand: Oktober 2013) betrug dieser Preis 13,49 ct/kWh. Das sind 0,70 ct/kWh (5,5 Prozent) mehr als im Vorjahr (BDEW 2013).

Strompreise für stromintensive Unternehmen

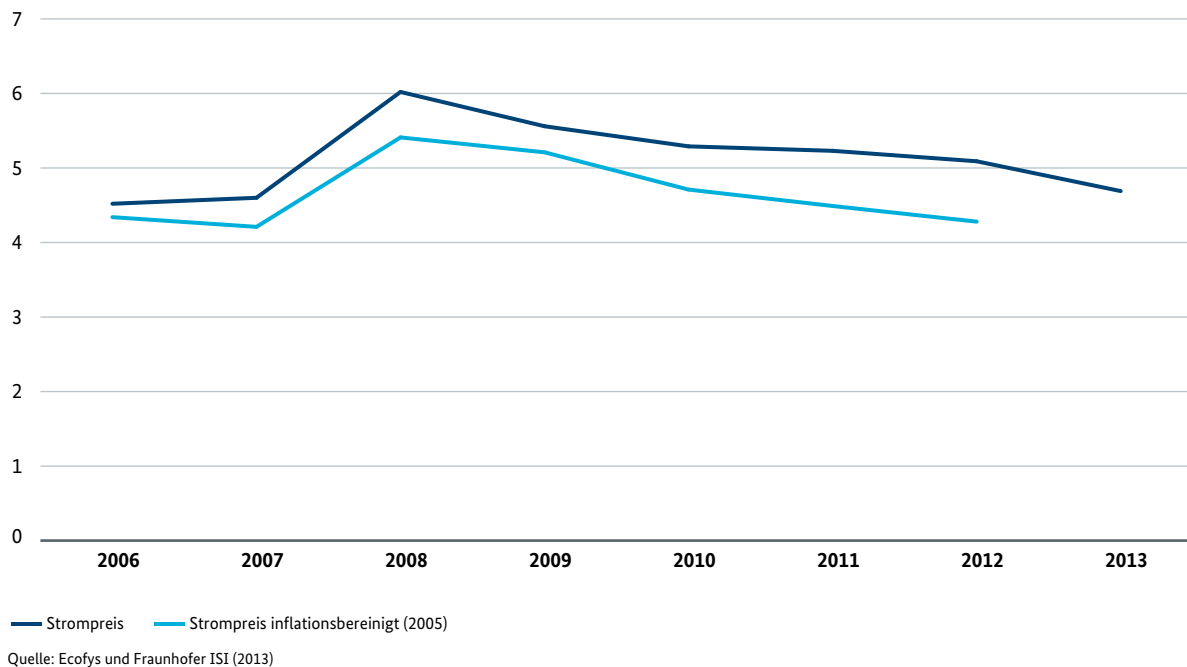
Sogenannte stromintensive Unternehmen erhalten dagegen Vergünstigungen bei der EEG-Umlage und anderen staatlich veranlassten Preisbestandteilen. Für dieses Ver-

Abbildung 11.6: Strompreise für nicht-begünstigte Gewerbe- und Industriekunden

in ct/kWh

**Abbildung 11.7: Strompreise für stromintensive Unternehmen**

in ct/kWh



brauchssegment gibt es keine amtlichen statistischen Erhebungen. Abschätzungen der Strompreise dieser Verbrauchergruppe gehen auf Berechnungen von Ecofys und Fraunhofer ISI zurück. Danach wird der Strompreis eines Unternehmens der stromintensiven Industrie anhand von statistischen Daten nachgebildet. Für die Strombezugskosten dieser Unternehmen wird eine Beschaffungsstrategie

von 20 Prozent Spotmarkteinkauf und 80 Prozent langfristige Verträge unterstellt. Die langfristigen Verträge werden annahmegemäß jeweils zu einem Drittel mit zwei Jahren Vorlaufzeit, zu einem Drittel mit einem Jahr Vorlaufzeit und zu einem Drittel unterjährlich abgeschlossen. Die betrachteten Unternehmen unterliegen allen Ausnahmeregelungen bei Steuern und Abgaben.

Nach solchen Schätzungen sind die Strompreise für diese Großabnehmer seit dem Jahr 2008 kontinuierlich gesunken (siehe Abbildung 11.7). Im Jahr 2012 lagen sie auf einem Niveau von rund 5,09 ct/kWh. Im Jahr 2013 betrug der Beschaffungspreis rund 4,69 ct/kWh. In der Praxis können die Strompreise von Großverbrauchern von diesen berechneten Schätzergebnissen abweichen.

Gewerbe- und Industriekunden zahlen sehr unterschiedliche Strompreise, da diese je nach Abnahmemenge und Kontinuität der Abnahme zwischen Stromversorger und Stromverbraucher individuell ausgehandelt werden. Abnahmemenge und Kontinuität der Abnahme beeinflussen auch die Befreiung und Entlastung von verschiedenen Steuern und Umlagen (bspw. EEG-Umlage oder Netzentgelte).

11.2 Europäischer Energiepreisvergleich

Die anderen EU-Mitgliedstaaten sehen sich vergleichbaren Marktentwicklungen für energetische Rohstoffe gegenüber wie Deutschland. Darüber hinaus zeichnet sich jeder Staat durch unterschiedlich gewachsene nationale Energieerzeugungsstrukturen aus. Der EU-Energiebinnenmarkt für Strom und Gas bestimmt zunehmend die Energiemarktregulierungen und beeinflusst entsprechend die nationalen Wettbewerbsstrukturen. Der europäische Preisvergleich schafft Transparenz über die preislichen Entwicklungen der letzten Jahre.

11.2.1 Gas- und Kraftstoffpreise in Deutschland und EU-Mitgliedstaaten

Im europäischen Vergleich lagen die Haushaltsgaspreise in Deutschland im Jahr 2012 mit 6,48 ct/kWh unter dem EU-Durchschnitt (7,15 ct/kWh). Höchstpreise wurden nach wie vor in Dänemark gezahlt (10,83 ct/kWh). Haushalte im Vereinigten Königreich zahlten dagegen mit 5,78 ct/kWh deutlich weniger (Eurostat 2013, siehe Tabelle 11.2).

Für Gewerbe und Industrie in Deutschland lagen die Erdgaspreise (ohne Mehrwertsteuer) im Jahr 2012 mit 4 ct/kWh über dem europäischen Mittel (3,46 ct/kWh). Gegenüber dem Jahr 2011 hatte sich diese Preisdifferenz von 0,82 auf 0,54 ct/kWh verringert. Anders als in Deutschland (siehe Kapitel 11.1.2) sind die Preise für gewerbliche Abnehmer in der EU im Durchschnitt gestiegen. Die Gewerbegaspreise in den skandinavischen Ländern wie Dänemark fallen mit 6,88 ct/kWh generell höher aus. Dagegen zahlen die gewerblichen Abnehmer in Frankreich (3,08 ct/kWh) und dem Vereinigten Königreich (2,86 ct/kWh) deutlich niedrigere Preise als in Deutschland. Im Jahr 2012 ist der Preisabstand zu diesen beiden Staaten leicht zurückgegangen (Eurostat 2013, siehe Tabelle 11.2).

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.

Tabelle 11.2: Erdgaspreise in EU-Mitgliedstaaten

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Haushaltskunden (in ct/kWh)						
Deutschland	6,13	7,62	5,89	5,71	6,4	6,48
EU (27 Länder)	5,21	6,29	5,31	5,67	6,48	7,15
Frankreich	5,15	5,78	5,83	5,75	6,46	6,82
Italien	6,17	7,2	5,34	7,87	8,75	9,68
Dänemark	13,28	9,56	9,64	10,84	10,85	10,83
Vereinigtes Königreich	3,57	4,78	4,26	4,22	5,23	5,78
Industriekunden (in ct/kWh)						
Deutschland	3,12	4,09	3,29	3,71	4,07	4
EU (27 Länder)	2,63	3,48	2,66	2,9	3,22	3,46
Frankreich	2,74	3,51	2,68	2,77	2,86	3,08
Italien	2,64	3,68	2,45	2,65	3,07	3,52
Dänemark	2,27	5,83	4,79	6,21	6,26	6,88
Vereinigtes Königreich	2,2	2,99	1,95	2,14	2,57	2,86

Quelle: Eurostat (2013) – Angaben für das jeweilige 2. Halbjahr und ohne Mehrwertsteuer

11.2.2 Strompreise in Deutschland und EU-Mitgliedstaaten

Strompreise in Deutschland sind traditionell höher als in einigen Nachbarländern und sie liegen größtenteils über dem europäischen Mittel. Dies hat strukturelle Gründe, wie insbesondere das hohe Niveau an Versorgungssicherheit sowie seit jeher höhere Umwelt- und Klimaschutzstandards.

Die Strompreise für Haushaltskunden in Deutschland liegen unter Einbeziehung aller staatlich veranlassten Preisbestandteile seit einigen Jahren über dem EU-Durchschnitt.

Diese Entwicklung hat sich auch im Jahr 2012 fortgesetzt (Eurostat, 2013; BNetzA/BKartA 2013). Auch bei einer Betrachtung ohne Abgaben und Steuern liegen die Haushaltsstrompreise in Deutschland rund fünf Prozent über dem EU-Durchschnitt (BNetzA/BKartA 2013).

Auch die mittelständische Wirtschaft ist teilweise von steigenden Preisen betroffen, da insbesondere bei kleinen und mittleren Unternehmen bestimmte Ausgleichs- oder Erstattungsregelungen, beispielsweise bei der EEG-Umlage und den Netzentgelten, in der Regel nicht oder nur teilweise zur Anwendung kommen (siehe Kapitel 11.2.3). Im europäischen Vergleich zeigt sich generell eine Entwicklung

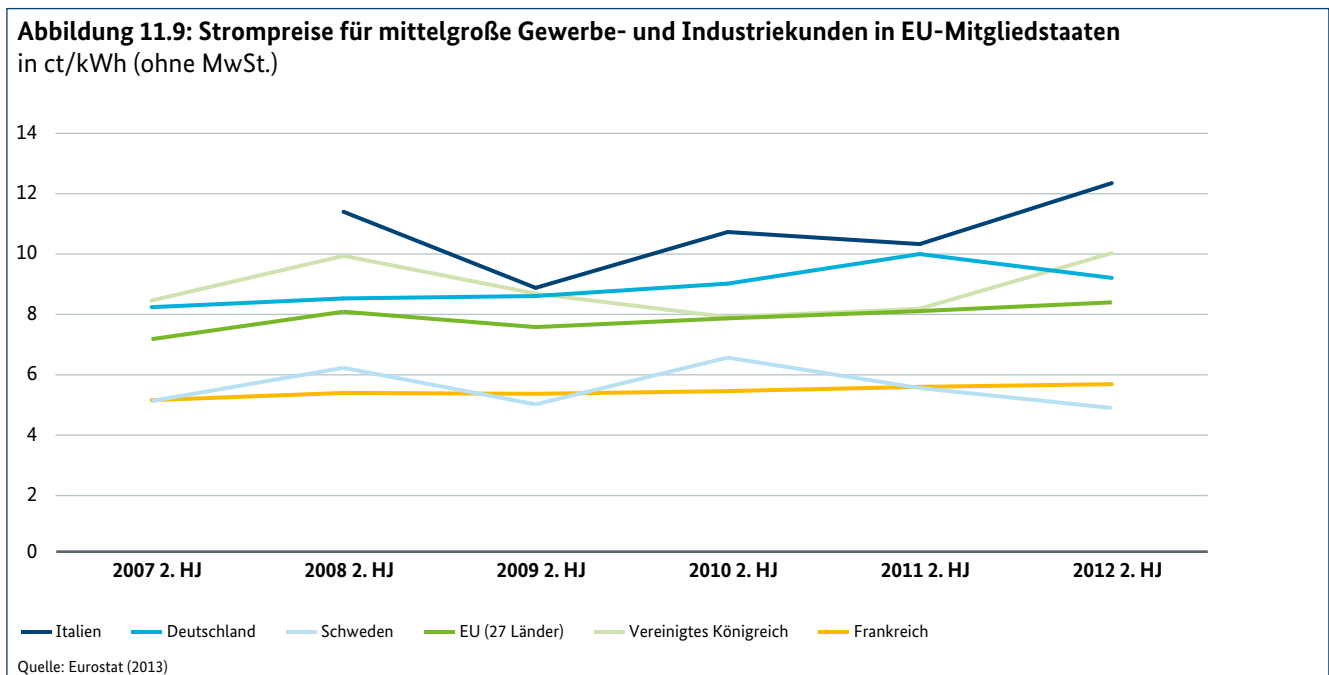
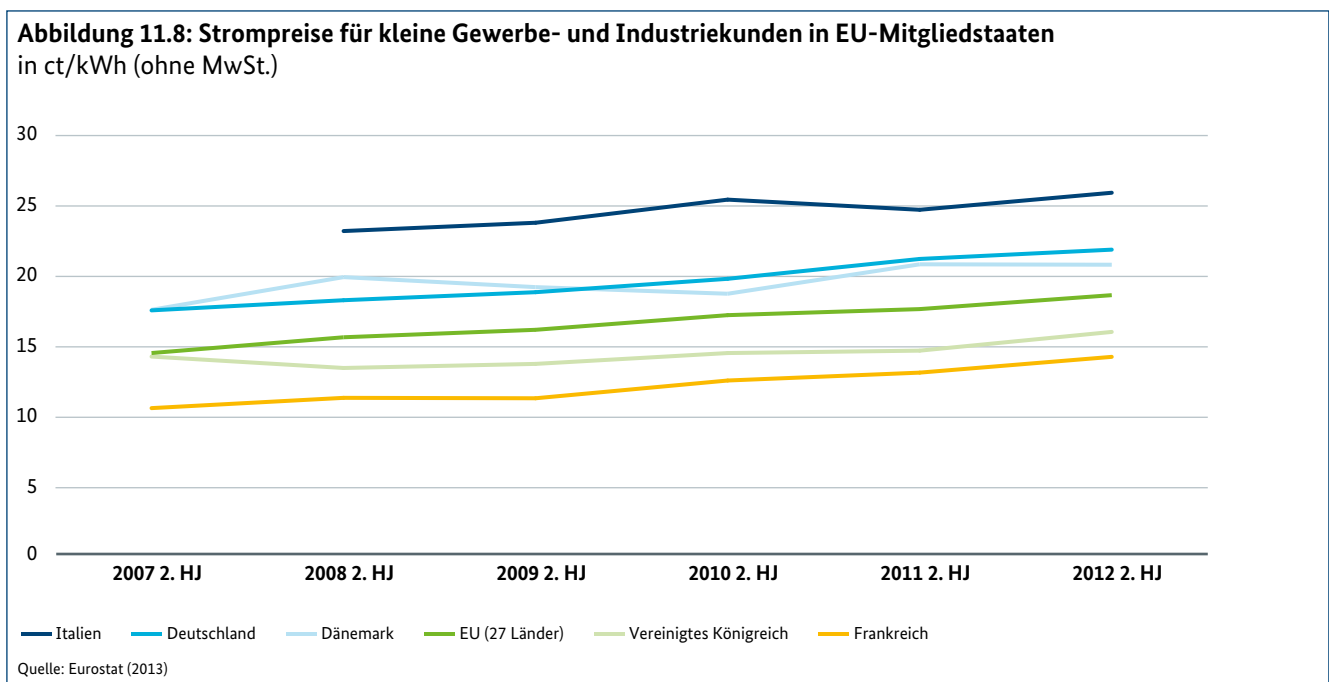
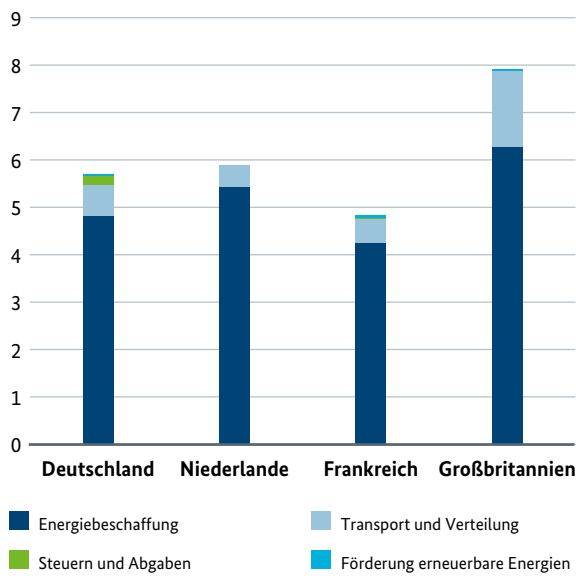


Abbildung 11.10: Strompreise für stromintensive Unternehmen in EU-Mitgliedstaaten in ct/kWh



Quelle: Ecofys und Fraunhofer ISI (2013) – Alle Berechnungen für das Jahr 2012. In den Niederlanden erfolgte 2012 die Förderung erneuerbarer Energien aus Steuermitteln. Für die Niederlande und Großbritannien wurde für das betrachtete Unternehmen eine vollständige Befreiung von Steuern und Abgaben angenommen.

steigender Strompreise für kleine Industrie- und Gewerbetkunden (Verbrauch bis 20 MWh/Jahr) (siehe Abbildung 11.8). In Deutschland lagen die Strompreise für diese Endverbrauchergruppe im 2. Halbjahr 2012 um 17,3 Prozent über dem EU-Durchschnitt.

Auch für mittelgroße Industrie- und Gewerbetkunden (Verbrauch 70.000 bis 150.000 MWh/Jahr) liegen die Strompreise in Deutschland im europäischen Vergleich über dem Durchschnitt (siehe Abbildung 11.9).

Aufgrund verschiedener Ausnahmeregelungen gelten für die stromintensiven Unternehmen national als auch international andere Preise. Allerdings liegen für diese Verbrauchsgruppen keine amtlichen Daten vor. Schätzungen für das Jahr 2012 wurden von Ecofys und Fraunhofer ISI vorgenommen. Abbildung 11.10 zeigt die Ergebnisse zu Strompreisen für stromintensive Unternehmen in verschiedenen EU-Mitgliedstaaten im Jahr 2012. Für Deutschland wird ein Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 100 GWh und mehr und einem Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von mindestens 20 Prozent angenommen. Um einen Vergleich mit den anderen EU-Ländern zu gewährleisten, werden auch für die dort ansässigen energieintensiven Unternehmen umfassende Sonderregeln bei Steuern, Abgaben und Umlagen angenommen. Wesentlicher Preisbestandteil für diese Verbrauchsgruppe sind die direkten Beschaffungskosten (Stromgroßhandelspreise). Daneben fallen Kosten in Form von reduzierten Netzentgelten an. Der Anteil der übrigen, staatlich bedingten Preisbestandteile, wie Steuern und Abgaben, ist von geringerer Bedeutung oder fällt gar nicht an.

11.2.3 Energiepreise für die im internationalen Wettbewerb stehende Wirtschaft

Im Vergleich zu vielen anderen Staaten sind die Energiepreise in Deutschland, insbesondere die Strompreise, relativ hoch. Dadurch können Unternehmen, die in Deutschland produzieren und im internationalen Wettbewerb stehen, Kostennachteile gegenüber Unternehmen an Konkurrenzstandorten entstehen. Vor diesem Hintergrund kommt den staatlich bedingten Bestandteilen der Energiepreise (siehe Kapitel 11.1), die zu großen Teilen in anderen Staaten so nicht anfallen, eine besondere Bedeutung für die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu.

Tabelle 11.3: Mindereinnahmen durch Entlastungen bei der Energiesteuer und Stromsteuer

Mindereinnahmen in Millionen Euro	2011	2012	2013	2014
Energiesteuerbegünstigung für bestimmte Prozesse und Verfahren (§§ 37, 51 EnergieStG)	565	611	615	615
Energiesteuerbegünstigung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft (§ 54 EnergieStG)	274	184	170	170
Energiesteuerbegünstigung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes in Sonderfällen (Spitzenausgleich) (§ 55 EnergieStG)	170	174	180	180
Stromsteuerbegünstigung für bestimmte Prozesse und Verfahren (§ 9a StromStG)	556	722	720	720
Stromsteuerbegünstigung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft (§ 9b StromStG)	354	994	1.000	1.000
Stromsteuerbegünstigung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes in Sonderfällen (Spitzenausgleich) (§ 10 StromStG)	1.918	2.008	2.000	2.000

Quelle: BMF (2013)

Energiesteuer und Stromsteuer

Das Energiesteuer- und Stromsteuerrecht sehen Regelungen vor, wonach Unternehmen des Produzierenden Gewerbes unter bestimmten Voraussetzungen von der Energiesteuer und Stromsteuer um bis zu 90 Prozent entlastet werden. Diese Regelungen sind mit Steuermindereinnahmen verbunden (siehe Tabelle 11.3). Von ihnen gehen jedoch keine Umverteilungswirkungen innerhalb der Gruppe der Stromabnehmer aus und damit auch keine preistreibenden Effekte. Mit Ablauf des Jahres 2012 ist die Regelung des sogenannten Spitzenausgleichs bei der Energiesteuer und Stromsteuer neu gefasst worden (siehe Kapitel 11.4).

Die Entlastungsregelungen leisten einen unverzichtbaren Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland. Dies schließt auch solche Wertschöpfungsketten ein, die den Umbau der Energieversorgung in Deutschland ermöglichen. Die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland und Europa im Jahr 2012 hat gezeigt, dass leistungsstarke und damit international wettbewerbsfähige energieintensive Industrien wichtig für Wachstum und Beschäftigung sind. Sie sind regelmäßig der Grund für die Ansiedlung nachgelagerter Produktionsstandorte in Deutschland und damit indirekt verantwortlich für die Schaffung und den Erhalt von Arbeitsplätzen.

Umlagen nach EEG und KWKG

Auch die Ausnahmeregelungen bei den Umlagen nach dem EEG und KWKG tragen zur Begrenzung der Belastungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sowie des schienengebundenen Verkehrs bei. Damit dienen diese Regelungen dazu, Wettbewerbsverzerrungen beziehungsweise Wettbewerbsnachteile für Unternehmen in Deutschland zu vermeiden. Da die Belastungen vor allem im Bereich des EEG anfallen, ist hier eine Begrenzung der Belastungen bzw. eine Entlastung der Unternehmen besonders wichtig (siehe Tabelle 11.4). Das Entlastungsvolumen im Bereich des EEG für die Besondere Ausgleichsregelung und das Eigenstromprivileg hat vor allem aufgrund der steigenden EEG-Differenzkosten kontinuierlich zugenom-

men (siehe Kapitel 6.6). So sind die jahresscharf berechneten EEG-Differenzkosten von 2,76 Milliarden Euro im Jahr 2005 auf 17 Milliarden Euro (einschließlich Liquiditätsreserve und Defizit auf dem EEG-Konto) im Jahr 2012 angestiegen. Das damit korrespondierende Entlastungsvolumen bei der Besonderen Ausgleichsregelung lag im Jahr 2012 bei 2,7 Milliarden Euro und hat sich gegenüber 2011 um 0,8 Prozent verringert.

Anders als im Steuerrecht führen die Ausnahmen im EEG und KWKG 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 2012 insgesamt 734 Unternehmen mit einer Verbrauchsmenge von 86,126 TWh weitgehend von der EEG-Umlage befreit (siehe Kapitel 6). Ohne die Entlastung durch die BesAR wäre die EEG-Umlage im Jahr 2012 um rund 0,63 ct/kWh (17,5 Prozent) niedriger ausgefallen. Im Jahr 2014 wird dieser Wert voraussichtlich auf 1,35 ct/kWh ansteigen (siehe Tabelle 11.4). Zu Angaben zum Entlastungsvolumen siehe Kapitel 6.6.

Im Rahmen der Reform des EEG wird die Bundesregierung die Besondere Ausgleichsregelung europarechtskonform so weiterentwickeln, dass einerseits die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie gewährleistet bleibt und andererseits diese angemessen an den Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien beteiligt wird (siehe Kapitel 6.6.2).

Stromnetzentgelte

Netzentgelte sind Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen. Die Bundesregierung hat bereits 2012 mit Zustimmung des Bundesrats die besondere Netzentgeltregelung für besonders stromintensive Unternehmen durch Verwaltungsänderung passgenauer ausgestaltet. Die bisher vollständig von den Netzentgelten befreiten Unternehmen werden künftig stärker an den Netzkosten beteiligt, indem ein gestaffeltes Netzentgelt zu zahlen ist. Die Staffelung berücksichtigt, ob die betroffenen Unternehmen einen besonders hohen und

Tabelle 11.4: Entlastungsregelungen aufgrund der Besonderen Ausgleichsregelung

	Einheit	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014**
Inanspruchnahme der BesAR	GWh	70.161	72.050	77.991	65.023	80.665	85.118	86.126	96.225	106.523
Höhe der EEG-Umlage	ct/kWh	0,85	0,96	1,15	1,31	2,3*	3,2*	3,59	5,28	6,24
Anteil der Privilegierung an der EEG-Umlage	ct/kWh	0,11	0,14	0,17	0,17	0,39	0,6	0,63	1,04	1,35
	Prozent	12,9%	14,6%	14,8%	13,0%	16,8%	18,8%	17,5%	19,7%	21,6%

Quelle: BMU/BAFA(2013)

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

** Zahlen auf Basis der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber

gleichmäßigen Stromverbrauch aufweisen. Dazu wurde zum 1. Januar 2014 die sogenannte „physikalische Komponente“ eingeführt, die bei der Bestimmung der Höhe des zu zahlenden Netzentgeltes zu berücksichtigen ist. Aufgrund der Regelungen der Stromnetzentgeltverordnung fielen die Netzentgelte für die betroffenen Unternehmen im Jahr 2012 in ihrer Höhe schätzungsweise um insgesamt 0,44 Milliarden Euro geringer aus.

Die Bundesregierung wird das System der Netzentgelte auf eine faire Lastenverteilung bei der Finanzierung der Netzinfrastruktur überprüfen und daraufhin, ob es den Anforderungen der Energiewende gerecht wird.

Konzessionsabgaben

Konzessionsabgaben sind privatrechtliche Gegenleistungen für die Nutzung kommunaler Verkehrswege zur Versorgung von Letztverbrauchern mit Strom und Gas im Gemeindegebiet. Seit 1992 werden sie auf Basis der Konzessionsabgabenverordnung erhoben. Die Regelung sieht bezüglich der Bemessung von Konzessionsabgaben eine Unterscheidung zwischen Tarifkunden und Sondervertragskunden vor. Für Tarifkunden richten sich die Konzessionsabgaben nach der Einwohnerzahl der jeweiligen Gemeinde und dem Lieferzeitpunkt. Für die Belieferung von Sondervertragskunden sind davon unabhängig Höchstbeträge festgesetzt. Der Unterschied der höchstzulässigen Abgabesätze zwischen Tarif- und Sondervertragskunden gründet sich darin, dass die Sondervertragskunden typischerweise über Mittelspannungs- oder Hochspannungsleitungen versorgt werden. Für deren Verlegung werden die öffentlichen Verkehrswege weniger in Anspruch genommen als für das Niederspannungsnetz, über das vor allem Tarifkunden versorgt werden. Entsprechend gelten Stromlieferungen aus dem Niederspannungsnetz in der Regel konzessionsabgabenrechtlich als Lieferungen an Tarifkunden. Aufgrund dieser Differenzierung fällt die Abgabenlast aus den Konzessionsabgaben für Sondervertragskunden geringer aus als für Tarifkunden. Nach Schätzungen betrug die Reduzierung der Abgabenlast im Jahr 2012 3,9 Milliarden Euro.

11.3 Energiekosten

Energiepreise und Energiebezugsmengen sind wesentlich für die Kosten, die Haushalten und Unternehmen für den Bezug von Energie entstehen. Während steigende Energiepreise einen Anreiz für weitere Energieeinsparungen und für die Anwendung innovativer und effizienter Energietechnologien setzen können, muss die Kostenlast für die Verbraucher insgesamt verhältnismäßig und bezahlbar bleiben.

11.3.1 Haushalte

In den vergangenen Jahren sind aus Sicht der Haushalte sowohl die Energieausgaben als auch die Einkommen angestiegen. In Relation zu den durchschnittlichen Haushaltsnettoeinkommen zeigt sich eine spürbare Steigerung der Energieausgaben, die je nach Haushaltsgröße unterschiedlich stark ausfällt. Dieser Trend hat sich auch im Jahr 2012 fortgesetzt. Diese Kostensteigerung ist aber nicht gänzlich der Energiewende zuzurechnen.

Die Entwicklung der Energieausgaben von privaten Haushalten wird hier mittels definierter Musterhaushalte dargestellt. Die zugrunde liegenden durchschnittlichen jährlichen Energiepreise und Einkommen beruhen auf Jahresdaten des Statistischen Bundesamtes. Die Energieverbräuche wurden auf Basis von Angaben des Statistischen Bundesamtes, einer Erhebungsstudie von RWI/forsa (2013), einer Stromverbrauchserhebung der EnergieAgentur.NRW sowie des Kompendiums „Verkehr in Zahlen“ (DIW 2013) festgelegt. Dabei wurden über den Zeitverlauf mengenmäßig konstante Verbräuche unterstellt. Für die hier entworfenen Musterhaushalte wird unterstellt, dass sie Warmwasser nicht elektrisch, sondern mit dem Energieträger Gas erzeugen und Gas auch für die Erzeugung von Raumwärme verwenden.

Die tatsächlichen Energiekosten von Haushalten sind von zahlreichen Faktoren abhängig. Dazu gehören äußere Faktoren, wie beispielsweise ein witterungsbedingt unterschiedlicher Wärmebedarf. Darüber hinaus können die Haushalte ihre Energiekosten selbst beeinflussen, beispielsweise durch Energieeinsparungen oder den Wechsel von Energieanbietern beziehungsweise -tarifen.

Für eine Kostenbetrachtung einkommensschwacher Haushalte werden in Anlehnung an die Armutsgefährdungsdefinition der Europäischen Union bzw. des Statistischen Bundesamtes (60 Prozent des mittleren Einkommens der Gesamtbevölkerung) vereinfachend 60 Prozent der hier verwendeten Haushaltsnettoeinkommen zugrunde gelegt. Da zum Energieverbrauch einkommensschwacher Haushalte bisher nur wenig belastbare statistische Daten vorliegen, werden für diese Haushaltsgruppe die gleichen Verbräuche wie bei den übrigen Musterhaushalten verwendet. Die beiden Musterhaushaltstypen unterscheiden sich demzufolge (bei identischen Energiepreisen) nicht in den absoluten Energieausgaben, sondern nur in ihren Anteilen am jeweiligen Haushaltsnettoeinkommen.

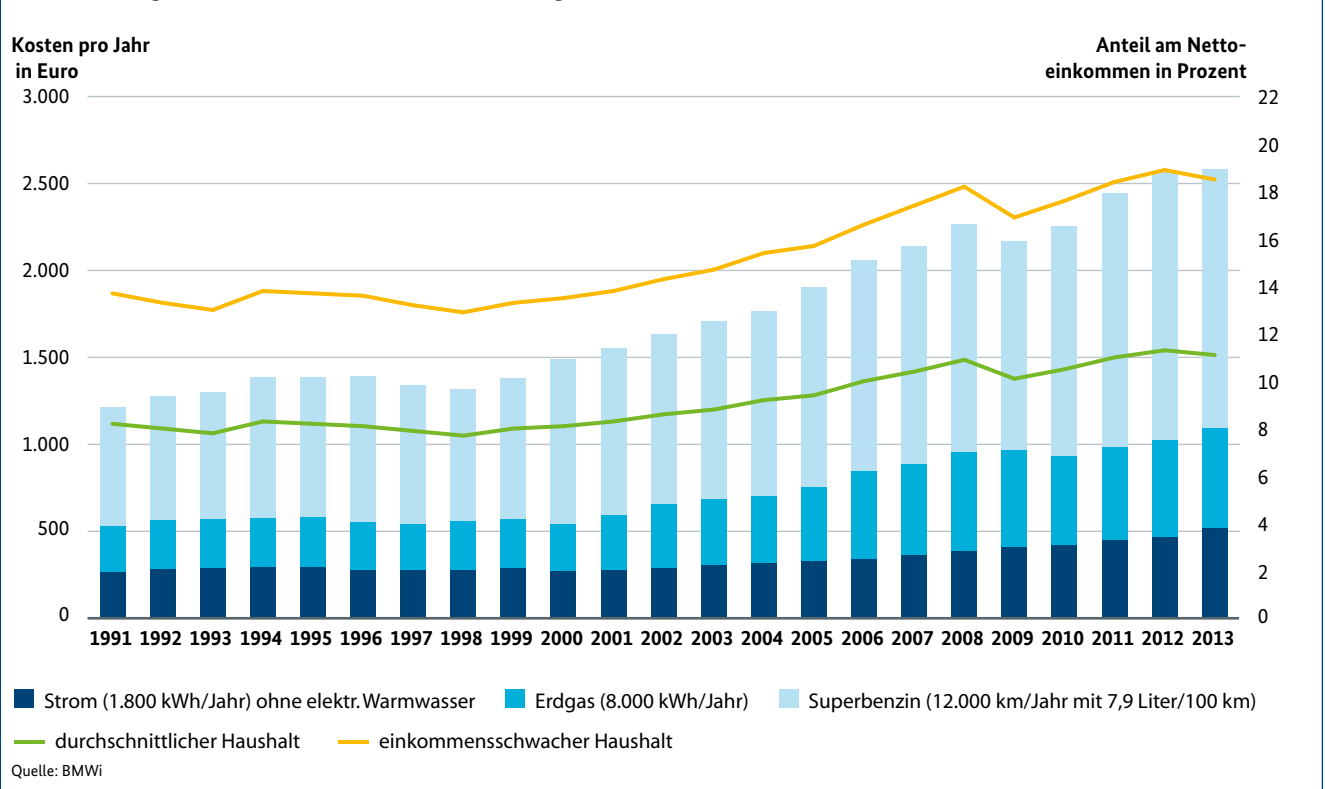
Die jährlichen Energiegesamtausgaben (Strom, Gas, Superbenzin) des Ein-Personen-Musterhaushalts erhöhten sich von 2011 auf 2012 um rund 127 Euro (siehe Abbildung 11.11 und Tabelle 11.5). An dieser Ausgabensteigerung hatte Strom einen Anteil von 10 Prozent, Gas von 23 Prozent und Superbenzin von 67 Prozent.

Tabelle 11.5: Einkommen und Energieausgaben von Ein- und Vier-Personen-Musterhaushalten

Haushaltstyp	Haushaltsnettoeinkommen pro Jahr	Gesamtkosten (Strom, Gas, Kraftstoffe) pro Jahr	Anteil der Gesamtausgaben am Einkommen			
			2012 (in Klammern: 2011)	davon Strom	davon Gas	davon Superbenzin
1-Person	22.713 €	2.570 €	11,30%	2,00%	2,50%	6,80%
	(22.116 €)	(2.442 €)	(11,00%)	(2,00%)	(2,40%)	(6,60%)
1-Person (60% des Einkommens)	13.628 €	identisch	18,90%	3,40%	4,10%	11,30%
	(13.270 €)		(18,40%)	(3,40%)	(4,00%)	(11,00%)
4-Personen	54.871 €	3.805 €	6,90%	2,10%	1,60%	3,20%
	(53.428 €)	(3.631 €)	(6,80%)	(2,10%)	(1,60%)	(3,10%)
4-Personen (60% des Einkommens)	32.922 €	identisch	11,60%	3,50%	2,70%	5,30%
	(32.057 €)		(11,30%)	(3,50%)	(2,60%)	(5,20%)

Quelle: BMWi, Eigene Berechnungen – kleinere Abweichungen durch Rundungen

Abbildung 11.11: Jährliche Energieausgaben eines 1-Personen-Musterhaushalts Mietwohnung in Mehrfamilienhaus mit Gasheizung



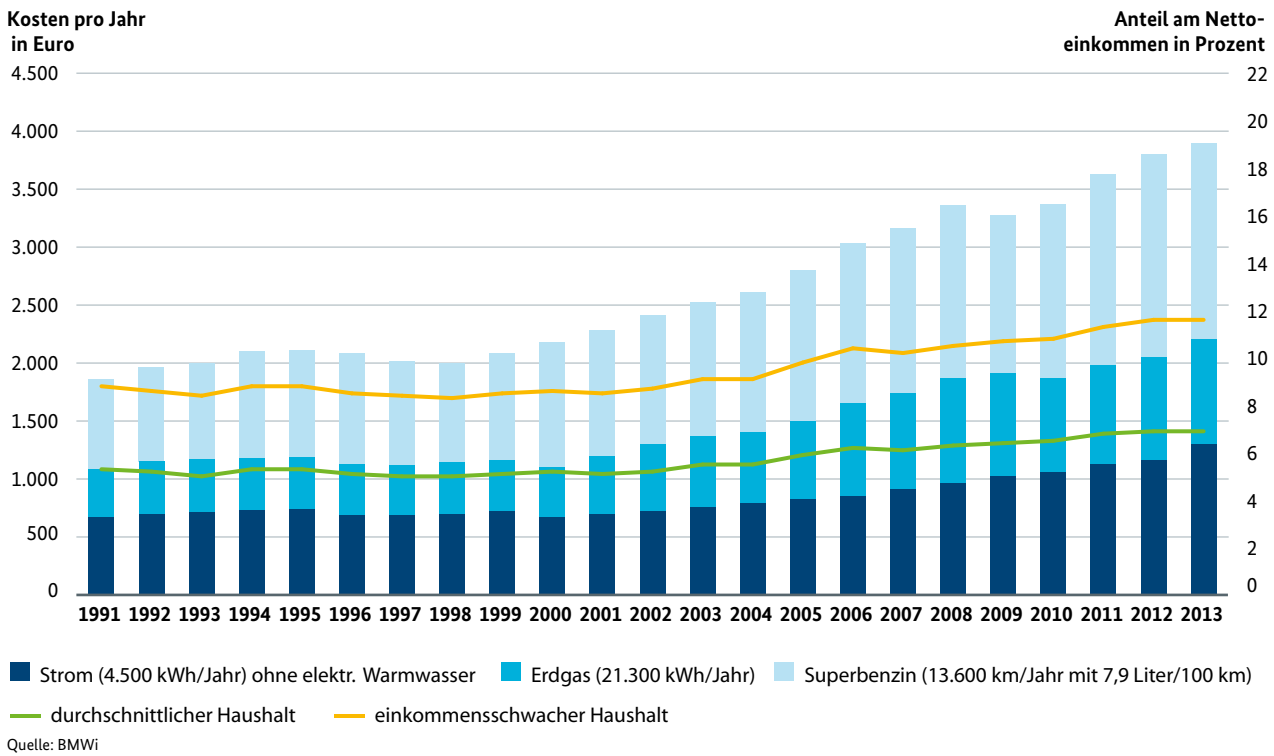
Die entsprechenden jährlichen Energiegesamtausgaben des Vier-Personen-Musterhaushalts (Paar mit 2 Kindern unter 18 Jahren) erhöhten sich um rund 175 Euro (siehe Tabelle 11.5 und Abbildung 11.12). An diesem Anstieg hatte Strom einen Anteil von 18 Prozent, Gas von 27 Prozent und Superbenzin von 55 Prozent.

Für beide Haushaltsgruppen gilt, dass vor allem die Pkw-Nutzung einen großen Einfluss auf den Anteil der Energiegesamtausgaben am Nettoeinkommen hat. Der Anteil der Strom- und Gaskosten fällt im Vergleich wesentlich niedriger aus.

Von 2011 zu 2012 stiegen die durchschnittlichen Preise für Strom um 2,7 Prozent, für Superbenzin um 5,8 Prozent und für Gas um 5,6 Prozent. Der Preis für Heizöl, das in den obigen Musterhaushalten nicht abgebildet ist, stieg um 8,8 Prozent. Das bedeutet, dass die Haushalte, die Raumwärme und ggf. Warmwasser mit Heizöl erzeugen, mit höheren Kosten belastet waren als Haushalte, die für diese Zwecke Gas eingesetzt haben.

Für das Jahr 2013 sind geringere Ausgabensteigerungen zu erwarten, da der Preisanstieg bei Strom zum Teil durch gesunkene Kraftstoffpreise ausgeglichen wird. Bezogen auf

Abbildung 11.12: Jährliche Energieausgaben eines Vier-Personen-Musterhaushalts Mietwohnung in Mehrfamilienhaus mit Gasheizung



die weiter steigenden Haushaltsnettoeinkommen sinkt der Anteil der Energieausgaben sogar leicht (Ein-Personen-Haushalt) bzw. stagniert (Vier-Personen-Haushalt).

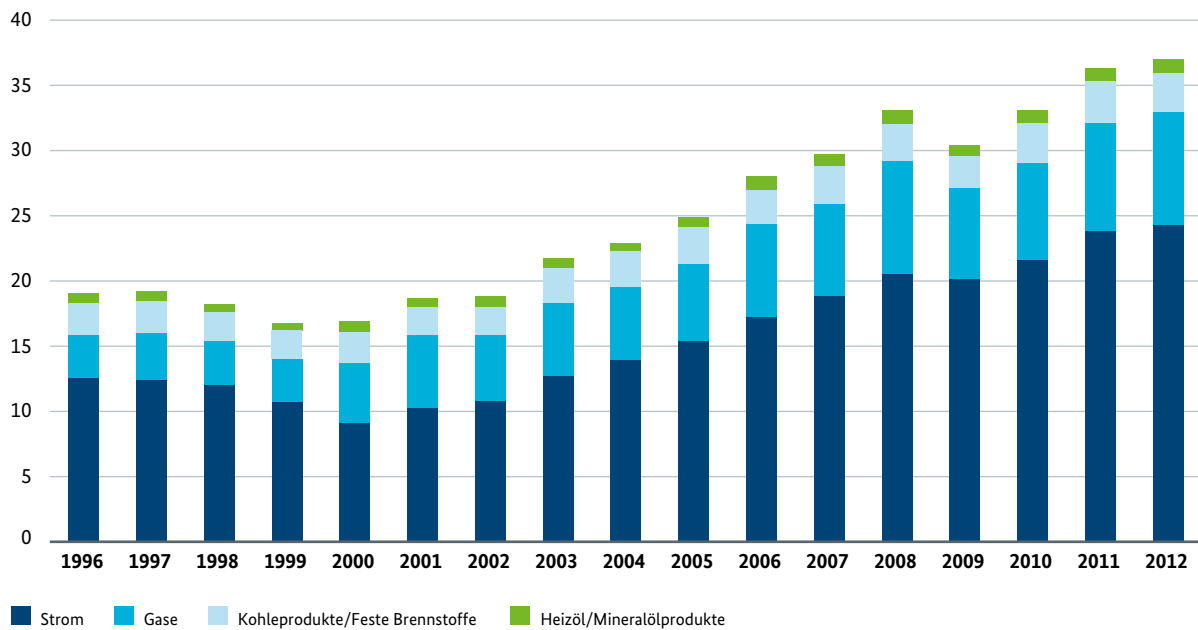
11.3.2 Industrie

Die Energiebezugskosten der Industrie in Deutschland sind auf den internationalen Beschaffungsmärkten im Jahr 2012 kaum angestiegen. Die Energiekosten der Industrie betragen rund 37,2 Milliarden Euro. Sie haben gegenüber dem Vorjahr um rund 0,6 Milliarden Euro (1,6 Prozent) zugenommen (siehe Abbildung 11.13).

Im Durchschnitt lag die Energiekostenbelastung des Verarbeitenden Gewerbes gemessen als Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert im Jahr 2011 bei 1,97 Prozent und damit unterhalb des Niveaus von 2010 (2,14 Prozent) (siehe Abbildung 11.14).

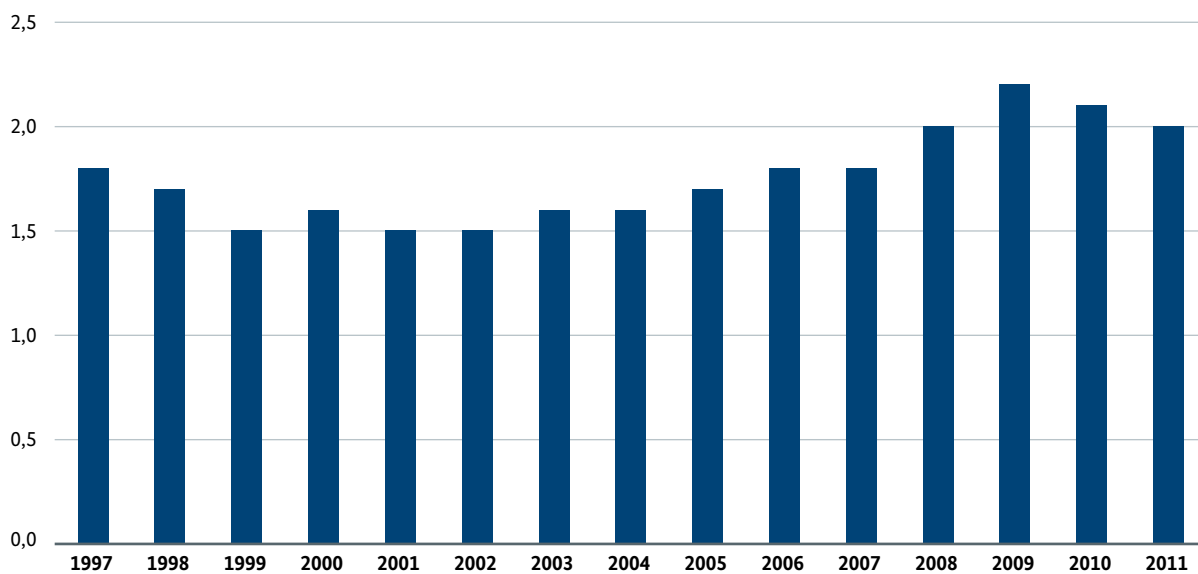
Die verschiedenen Wirtschaftszweige sind je nach Bedeutung des Energieeinsatzes im Produktionsprozess in unterschiedlichem Ausmaß von der Entwicklung der Energiekosten betroffen. Ein weiterer Indikator für die Energiekostenbelastung ist neben dem Energiekostenanteil am Bruttoproduktionswert der Energiekostenanteil an der Bruttowertschöpfung.

Abbildung 11.13: Energiekosten in der Industrie
in Mrd. Euro



Quelle: BMWi auf Basis von AGEB und Statistischem Bundesamt

Abbildung 11.14: Anteil der Energiekosten im Verhältnis zum Bruttoproduktionswert im Verarbeitenden Gewerbe
in Prozent



Quelle: Statisches Bundesamt, BMWi

Tabelle 11.6: Energiekostenbelastung ausgewählter Wirtschaftszweige

Wirtschaftszweig	Anteil am Bruttoproduktionswert 2011 (in Prozent)	Anteil an Brutto-Wertschöpfung 2011 (in Prozent)
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	6,7	18,7
Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	9,8	28,1
Gewinnung von Natursteinen, Kalk- u. Gipsstein, Kreide usw.	13,1	38,0
Kohlenbergbau, Torfgewinnung	5,9	22,5
Gewinnung von Erdöl und Erdgas	2,4	5,2
Verarbeitendes Gewerbe	2,0	7,3
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	7,2	23,4
Herstellung von Industriegasen	25,5	86,6
Herstellung von Kalk und gebranntem Gips	24,4	70,3
Herstellung von Zement	17,1	52,4
Herstellung von Ziegeln und sonstiger Baukeramik	14,5	38,5
Herstellung von Hohlglas	14,9	39,8
Herstellung von Flachglas	13,9	47,6
Metallerzeugung und -bearbeitung	5,1	29,7
Papiergewerbe	6,4	28,5
Chemische Industrie	4,4	19,3
Holzgewerbe (ohne Herstellung v. Möbeln)	3,7	16,4
Textilgewerbe	3,7	13,1
Ernährungsgewerbe	2,4	13,6
Herstellung v. Metallerzeugnissen	2,2	6,3

Quelle: Statistisches Bundesamt, BMWi

In Untergruppen des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden sowie des Verarbeitenden Gewerbes können die Anteile deutliche Unterschiede aufweisen. In einzelnen Untergruppen liegen die Energiekostenanteile am Bruttoproduktionswert zum Teil deutlich über 10 Prozent, beispielsweise in der Herstellung von Zement oder Industriegasen (siehe Tabelle 11.6).

11.3.3 Volkswirtschaft

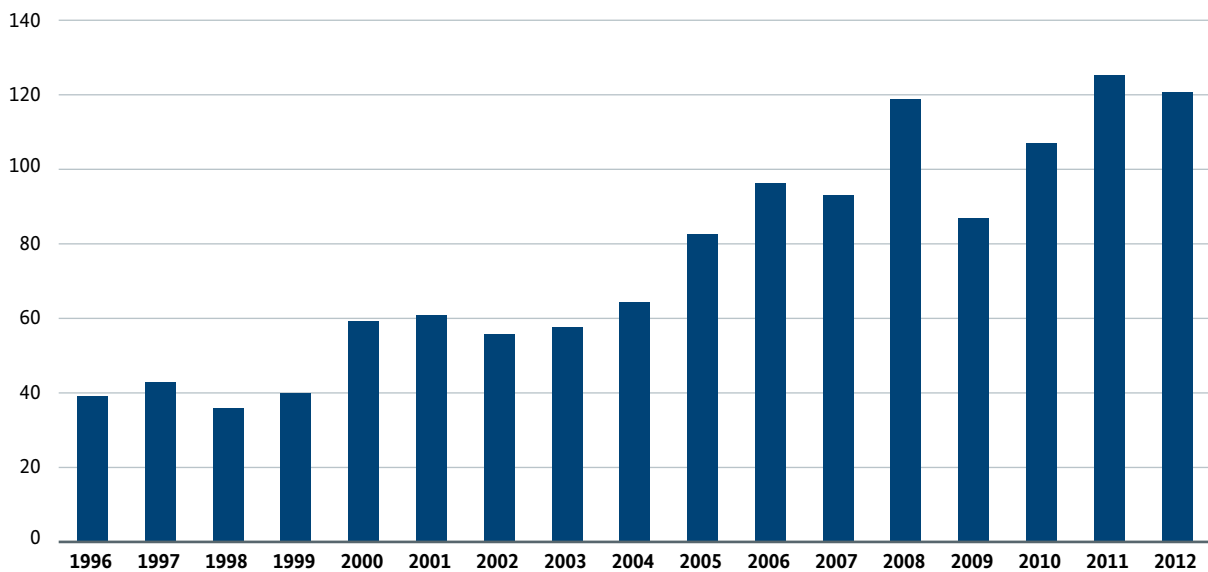
Die Gesamtausgaben für den Primärenergieverbrauch in Deutschland lagen im Jahr 2012 bei rund 134 Milliarden Euro. Sie waren damit um 7,8 Milliarden Euro (6,2 Prozent) höher als im Jahr 2011 (siehe Abbildung 11.15).

Bei einer Zunahme des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in 2012 um 2,0 Prozent (real 0,7 Prozent) erhöhte sich das Verhältnis von Energieausgaben zum BIP von rund 4,9 auf 5,0 Prozent und lag damit leicht über dem Vorjahr.

Die Ausgaben für den gesamten Endenergieverbrauch betragen im Jahr 2012 rund 356 Milliarden Euro. Das entspricht einem Anstieg von 5,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Das Verhältnis von (End-)Energieausgaben zum BIP stieg von 13,0 Prozent auf 13,5 Prozent im Jahr 2012.

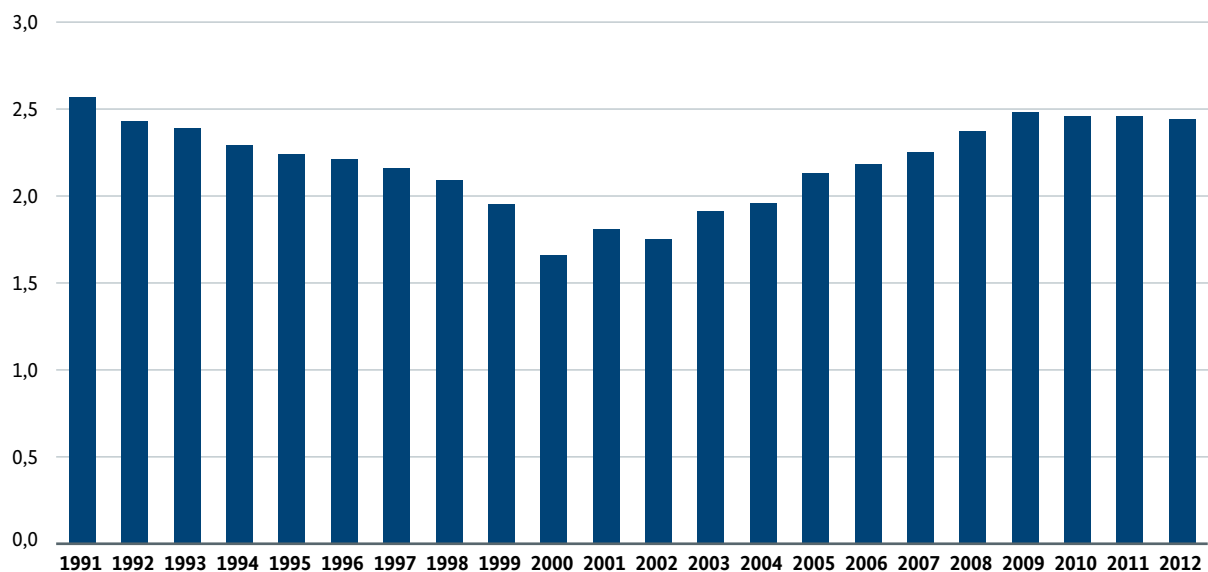
Die Gesamtausgaben der Letztverbraucher für Strom sind ein weiterer gesamtwirtschaftlich aggregierter Indikator, um die Belastung der Verbraucher in Deutschland abzubilden (Quelle: 1. Stellungnahme der Experten-Kommission, 2012). Sie sind im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr von 64,2 Milliarden Euro auf 65,0 Milliarden Euro angestiegen. Im Verhältnis zum nominalen BIP sind die Energieausgaben von 2002 bis 2009 schneller gestiegen. Vorausgegangen war eine Phase sinkender relativer Stromausgaben in den 1990er Jahren (siehe Abbildung 11.16). Im Jahr 2012 lag der Anteil bei 2,44 Prozent. Das entspricht dem Niveau der frühen 1990er Jahre. Damit wurde auch das Vorjahresniveau (2,46 Prozent) in etwa gehalten.

Abbildung 11.15: Ausgaben für den Primärenergieverbrauch
in Mrd. Euro



Quelle: BMWi, eigene Berechnungen auf Basis der AG Energiebilanzen

Abbildung 11.16: Ausgaben der Stromletzverbraucher im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt
in Prozent



Quellen: Statistisches Bundesamt, Experten-Kommission, eigene Berechnungen

11.4 Maßnahmen für wettbewerbsfähige und bezahlbare Energiepreise

Die Produktion hochwertiger Güter und Anlagen ist eine traditionelle Domäne Deutschlands. Wohlstand und Beschäftigung hängen in hohem Maße von der Entwicklung der Industrie ab. Der Anteil des Verarbeitenden Gewerbes an der Bruttowertschöpfung lag im Jahr 2012 bei 22,3 Prozent. Die deutsche Industrie ist in hohem Maße exportorientiert und damit auch exportabhängig. In vielen

Branchen wird mehr als die Hälfte der Produktion ins Ausland verkauft. Es ist daher entscheidend, dass für die in Deutschland produzierenden Unternehmen, die im europäischen und globalen Wettbewerb stehen, faire Wettbewerbsbedingungen geschaffen werden, auch um eine Abwanderung ins Ausland zu vermeiden (carbon leakage). Zugleich leistet Deutschland mit der Energiewende im besonderen Maße einen Beitrag zu einer Energietechnologie-Entwicklung, die auch den gesamteuropäischen Klima- und Energiezielen dient.



Die preisliche Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen wird dabei von einer Reihe von Regelungen beeinflusst, von denen einzelne im Jahr 2012 weiterentwickelt und ergänzt wurden.

Begrenzung der EEG-Umlage: Stromintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes, die im internationalen Wettbewerb stehen, können eine Begrenzung der EEG-Umlage nach §§ 40 ff. EEG beantragen. Durch die EEG-Novelle 2012 wurde der Anwendungsbereich dieser Regelung ausgeweitet, wodurch sich die insgesamt befreite Strommenge jedoch nur geringfügig erhöht hat (siehe Kapitel 6.8.1).

Ausgleich emissionshandelsbedingter Strompreiserhöhungen: Ab dem Jahr 2013 erhalten stromintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, einen Teil ihrer durch den EU-Emissionshandel erhöhten Stromkosten zurückerstattet. Diese Strompreiskompensation erhält die internationale Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven deutschen Industrieunternehmen, etwa der Stahl- und Chemieindustrie, und vermeidet Abwanderung ins Ausland (carbon leakage). Die Kompensation richtet sich in Höhe und Adressatenkreis nach den Vorgaben der Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission vom Mai 2012. Der deutschen Regelung wurde im Juli 2013 die beihilferechtliche Genehmigung erteilt.

Neuregelung bei den Stromnetzentgelten: Mit der Novelle der Stromnetzentgeltverordnung vom 14. August 2013, die zum großen Teil zum 1. Januar 2014 wirksam wird, ist Planungs- und Rechtssicherheit bei Netzentgelten geschaffen

worden. Insbesondere durch die Einführung eines gestaffelten Netzentgelts werden die energieintensiven Stromverbraucher stärker an den Netzkosten beteiligt. Die Festlegung der Entgelthöhe dieser Verbrauchergruppe orientiert sich an deren besonders hohen und gleichmäßigen Stromverbrauch und den damit verbundenen Wirkungen auf die Netzauslastung.

Sicherung der Strom- und Energiebegünstigungen: Zum 1. Januar 2013 ist das Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes sowie zur Änderung des Luftverkehrsteuergesetzes in Kraft getreten. Danach wird Unternehmen des Produzierenden Gewerbes der Spitzenausgleich bei der Energiesteuer und der Stromsteuer nur noch gewährt, wenn sie bestimmte Effizianz Anforderungen erfüllen. Im Energie- und im Stromsteuergesetz sind jährliche Energieeffizienzziele für das Produzierende Gewerbe in seiner Gesamtheit (sogenannte Glockenlösung) festgelegt. Das Gesetz knüpft die Gewährung des Spitzenausgleichs zudem an die Einführung von Energie- bzw. Umweltmanagementsystemen in den Unternehmen. Bei kleinen und mittleren Unternehmen können dies auch alternative Systeme zur Verbesserung der Energieeffizienz sein. Diese sind in der am 6. August 2013 in Kraft getretenen Verordnung über Systeme zur Verbesserung der Energieeffizienz im Zusammenhang mit der Entlastung von der Energie- und der Stromsteuer in Sonderfällen (Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung – SpaEfV) näher geregelt. Diese neuen Anforderungen gehen über die bislang geltenden Voraussetzungen für den Spitzenausgleich hinaus.

Bezahlbare Energiepreise für Haushalte und Unternehmen

Private Haushalte und nicht begünstigte Unternehmen sind auf bezahlbare Energiepreise angewiesen. Die Teilnahme privater Verbraucher am Marktgeschehen, beispielsweise durch den Wechsel des Stromanbieters, ist eine wichtige Voraussetzung, um dieses Ziel zu erreichen. Denn ein wettbewerblich organisierter Strom- und Gasendkundenmarkt wirkt preisdämpfend. Laut dem gemeinsamen Energie-Monitoring von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt für das Jahr 2012 ist die mengenbezogene Lieferantenwechselquote im Jahr 2012 über alle Abnehmergruppen im Vergleich zum Vorjahr um 0,9 Prozentpunkte auf 10,4 Prozent leicht gesunken. Damit die Möglichkeiten der Marktliberalisierung auch tatsächlich angenommen werden, bedarf es klarer Verbraucherrechte, gut zugänglicher Informationen über Anbieterwechsel und der Unterstützung der Verbraucher bei der Durchsetzung ihrer Rechte. Die Schlichtungsstelle Energie unterstützt seit November 2011 den fairen Wettbewerb, indem Streitigkeiten zwischen Verbrauchern und Unternehmen über die Energielieferung, den Netzanschluss oder die Messung von Energie beigelegt werden.

Einrichtung von Markttransparenzstellen für Strom und Gas sowie für Kraftstoffe: Mit dem Gesetz zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas sowie einer Markttransparenzstelle für Kraftstoffe, das am 12. Dezember 2012 in Kraft getreten ist, wird der Wettbewerb auf den Energiemärkten gestärkt. Die Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas wird bei der Bundesnetzagentur angesiedelt. Die Markt-

transparenzstelle für Kraftstoffe wird beim Bundeskartellamt eingerichtet. Ihre Aufgaben nehmen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt einvernehmlich wahr. Durch eine laufende Erhebung und Auswertung relevanter Daten soll eine raschere Aufdeckung von Marktmissbrauch und Preismanipulationen erleichtert werden. Die Zentralisierung der Datenerhebung ermöglicht Synergien und soll Mehrfachmeldungen vermeiden. Im Kraftstoffbereich wird die Markttransparenzstelle privaten Verbraucher-Informationsdiensten Meldedaten zur Verfügung stellen, die ihrerseits die Verbraucherinnen und Verbraucher aktuell über Änderungen der Tankstellenpreise informieren. Damit die Markttransparenzstellen ihre Tätigkeit aufnehmen können, müssen insbesondere die Meldepflichten durch Rechtsverordnungen konkretisiert werden. Die Rechtsverordnung im Kraftstoffbereich ist am 29. März 2013 in Kraft getreten. Nach einem Probetrieb hat die Markttransparenzstelle Kraftstoffe zum 1. Dezember 2013 ihren Regelbetrieb aufgenommen. Die Rechtsverordnung für den Großhandelsbereich wird derzeit unter Berücksichtigung der sich aktuell weiterentwickelnden EU-Gesetzgebung erarbeitet. Bis die Markttransparenzstellen Datenerhebungen und Analysen vornehmen, um Verdachtsfälle an die zuständigen Fachbehörden abzugeben, werden die zuständigen Behörden bei Anhaltspunkten für eine unzulässige Preisbildung Einzelfälle aufgreifen und auf unerlaubtes Verhalten, etwa Marktmissbrauch, untersuchen.

Auch Maßnahmen zur Energieeffizienz (siehe Kapitel 5) unterstützen die Bezahlbarkeit von Energie für Verbraucher. Wenn Effizienzmaßnahmen zu einem Verbrauchsrückgang führen, gehen hiervon auch preisdämpfende

Effekte aus. Auch der Ausbau der erneuerbaren Energien wird mittel- bis langfristig zu einer kostengünstigeren Energieversorgung führen. Durch den Umbau unseres Energieversorgungssystems auf regenerative Energien macht Deutschland sich unabhängig von den steigenden fossilen Energiepreisen.



12. Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende

Die Bundesregierung will die Energiewende zu einer Erfolgsgeschichte machen, Deutschland zu einem der modernsten Energiestandorte der Welt entwickeln und den Wirtschaftsstandort sichern. Für die Lebensqualität heutiger und zukünftiger Generationen sowie für den wirtschaftlichen Erfolg unseres Landes ist die Energiewende eine der größten Herausforderungen. Sie schützt Umwelt und Klima, macht uns unabhängiger von Importen und sichert Arbeitsplätze und Wertschöpfung in Deutschland. Die Bundesregierung wird deshalb engagierten Klimaschutz zum Fortschrittmotor entwickeln und dabei Wohlstand und Wettbewerbsfähigkeit stärken. Der fortgesetzte Umbau der Energieversorgung hat auch 2012 erhebliche Impulse für Investitionen, Innovationen, Preise und Technologieentwicklung ausgelöst. Konkrete Auswirkungen der Energiewende auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung in Deutschland lassen sich gegenwärtig nur ansatzweise aufzeigen. Für genauere Aussagen müssen die Effekte, die der Energiewende zuzurechnen sind, von den übrigen Effekten unterschieden werden, die durch andere Einflussfaktoren, wie etwa dem weltwirtschaftlichen Umfeld, bedingt sind. Eine umfangreiche Evaluierung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende ist im Fortschrittsbericht 2014 vorgesehen.

Beim Umbau der Energieversorgung sind enorme Potenziale für Innovation, Wachstum und Beschäftigung vorhanden, die es zu erschließen gilt. Der angestrebte Umbau geht mit Kosten einher, die in einer theoretischen, kontrafaktischen Welt „ohne Energiewende“ in dieser Form nicht anfallen würden (siehe Kapitel 11). Nicht alle diese Kosten sind jedoch der Energiewende zuzuschreiben. Die Energiewende bringt positive Effekte, wie beispielsweise einen verringerten Einsatz fossiler Brennstoffe, vermiedene Umweltschäden sowie den wesentlichen Nutzen durch eine nachhaltige und risikoärmere Energieversorgung.

Anders als bei den meisten Indikatoren der Energiewende lassen sich die gesamtwirtschaftlichen Nettoeffekte kaum mittels der amtlichen Statistik beschreiben. Dafür bedarf es umfassender und komplexer Modellrechnungen. Diese empirischen Modellierungen bieten die Möglichkeit, die tatsächliche Situation mit einer theoretischen Situation „ohne Energiewende“ (Referenz-Szenario ohne Energiewende) zu vergleichen. Mit einer derartigen Differenzbetrachtung ließen sich diejenigen gesamtwirtschaftlichen Nettoeffekte beschreiben, die der Energiewende zuzurechnen sind.

Ein solcher Ansatz geht jedoch mit erheblichen methodischen Herausforderungen einher. Mit einer künftig breiteren Datengrundlage und zusätzlichen Analysen wird sich der kommende Fortschrittsbericht eingehender befassen. Die im Folgenden dargestellten Teilindikatoren geben erste Hinweise zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten.

Die verschiedenen Maßnahmen, die zur Umsetzung der Energiewende auf den Weg gebracht wurden, sind mit einer Reihe von Auswirkungen auf die öffentlichen Haushalte verbunden. Eine vertiefte Darstellung dieser fiskalischen Auswirkungen soll im kommenden Fortschrittsbericht vorgenommen werden.

12.1 Preiseffekte und Wachstumsimpulse

Der beobachtbare Anstieg der Energiepreise kann nicht alleine der Energiewende zugerechnet werden. So ist beispielsweise der aktuelle Anstieg der Energieausgaben für Haushalte zu einem überwiegenden Teil auf steigende Gas- und Kraftstoffpreise zurückzuführen, die unter einem starken Einfluss der internationalen Rohstoffpreise stehen (siehe Kapitel 11).

Der Zubau erneuerbarer Energien hat auch im Jahr 2012 zum Trend weiter sinkender Börsenstrompreise beigetragen. Diese sind gegenüber dem Vorjahr um 12 bis 17 Prozent zurückgegangen. Gesamtwirtschaftlich hat dieser Rückgang die Verbraucher von Strom begünstigt. Insbesondere Unternehmen, die ihren Strom direkt an der Börse beziehen, profitieren von günstigeren Energiebezugspreisen. Dies wirkt sich vorteilhaft auf ihre Ertragsituation aus und induziert Investitionen mit weitergehenden positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten. Dem stehen Rückwirkungen auf die Ertrags- und Investitionssituation der Stromerzeuger gegenüber.

Das verfügbare Einkommen der Haushalte hat sich im Jahr 2012 um durchschnittlich 2,3 Prozent erhöht. Preisbereinigt haben sich die privaten Konsumausgaben um 0,6 Prozent erhöht. Die 2012 insbesondere für Haushaltskunden gestiegenen Energiepreise trugen zu Nachfrageverschiebungen sowohl innerhalb des Energiesektors als auch zwischen den Wirtschaftsbereichen bei. Die gestiegenen Ausgaben für den gesamten Endenergieverbrauch (siehe Kapitel 11.3) stellen einen relativen Kaufkraftentzug dar. Gleichzeitig wird durch Effizienzmaßnahmen weniger Strom verbraucht, was sich wiederum mittel- bis langfristig positiv auf die Kaufkraft der Verbraucher auswirken kann. Darüber hinaus gehen von der Energiewende Nachfrageimpulse bei Investitionsgütern aus, die zu mehr Beschäftigung beitragen. Durch die damit verbundenen Einkommenseffekte über-

tragen sich weitere indirekte (Nachfrage-)Effekte und Rückkopplungen auf die Gesamtwirtschaft.

Nach einer Studie von IÖW (2013) lag der Beitrag des Ausbaus der erneuerbaren Energien an der Wertschöpfung bei 19,4 Milliarden Euro.

Eine umfassende Bruttowertschöpfung der Energiewirtschaft kann jedoch nicht genau ermittelt werden, da die Energiewirtschaft sehr unterschiedliche Tätigkeitsbereiche umfasst und sich über mehrere Wirtschaftsbereiche erstreckt.

12.2 Investitionen

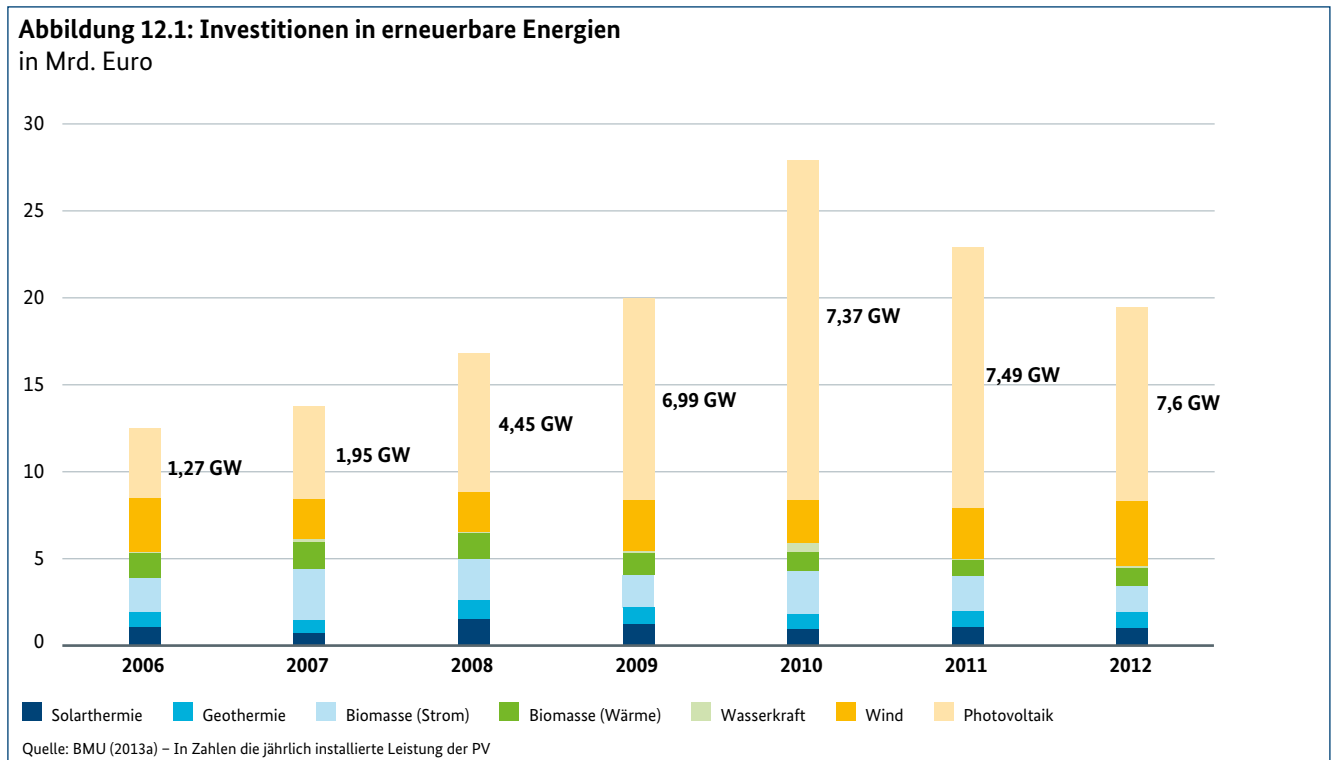
Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen, wie z. B. die finanzielle Förderung der erneuerbaren Energien oder der energetischen Gebäudesanierung, setzen Anreize für Investoren. Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz sind einer der wichtigsten Treiber der Energiewende. Zum Bereich der erneuerbaren Energien gehen Schätzungen von einem Investitionsvolumen von 19,5 Milliarden Euro aus (BMUB 2013a).

Gegenüber dem Vorjahr 2011 sind die Investitionen im Jahr 2012 um 16 Prozent gesunken (2011: 23,2 Milliarden Euro) (siehe Abbildung 12.1). Hauptgrund des Rückgangs waren die deutlich gesunkenen Technologiekosten bei der PV bei gleichzeitiger Stabilisierung des PV-Ausbaupfades. Die Investitionen in Windkraftanlagen und Biomasseanlagen legten im Vergleich zum Vorjahr weiterhin zu.

Investitionen in Energieeffizienz werden insbesondere durch öffentliche Förderungen vorangetrieben. Über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) wurden 2012 insgesamt 3,5 Milliarden Euro für Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen zur Verfügung gestellt und zusätzlich 2.500 besonders zinsgünstige Darlehen vergeben. Hinzu kamen staatlich geförderte Energieberatungen für den Mittelstand sowie für Hauseigentümer und Haushalte.

Die damit ausgelösten (privaten) Investitionen können im Einzelnen nur geschätzt werden. Nach den Evaluationen der im CO₂-Gebäudesanierungsprogramm aufgelegten KfW-Förderprogramme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren stiegen die KfW-induzierten zusätzlichen Investitionen in die energetische Gebäudesanierung und energetisch anspruchsvolle Neubauten in den Jahren 2009 bis 2012 auf über 12 Milliarden Euro pro Jahr an (KfW 2012). Seit 2006 bis Ende 2012 hat die Förderung mit einem Volumen von 9,3 Milliarden Euro die energieeffiziente Sanierung oder Errichtung von fast 3 Millionen Wohnungen mit einem Investitionsvolumen von rund 121 Milliarden Euro unterstützt (siehe Kapitel 9). Schätzungen über die ausgelösten Gebäudeinvestitionen variieren, da es u. a. methodisch anspruchsvoll ist, den Anteil energetisch relevanter Bauteile zu bestimmen (Böhmer et al. 2013). Es ist jedoch insgesamt davon auszugehen, dass die öffentlichen Fördergelder in diesem Bereich ein Vielfaches an Gesamtinvestitionen ausgelöst haben.

Die Investitionen im Bereich der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz sind Dreh- und Angelpunkt der Energiewende. Gleichzeitig lösen sie auch Investitionsim-



pulse für z.B. die Netzinfrastruktur, im Bereich von Ersatzkraftwerken und beim Einsatz moderner Informations- und Telekommunikationstechnologien aus (siehe Kapitel 7 und Kapitel 8). Darüber hinaus erfordert ein Energiesystem in einer hoch entwickelten Volkswirtschaft wie Deutschland grundsätzlich stetige Neu-, Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in Netze, Erzeugungskapazitäten und Speicher sowie in das Stromnachfragemanagement, in energieeffiziente Gebäude und Verkehrsinfrastrukturen.

Dabei lassen sich die Investitionseffekte der Energiewende nicht umfassend durch amtliche Statistiken abbilden. Die Investitionsnachfrage in der Energiewirtschaft generiert durch die Vorleistungsverflechtungen Wertschöpfung in weiteren Wirtschaftsbereichen. Diese Verflechtung kann zu positiven Beschäftigungseffekten jenseits des Wirtschaftsbereichs der Energiewirtschaft führen, in dem die Investitionen ursprünglich getätigt wurden. Zugleich können gegenläufige Impulse entstehen, indem mögliche Investitionen in anderen Wirtschaftsbereichen nicht oder nur teilweise umgesetzt werden.

12.3 Vermiedene fossile Brennstoffe und andere außenwirtschaftliche Impulse

Der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die gesteigerte Energieeffizienz haben in Deutschland zu Einsparungen bei fossilen Primärenergieträgern beigetragen. Als rohstoffarme Volkswirtschaft ist Deutschland auf fossile Primärenergieträgerimporte angewiesen, wie die Nettoimportquoten bei den wichtigsten Energieträgern Mineralöl (2012: 98,3 Prozent), Erdgas (85,7 Prozent) und Steinkohle (80,8 Prozent) zeigen. Preisschwankungen auf den internationalen Märkten dieser Energieträger können daher einen unmittelbaren gesamtwirtschaftlichen Impuls haben.

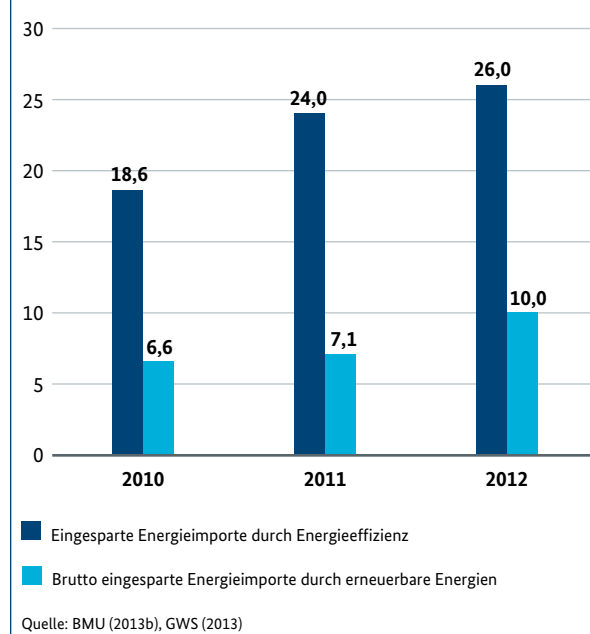
Einsparungen fossiler Primärenergieträger sind vor dem Hintergrund zu sehen, dass im Jahr 2012 fossile Energieträger im Wert von netto insgesamt 97 Milliarden Euro eingeführt wurden (2011: 89 Milliarden Euro) (BMW 2013). Damit setzte sich der seit Mitte der 1990er Jahre bestehende Trend der wertmäßig steigenden Nachfrage nach fossilen Brennstoffimporten fort. Der dämpfende Effekt von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz auf die Importnachfrage nach fossilen Energieträgern wurde in verschiedenen Studien geschätzt (u. a. GWS 2013, Fraunhofer ISI et al. 2013, 2011).

Durch gesteigerte Energieeffizienz, die durch die allgemeine technologische Entwicklung sowie durch aktive Maßnahmen angetrieben wurde, fiel die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen an den internationalen Energiemärkten im Jahr 2012 um 26 Milliarden Euro geringer aus (siehe Abbildung 12.2). Zu rund einem Drittel haben Energieeffizienz-Maßnahmen, wie die Energieeinsparverordnung,

diverse KfW-Programme oder das Marktanzreizprogramm, zu diesem Einspareffekt beigetragen (GWS 2013). Für die Jahre 2011 und 2012 lag dieser Betrag vor allem wegen der steigenden Importpreise für fossile Energieträger erheblich höher als im Jahr 2010.

Der entsprechende Bruttoeffekt durch den Ausbau erneuerbarer Energien betrug im Jahr 2012 rund 10 Milliarden Euro. Unter Berücksichtigung biogener Brennstoffimporte lag dieser Wert rund 13 Prozent niedriger (Fraunhofer ISI et al. 2013, BMU 2013b).

Abbildung 12.2: Rückgang fossiler Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz in Mrd. Euro



Für die exportorientierte deutsche Volkswirtschaft mit ihren Überschüssen in der Handels- und Leistungsbilanz können Importe fossiler Energieträger vorteilhaft sein, sofern dadurch internationale Handelsungleichgewichte abgebaut und Energieexporteure in die Lage versetzt werden, hochwertige deutsche Industrieprodukte zu kaufen. Unter Versorgungsgesichtspunkten ist die weiterhin hohe Abhängigkeit von Primärenergieträgerimporten aus wenigen Bezugsländern zu beachten. Bei einer weltweit steigenden Nachfrage nach Energieressourcen kann es zu weiteren Preissteigerungen kommen. Insofern trägt die Einsparung fossiler Energieimporte zu einer Abkopplung von internationalen Preis- und Mengenrisiken bei.

Auch auf höheren Wertschöpfungsstufen kommt der Energiewende eine wachsende außenwirtschaftliche Bedeutung zu. Indem die inländische Nachfrage nach innovativen Energietechnologien angestoßen oder verstärkt wird, werden den Technologie-Anbietern in einzelnen Marktsegmenten, wie z. B. Erneuerbare-Energien- oder Effizienz-

Technologien, neue Chancen auf internationalen Märkten eröffnet. Marktgängige Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie zur Steigerung der Energieeffizienz stellen technologisch ausgereifte Lösungen dar und erfordern hochwertige Fertigungsprozesse. In diesen Bereichen sind Unternehmen in Deutschland Anbieter international konkurrenzfähiger Produkte und häufig sogar Marktführer.

12.4 Beschäftigung

Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Investitionen in Energieeffizienz entfalten unmittelbare Beschäftigungswirkungen über eine zunehmende Nachfrage nach Waren und Dienstleistungen. Dies führt zu einem Beschäftigungsaufbau in den Wirtschaftszweigen, die diese nachgefragten Güter bereitstellen. Gleichzeitig überträgt sich dieser Impuls abgeschwächt auf die Vorleistungsbereiche und kann so weitere indirekte Beschäftigungseffekte auslösen. In einer Nettobetrachtung ist dem Aufbau von Bruttobeschäftigung der potenzielle Rückgang von Beschäftigung in anderen Bereichen der Energiewirtschaft sowie in anderen Wirtschaftsbereichen gegenüber zu stellen. Die hierzu erforderlichen Analysen, die die Rückkopplungen im Arbeitsmarkt erfassen und einen Nettobeschäftigungseffekt deutlicher identifizieren können, liegen derzeit nicht vor. Anhaltspunkte können folgende Einzelstudien zu bestimmten Bereichen sowie Indikatoren der amtlichen Statistik liefern.

Vorliegende Schätzungen für den Bereich der erneuerbaren Energien berücksichtigen neben der Energieerzeugung auch Liefer- und Leistungsverflechtungen sowie Beschäfti-

gungseffekte, die nicht auf Fördermaßnahmen zurückzuführen sind (siehe Abbildung 12.3). Danach ist die Bruttobeschäftigung im Jahr 2012 mit 377.800 auf einem ähnlichen Niveau wie im Vorjahr (2011: 381.600). Der Beschäftigungsrückgang (um 19,6 Prozent) bei der Solarenergie wurde vor allem durch einen Beschäftigungsaufbau (um 16,7 Prozent) bei der Windenergie kompensiert (BMUB 2013).

Auch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bewirken Beschäftigungsimpulse. Nach einer Berechnung von GWS (2013) sind mit Effizienzfortschritten und Einsparmaßnahmen, wie sie im Zweiten Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan beschrieben sind, bis 2012 gesamtwirtschaftlich rund 436.000 Arbeitsplätze entstanden. Die sektoralen Beschäftigungseffekte fallen unterschiedlich aus (siehe Abbildung 12.4). Darin eingerechnet sind die Effekte von maßnahmenunabhängigen Technologie-Entwicklungen der Energieeffizienz, die rund die Hälfte des Gesamteffekts ausmachen (siehe Kapitel 12.3).

Mit der Energiewende ist auch ein grundlegender Strukturwandel im konventionellen Kraftwerksbereich in Richtung mehr Flexibilisierung verbunden. Dieser Umbauprozess führt zu einer Anpassung der Beschäftigungsstruktur. Allerdings sind nicht alle Beschäftigungseffekte auf die Energiewende zurückzuführen. Der größte Anteil des Beschäftigungsrückgangs erfolgte in den Jahren vor der Energiewende. In den 1990er Jahren sanken die Beschäftigungszahlen um rund die Hälfte. Die betroffenen Hauptsektoren waren dabei größtenteils in Steinkohlen- und Braunkohlenbergbau und -veredelung sowie zu geringeren Teilen in der Mineralölverarbeitung.

Abbildung 12.3: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien

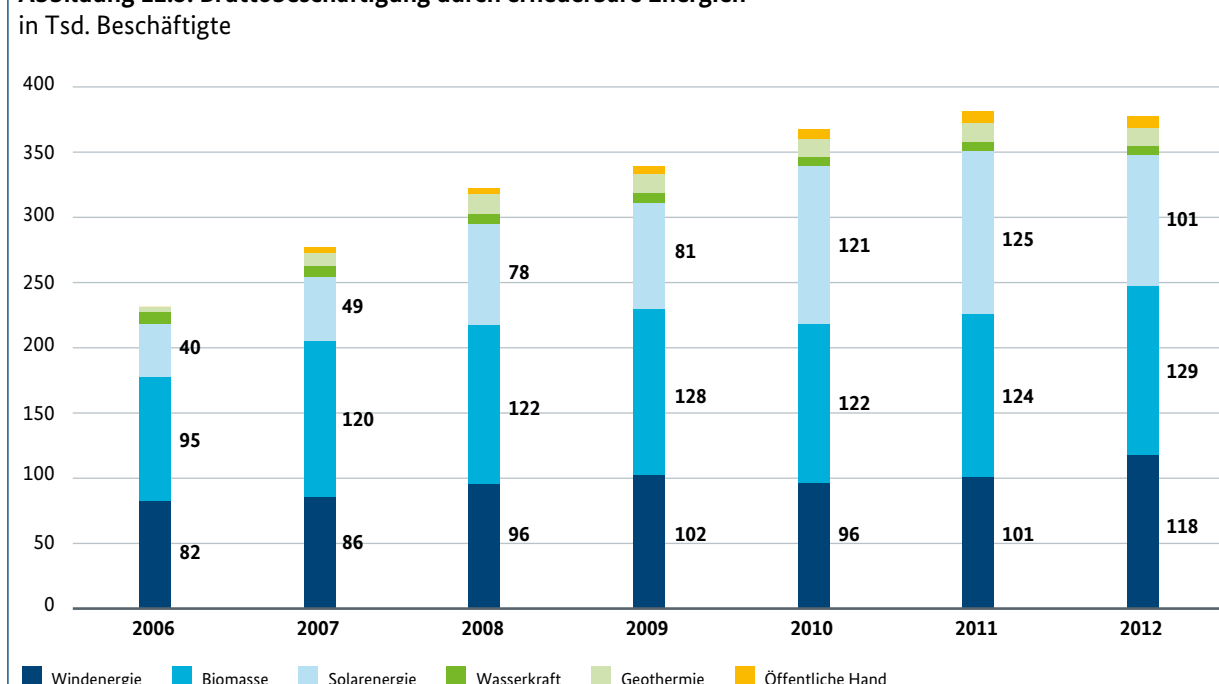
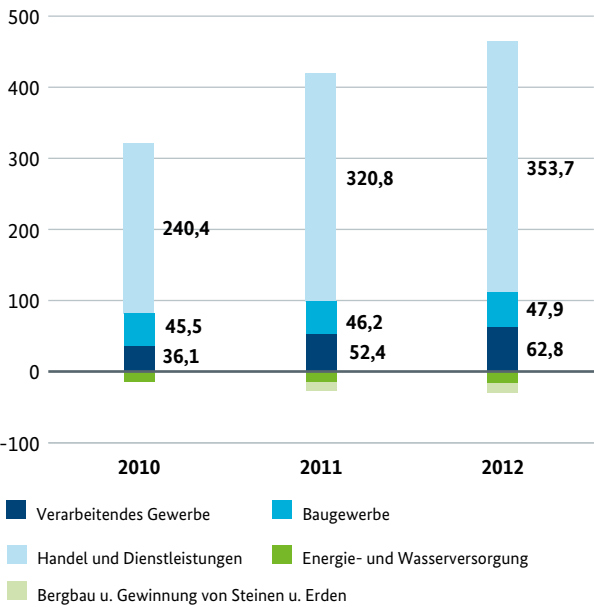


Abbildung 12.4: Beschäftigungseffekte durch Energieeffizienz
in Tsd. Beschäftigte



Quelle: GWS (2013) – in Zahlen der Nettobeschäftigungsaufbau (in Tsd. Beschäftigte) durch Effizienzmaßnahmen seit 1995 sowie maßnahmenunabhängige Technologie-Entwicklungen

Die amtliche Beschäftigtenstatistik bildet die Beschäftigung in Unternehmen ab, die vorrangig in der konventionellen Energiewirtschaft tätig sind. In diesen Unternehmen waren im Jahr 2012 rund 212.500 Personen direkt beschäftigt. Das sind rund 6,7 Prozent weniger als im Jahr 2011. Im Jahr 2013 waren rund 215.000 Personen direkt

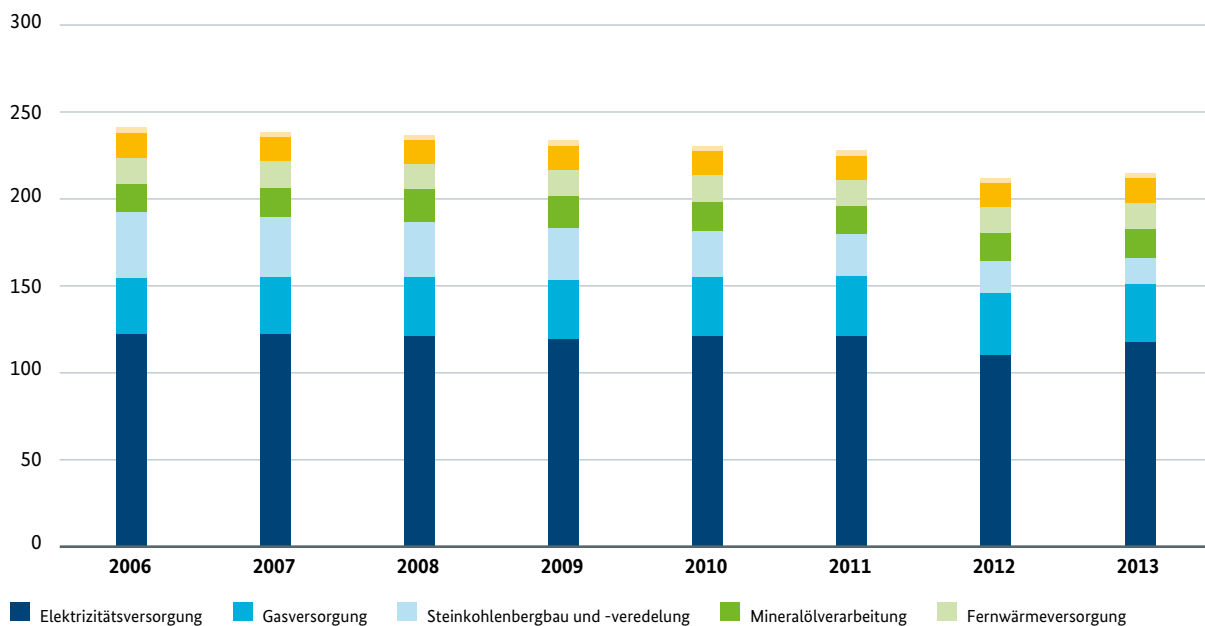
beschäftigt und damit etwas mehr (1,3 Prozent) als im Vorjahr. In den Zahlen zur Elektrizitätsversorgung (siehe Abbildung 12.5) sind zu einem geringen Anteil auch Personen erfasst, die im Bereich der erneuerbaren Energien beschäftigt sind. Dies betrifft beispielsweise Personen in Unternehmen mit einer Stromerzeugung aus erneuerbaren und konventionellen Quellen.

Der Energiesektor in der Definition des Statistischen Bundesamtes umfasst einzelne Wirtschaftszweige, jedoch nicht die vor- und nachgelagerten Bereiche. Weitere Branchen mit energiewirtschaftlichem Bezug, wie u. a. der Maschinenbau, werden gemäß ihres wirtschaftlichen Schwerpunktes nicht der Energiewirtschaft zugerechnet. In dem Sinne ist von einer höheren Anzahl der Beschäftigten im Energiesektor auszugehen.

12.5 Vermeidung von Klimafolgen und Umweltschäden

Eine der wichtigsten Nutzenkategorien der Energiewende ist die Vermeidung negativer externer Effekte infolge von Treibhausgasemissionen und Luftschadstoffen. Die nachhaltige Reduzierung von Treibhausgasemissionen in einem wirtschaftlich tragfähigen Umfang leistet einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung des Klimawandels (siehe Kapitel 10). Dadurch wird ein Beitrag zur Vermeidung klimabedingter Schäden wie Überschwemmungen, Ernteausfällen, aber auch Verlust von Biodiversität, bzw. weiterer Folgen des Klimawandels geleistet. In ähnlicher Weise trägt die

Abbildung 12.5: Beschäftigungseffekte in der konventionellen Energiewirtschaft
in Tsd. Beschäftigte



Quelle: Statistisches Bundesamt

Reduzierung von Luftschadstoffen zur Vermeidung von Atemwegserkrankungen bei.

Die Beschäftigung mit Umweltkosten sowie Versuche ihrer Quantifizierung sind bereits seit mehreren Jahrzehnten Bestandteil energie- und umweltpolitischer Diskussionen und wissenschaftlicher Forschung. Bei der Schätzung von Umweltkosten sind hohe Varianzen festzustellen. Diese Varianzen lassen sich vor allem auf die Betrachtung unterschiedlicher Systemgrenzen und Schadensarten, unterschiedliche Schätzmethode, unterschiedliche Annahmen zu den Risiken und Dosis-Wirkungsbeziehungen und unterschiedlich hohe Diskontierungssätze zurückführen (UBA 2012).

Wesentliche Abschätzungen zu den Umweltkosten durch CO₂-Emissionen und andere Umweltbelastungen wurden beispielsweise in den EU-geförderten Projekten ExternE (Externalities of Energy. A Research Project of the European Commission, ExternE 1995–2005) und NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability, NEEDS 2009) durchgeführt. Die dort errechneten Werte variieren von nahe null bis zu mehreren hundert Euro/t CO₂ je nach gesetzten Annahmen. Diese Abschätzungen sind in die Begründung verschiedener umweltpolitischer Maßnahmen auf nationaler und EU-Ebene eingeflossen (u. a. Air Quality Directive, Large Combustion Plant Directive) (siehe DLR, Fraunhofer ISI 2011). Damit trugen sie dazu bei, dass Umweltkosten stärker internalisiert, d. h. von den Verursachern getragen werden. Ein prominentes Beispiel für ein Instrument zur Internalisierung externer Kosten ist der 2005 etablierte EU-Emissionshandel. Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, einen wirksamen Emissionshandel auf europäischer Ebene zu fördern. Dabei muss die Reduzierung der emittierten Treibhausgas-mengen zentrales Ziel des Emissionshandels bleiben (siehe Kapitel 10.3).

Für Deutschland empfiehlt das Umweltbundesamt, einen Kostensatz von 80 Euro₂₀₁₀/t CO₂ anzusetzen und Sensitivitätsanalysen im Bereich von 40 bis 120 Euro₂₀₁₀/t CO₂ vorzunehmen. Bei den Kostensätzen für die Luftschadstoffe wurde auf die Werte des NEEDS-Projekts zurückgegriffen, da diese den derzeit verfügbaren Stand des Wissens darstellen.

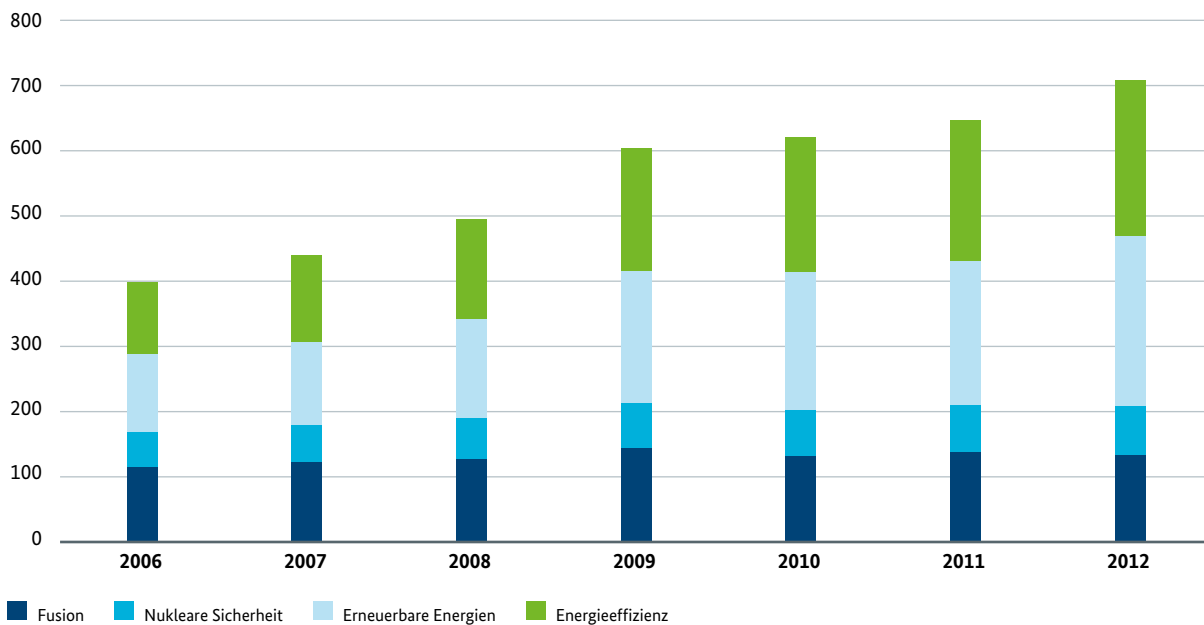
Strom- und Wärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern verursachen wesentlich höhere spezifische Umweltkosten als die Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien lassen sich daher die Umweltkosten der Strom- und Wärmeerzeugung deutlich senken.

12.6 Förderung von Forschung und Entwicklung von Energietechnologien

Forschung und Innovation im Energiebereich sind zentrale Handlungsfelder bei der Umsetzung der Energiewende. Die Energieforschung als strategisches Element der Energiepolitik trägt wesentlich dazu bei, die Entwicklung von sicheren, bezahlbaren und umweltverträglichen Technologien voranzutreiben. Forschung und Entwicklung ist eine gemeinsame Aufgabe von Wirtschaft und Wissenschaft. Mit ihren Anstrengungen zur Erforschung und Entwicklung neuer Energietechnologien erbringen Unternehmen und Forschungseinrichtungen einen wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Nutzen, der weit über den einzelwirtschaftlichen Bereich hinaus positive Wirkungen entfaltet. Die Energieforschungspolitik der Bundesregierung schafft Rahmenbedingungen für die notwendigen Innovationen und greift dort fördernd ein, wo langfristige strategische gesamtgesellschaftliche Überlegungen nicht mit den kurzfristiger orientierten ökonomischen Interessen von Unternehmen im Einklang sind. Darüber hinaus setzt die Bundesregierung auf ausgewählten Themenfeldern Anreize, um seitens der privaten Unternehmen zusätzliche Forschungsmittel zu mobilisieren und seitens der Forschungseinrichtungen gezielt Grundlagenwissen für die Energiewende zu generieren.

Mit der Umsetzung des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung, in dessen Rahmen für die Förderperiode 2011 bis 2014 rund 3,5 Milliarden Euro für die Förderung von Forschung und Entwicklung zur Verfügung stehen, sind wichtige Maßnahmen auf den Weg gebracht worden. Im Jahr 2012 beliefen sich die getätigten Ausgaben auf 708 Millionen Euro. Das sind 9,5 Prozent mehr als im Vorjahr. Über 70 Prozent flossen dabei in die Förderung der beiden zentralen Bereiche Energieeffizienz und erneuerbare Energien (siehe Abbildung 12.6). Dies schließt auch die strategisch wichtigen Themen Energiespeicherung und Netze ein, für die die gemeinsamen Förderinitiativen „Energiespeicher“ (siehe Kapitel 7.5) und „Zukunftsfähige Stromnetze“ (siehe Kapitel 8.7) durch die beteiligten Bundesressorts eingerichtet wurden. Die Ausgaben im Bereich der Energieeffizienz betragen im Jahr 2012 239 Millionen Euro und damit 11,1 Prozent mehr als im Vorjahr (2011: 215 Millionen Euro). Vorhaben im Bereich der erneuerbaren Energien wurden mit 260 Millionen Euro unterstützt. Das ist ein Zuwachs von 18,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2011: 221 Millionen Euro). Der erstmals 2013 erschienene Bundesbericht Energieforschung stellt die Aktivitäten der beteiligten Bundesministerien zusammenfassend dar. Außerdem wurde das zentrale Informationssystem für Energieforschung und Energietechnologien („EnArgus“) gestartet sowie die Landkarte der Energieforschung veröffentlicht. Federführend für die Durchführung des 6. Energieforschungsprogramms ist das Bundeswirtschaftsministerium, das auch im Rahmen der Koordinierungsplattform „Energieforschungspolitik“

Abbildung 12.6: Forschungsausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm
in Mio. Euro



Quelle: BMWi (2013b)

die Abstimmung der Maßnahmen mit den anderen am Programm beteiligten Ressorts vornimmt. Zusätzlich erfolgt im Rahmen dieser Plattform die Zusammenarbeit mit den Bundesländern, die künftig weiter ausgebaut werden soll.

Die Bundesregierung richtet die Energieforschung konsequent auf die Energiewende aus. Im Energieforschungsprogramm werden neue, thematisch übergreifende und systemorientierte Forschungsansätze aufgegriffen, um zusätzliche Potenziale für den Innovationsprozess entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu erschließen. Die Mittel im Energieforschungsprogramm werden verstetigt.

Gleichzeitig ist es von besonderer Bedeutung, die gesellschaftliche Akzeptanz für neue Energietechnologien und erforderliche Energieinfrastrukturen zu erhöhen und Innovationen durch frühzeitiges Einbeziehen von gesellschaftlichen Gruppen und adäquate Informationspolitik zu begleiten. Transparenz und Koordination sind dabei Schlüsselfaktoren. Um diesen Aspekten Rechnung zu tragen und mit Blick auf ein innovationsfreundliches Umfeld effektiv zu verzahnen, hat die Bundesregierung den Dialog mit den Akteuren aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft intensiviert.

Eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Forschung und Innovation im Netzbereich erfolgte mit der Novelle der Anreizregulierungsverordnung (siehe Kapitel 8.7). Die Novelle sieht zusätzliche Anreize für Netzbetreiber bei Forschung, Entwicklung und Demonstration im Netzbereich vor.

Der Beitrag der Energieforschung zur Energiewende und die zügige Umsetzung von Forschungsergebnissen in neue, marktfähige Energietechnologien stehen in engem Zusammenhang mit effektiven Rahmenbedingungen für Innovationen und technischen Fortschritt.

Die Impulse der Förderung von Forschung und Entwicklung zeigen sich unter anderem in den Anmeldezahlen der Patente. Nach Zahlen des Deutschen Patent- und Markenamtes (DPMA) haben sich die jährlichen Patentanmeldungen in den vom DPMA erfassten Bereichen erneuerbarer Energien gegenüber 2006 mehr als verdreifacht. Diese Entwicklung ist im Zusammenhang mit den Patentanmeldungen in den anderen Wirtschaftsbereichen zu sehen. Ergänzend müssten noch zu entwickelnde Indikatoren betrachtet werden, die Umsetzung von Patenten und anderen Forschungsergebnissen in marktfähige Energietechnologien abbilden.

Generell müssen Forschungsergebnisse zügig in Form von innovativen und marktfähigen Produkten verwertet werden. Auch mit Blick auf eine weltweit steigende Nachfrage nach innovativen Energietechnologien und der Stärkung des exportorientierten Technologiestandortes Deutschland soll der Innovationsprozess bis hin zur Markteinführung erheblich beschleunigt werden. Seit dem Frühjahr 2013 flankiert daher das Dialogforum „Neue Energietechnologien“ des Bundeswirtschaftsministerium die Beschleunigung des Innovationsprozesses von der Idee einer Energietechnologie bis hin zum markt- und wettbewerbsfähigen Produkt.

Das Forschungsforum „Energiewende“ wurde im März 2013 gestartet. Es adressiert vor allem Langfristaspekte im Energieforschungsbereich. Unter Beteiligung aller Akteure – Bund, Länder, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft – leistet das Forum eine wissenschaftsbasierte Politikberatung und entwickelt eine Strategische Forschungsagenda im Bereich der Grundlagenforschung. Die Forschungsagenda fließt in die Weiterentwicklung des Energieforschungsprogramms ein. Die Dialogplattform der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren (HGF) im Bereich der Energieforschung hat ihre Arbeit prioritär mit der Erarbeitung der Forschungspolitischen Vorgaben für die nächste Periode der Programmorientierten Förderung fortgesetzt. Die 2013 verabschiedeten Vorgaben bilden die Grundlage für die Erarbeitung gemeinsamer Forschungsprogramme der Zentren, die 2014 evaluiert werden.

Die europäische Zusammenarbeit in der Energieforschung gewinnt zunehmend an Bedeutung. Dies unterstreicht der europäische Strategieplan für Energietechnologien (SET-Plan), der bereits im Jahr 2008 von den europäischen Staats- und Regierungschefs verabschiedet und im Jahr 2012 weiterentwickelt wurde. So wurde die Zusammenarbeit mit der EU-Kommission und EU-Mitgliedstaaten u. a. durch die Weiterentwicklung konkreter Projekte intensiviert, wie beispielsweise die gemeinsame Energieeffizienz-Förderinitiative von Deutschland und Finnland oder eine Zusammenarbeit mit Österreich und der Schweiz zu „Energieeffiziente und intelligente Städte der Zukunft“. Die Bundesregierung wird auch weiterhin die europäische Dimension des Themas durch eine geeignete Vernetzung der Forschungsmaßnahmen berücksichtigen.

12.7 Der Umbau des Energiesystems als Entwicklungspfad

Um den tiefgreifenden Umbau des Energiesystems zu beschleunigen, hat die Bundesregierung eine Reihe von Entscheidungen getroffen. Für die Erreichung eines neuen Energiesystems bis 2050, wie es durch die Energiewende-

Beschlüsse beschrieben ist, werden in den nächsten Jahrzehnten weitere Schritte erforderlich sein. Zugleich haben die durch die Energiewende gesetzten Rahmenbedingungen bereits Investitionen ausgelöst (siehe Kapitel 12.2), die die Strukturen im Energiesektor mittel- und langfristig beeinflussen und den weiteren Entwicklungspfad vorzeichnen. Perspektivisch soll das Energiesystem das Fundament für eine positive wirtschaftliche Entwicklung stärken, zum wichtigen Impulsgeber für Innovation und technologischen Fortschritt werden und helfen, die natürlichen Lebensgrundlagen zu bewahren und das Klima zu schützen. Es wird weiterhin darauf ankommen, den Transformationsprozess möglichst marktkonform unter Wahrung von Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltschutz auszugestalten.

Ein langfristiger Entwicklungspfad dieser Form stützt sich insbesondere auf Innovationen und fortschrittliche Technologien. Ihnen kommt eine strategische Bedeutung zu. Innovationsimpulse werden gesellschaftlich verstärkt, wirken in andere Branchen hinein und können so eine gesamtwirtschaftliche Dynamik entfalten. Innovationsprozesse mit Blick auf die Umsetzung der Energiewende sind zu beschleunigen. Hierfür getroffene Maßnahmen müssen grundsätzlich auf einem langfristig angelegten Rahmen für die Energiewende angelegt sein. In diesem Sinne müssen sie an energiepolitischen Zielen anknüpfen, aber gleichzeitig auch andere relevante Politikfelder wie die Wirtschafts-, Finanz- und Europapolitik berücksichtigen.

Ein grundlegender Umbau der Energieversorgung, wie er in Deutschland beabsichtigt ist, wird umso besser gelingen können, je effizienter die ergriffenen Maßnahmen sind und je breiter die gesellschaftliche Unterstützung für diesen Prozess ist. Der Umbau der Energieversorgung schafft Handlungsspielräume für kommende Generationen. Der beschleunigte Weg ins regenerative Zeitalter soll Deutschland bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen, Energiesicherheit und hohem Wohlstandsniveau zu einer der fortschrittlichsten und energieeffizientesten Volkswirtschaften weltweit machen.

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)	Der Evaluationsbericht der BNetzA 2012 hat keinen kurzfristigen Änderungsbedarf ergeben. Zu den mittelfristigen Anpassungsnotwendigkeiten läuft u. a. ein Forschungsvorhaben.
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. Zur Weiterentwicklung hat BMU ein Vorhaben zur Öko-Stromkennzeichnung in Vorbereitung.
4	Überprüfung der Boni im EEG (v. a. Biomasse)	Erfolgt durch EEG-Novelle 2012 (§§ 27–27c EEG), weitere Anpassungen im Lichte einer EEG-Novelle absehbar.
5	Neuregelung Eigenverbrauch EE-Strom	Ist in PV-Novelle im Rahmen des „Marktintegrationsmodells“ weiterentwickelt worden (§ 33 EEG 2012).
6	Mittelfristig: Prüfung einer Ausschreibungsoption für Wind-Offshore	Prüfung und Gutachten abgeschlossen.
7	KfW-Sonderprogramm „Offshore-Windenergie“	Umgesetzt durch KfW-Programm „Offshore-Windenergie“.
8	Flankierende Maßnahmen zum Ausbau Offshore	Gesetz zur Haftungsregelung und eines Offshore-Netzentwicklungsplans „Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften“ vom 29.08.2012 haben dies umgesetzt. Im „Fortschrittsbericht Offshore-Windenergie“ werden diese weiterentwickelt und Veröffentlichung Ende 2013 angestrebt.
9	Genehmigungsgrundlagen Offshore-Windparks weiterentwickeln	Umgesetzt durch das Erste Gesetz zur Änderung schiffahrtsrechtlicher Vorschriften (1. SchifffRÄndG, § 9) vom 30. Juni 2011.
10	Seeanlagen-Verordnung novellieren (Befristete Genehmigungen gegen Vorratshaltung, Konzentrationswirkung)	Umgesetzt durch die Novelle der Seeanlagen-Verordnung vom 30. Januar 2012.
11	Kostenneutrale Vergütungsoption für Offshore-Windenergie im EEG	Umgesetzt durch EEG 2012 (sog. Stauchungsmodell nach § 31 Absatz 3).
12	Fortschreibung des Raumordnungsplans für die AWZ	Umgesetzt durch Fortschreibung des Raumordnungsplans für die AWZ – per Kabinettsbeschluss zum Evaluierungsbericht Ende 2012 umgesetzt.
13	Ausweisung neuer Flächen Onshore-Wind in Raumordnungsplänen	Auf Länderebene zu regeln, läuft daher in der BLWE (siehe BLWE); seit 2011 kontinuierlich im Umsetzungsprozess.
14	Absicherung des Repowerings im Bauplanungsrecht	Umgesetzt durch BMVBS mit BauGB 2011 (§ 249 BauGB).
15	Rechtliche Voraussetzungen für Reduzierung der Lichtemissionen	In Allgemeiner Verwaltungsvorschrift AVV zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen sollen die gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden.
16	Einsatz optimierter Radaranlagen F + E-Vorhaben zur besseren Verträglichkeit militärischer Radaranlagen mit der Windenergienutzung	Gespräche mit BMVg, Radarherstellern und Branche finden weiterhin statt.
17	Bund-Länder-Initiative-Windenergie (BLWE)	Im Mai 2011 gegründet und tagt seitdem regelmäßig.
18	Windpotenzialstudie Bund und Länder	Im Juni 2013 veröffentlicht.
19	Bundesweite Kriterien zur Anwendung von sachgerechten Abstands- u. Höhenbegrenzung im Einzelfall (Bund und Länder)	Ist Gegenstand der Arbeiten in Bund-Länder-Initiative-Windenergie.
20	Evaluation der Nachhaltigkeitsregelungen für flüssige Biomasse im Strom- und Kraftstoffsektor	Dauerhafter, begleitender Prozess; abgeschlossen für 2010, siehe Kapitel 14 des Berichts nach Art. 22 der Richtlinie 2009/28/EG.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
21	Ausweitung der Nachhaltigkeitskriterien auf alle Bioenergieträger (auf EU-Ebene); Einbezug von Landnutzungsänderungen	Verhandlungen auf der EU-Ebene laufen.
22	Erschließung der Potenziale an biogenen Reststoffen und Bioabfällen	Laufender Prozess durch EEG 2012 und und 36. BImSchV.
23	Stärkerer Einsatz von Biogas im Wärme- und Kraftstoffsektor; Knüpfung an angemessene Effizienz- und THG-Reduktions-Anforderungen	Umgesetzt durch Vorbildwirkung der Öffentlichen Hand; im Übrigen weitere Prüfung durch Erfahrungsbericht zum EEWärmeG (2. Quartal 2012).
24	Entwicklung einer konsistenten, sektorübergreifenden Biomassenutzungsstrategie	Erarbeitung im Lichte der Erfahrungen des EEG 2012.
25	Flexibilitätsprämie für bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biomasse	Umgesetzt durch EEG 2012 (§ 33i).
B Energieeffizienz		
26	Verpflichtung der öffentlichen Hand zu energieeffizienter Beschaffung (Änderung Vergaberechtsverordnung)	Umsetzung EU-RL abgeschlossen; Umsetzung des MP wird in 2014 i. R. eines Monitorings kontrolliert; zweite VgV-Änderung abgeschlossen.
27	Weiterentwicklung Markt für Energiedienstleistungen (Contracting)	Erfolgte durch „Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen (EDL-G)“ vom 4. November 2010.
28	Information und Beratung „Initiative Energieeffizienz“	Fortlaufende Initiative der dena seit 2002, vom BMWi gefördert, ergänzend dazu Stromsparinitiative des BMU.
29	EDL-Kommunikationsplattform	Fortlaufende Initiative der dena seit 2007, vom BMWi gefördert.
30	Vorantreiben transparenter Energieverbrauchskennzeichnung von Pkw, Produkten und Gebäuden	Erfolgt durch: Änderung des EnergieverbrauchskennzG vom 10. Mai 2012 (BGBl. I S. 1070–1080), Änderungen der EnergieverbrauchskennzVO vom 10. Mai 2012 (BGBl. I S. 1070–1080) und 14. August 2013 (BGBl. I 3221), Novellierung der PKW-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung zum 1. Dezember 2011 in Kraft getreten; letzte Änderung am 10. Mai 2012 (BGBl. I 1070–80).
31	Produkt-Kennzeichnung: Vorantreiben freiwillige Kennzeichnung energieeffizienter Produkte (zum Beispiel Umweltzeichen Blauer Engel und EU-Umweltzeichen)	Im Rahmen des Nki-Vorhabens „TOP 100 – Umweltzeichen für klimarelevante Produkte“ sind bis Mitte 2012 die Kriterien für die 100 energierelevantesten Produkte erarbeitet worden.
32	Effizienzkriterien für öffentliche Beschaffung – Ergebnisse des Monitoring (Ende 2011) nutzen	VgV-Änderung erfolgt, ebenso Fortschreibung AVV.
33	Prüfung einer Kompetenzstelle für nachhaltige Beschaffung	Kompetenzstelle ist eingerichtet beim BeschAmt.
34	Produkt-Kennzeichnung: verbesserte Implementierung des bestehenden EU-Energieverbrauchskennzeichnungsrechts und Anwendung auf weitere Produktgruppen	Implementierung im nationalen Recht erfolgt durch Änderungen der Energieverbrauchskennz-VO und des EnergieverbrauchskennzG (siehe unter 31).
35	Produkte: Weiterentwicklung EU-Top-Runner-Ansatz (inkl. Weiterentw. der EG-Ökodesign-Richtlinie): Kombination Mindeststandards, Energieeffizienzkennezeichnung, 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.
36	Produkt-Standards: Verbesserte Implementierung des bestehenden Rechtsrahmens: ambitioniertere Mindeststandards unter Berücksichtigung der Lebenszykluskosten definieren, die regelmäßig überprüft und an Marktentwicklung angepasst werden	Überprüfung bestimmter Aspekte der Ökodesign-RL wurde von 2012 auf 2014 verschoben. Ziel ist die Umsetzung konkreter Vorschläge der BReg bei der Überarbeitung der Ökodesign-RL & Energieverbrauchskennzeichnungs-RL 2014.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
37	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.
38	Unterstützung der Eigeninitiativen der Industrie z.B. DIHK-Partnerschaft für Klimaschutz und Energieeffizienz; Mittelstandsinitiative Energiewende	Einrichtung einer Partnerschaft für Klimaschutz, Energieeffizienz und Innovation zwischen BMWi, BMU und DIHK. Ab 1. Januar 2013 Start der Mittelstandsinitiative Energiewende zwischen BMWi, BMU, DIHK und ZDH.
39	Spitzenausgleich bei der Energiesteuer und der Stromsteuer nur noch, wenn die Betriebe einen Beitrag zu Energieeinsparungen leisten	Am 1. Januar 2013 ist das Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes sowie zur Änderung des Luftverkehrssteuergesetzes in Kraft getreten (Spitzenausgleich ab 2013 nur noch bei Einführung von Energie- bzw. Umweltmanagementsystem oder – für KMUs – auch alternativen Systemen zur Verbesserung der Energieeffizienz und Nachweis von Energieeffizienzsteigerungen des Produzierenden Gewerbes als Ganzes). Mit der zweiten Verordnung zur Änderung der Energiesteuer- und der Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 27. Juli 2013 wurden die im Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes neu geregelten Steuerbegünstigungen konkretisiert und das Steuerverfahren sowie die Nachweisanforderungen angepasst.
40	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.
41	Ausbau und Weiterentwicklung von Programmen zur Förderung Energieberatung Verbraucher sowie KMU	<ul style="list-style-type: none"> ● Energieberatung und Energie-Checks der Verbraucherzentralen ● Stromsparchecks für einkommensschwache Haushalte und seit 01. Oktober 2013 Pilotvorhaben zum Austausch alter Kühlgeräte in einkommensschwachen Haushalten (Gutschein 150 Euro) ● Vor-Ort-Beratung in Wohngebäuden – aktuelle Fassung der Förderrichtlinie von Juni 2012 ● Vor-Ort-Beratung in Wohngebäuden – aktuelle Fassung der Förderrichtlinie von Juni 2012 ● Energieberatung im Mittelstand Förderrichtlinien Anfang 2012 ● Energieeffizienz Impulsgespräche durch das RKW-Kompetenzzentrum bei KMU.
42	Zinsgünstige Kredite und Zuschüsse für KMU für Effizienzmaßnahmen	Förderung von Energiemanagementsystemen, die Richtlinie ist am 15. August 2013 in Kraft getreten <ul style="list-style-type: none"> ● Umweltinnovationsprogramm ● KfW-Energieeffizienzprogramm ● Förderung der Neuerrichtung von Mini-KWK-Anlagen – aktuelle Förderrichtlinie von Januar 2012 ● Förderung von effizienten Klima- und Kälteanlagen in gewerblichen Unternehmen ● Richtlinie zur Förderung hocheffizienter Querschnittstechnologien in KMU und Mittelstand – aktuelle Richtlinie vom Dezember 2013 ● Förderung energieeffizienter Produktionsprozesse mittels Zuschuss – Förderrichtlinie ist am 27. Dezember 2013 in Kraft getreten.
43	Einführung von Energie- oder Umweltmanagementsystemen bzw. alternativen Systemen zur Verbesserung der Energieeffizienz für KMUs und Nachweis zertifizierter Protokollierung als Voraussetzung	Der Spitzenausgleich soll ab 2013 nur noch gewährt werden, wenn Unternehmen des Produzierenden Gewerbes Energie- oder Umweltmanagementsysteme einführen (Erleichterungen bei kleinen und mittleren Unternehmen) und das Produzierende Gewerbe als Ganzes ambitionierte Energieeffizienzziele erreicht (siehe Nr. 39). Mit der Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung (SpaEfV), die am 6. August 2013 in Kraft getreten ist, wurden die Anforderungen an die Nachweisführung über Einführung und Betrieb eines dieser Systeme in der Einführungsphase und im Regelverfahren festgelegt.
44	Ausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen für Industrie im EKF bis max. 500 Millionen Euro	Die Bundesregierung hat eine nationale Förderrichtlinie zur Erstattung der indirekten CO ₂ -Kosten erarbeitet. Die Antragstellung begann am 1. Januar 2014. Zur Verfügung stehen Haushaltsmittel in Höhe von 350 Millionen Euro.
45	Nationale Klimaschutzinitiative des BMU	Programme und Projekt für Klimaschutzmaßnahmen in Kommunen, in der Wirtschaft, bei Verbrauchern und in Schulen und Bildungseinrichtungen.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
C Kernenergie und fossile Kraftwerke		
46	Einrichtung einer Markttransparenzstelle	Erfolgt durch Kabinettsbeschluss vom 2. Mai 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. Juli 2011 in Kraft.
49	Weiterentwicklung KWK-Förderung	Durch KWKG-Novelle 2012 auf Basis Evaluierung in 2011 wurden insbesondere Zuschläge angehoben und neue Fördertatbestände eingeführt, u.a. jetzt auch Unterstützung von Wärmespeichern zur Flexibilisierung der Fahrweise von KWK möglich, seit 19. Juli 2012 in Kraft.
50	Ergänzende Regelung Sicherheitsanforderungen KKW	Ist erfolgt durch 12. AtGÄndG (§ 2, 3a ; §§ 7c und 7d).
51	Schrittweiser Vollzug des Kernkraftausstiegs bis 2022	Erfolgt nach gesetzlichem Zeitplan, laut 13. AtG-ÄndG.
52	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.
53	Regelungen zur Absicherung der Versorgungssicherheit	Ergänzung durch Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (BGBl. I Nr. 61 vom 27. Dezember 2012), u.a. Pflicht zu Anzeige der Stilllegung von Anlagen mit 1-Jahres-Frist, Möglichkeit zur Untersagung der endgültigen Stilllegung systemrelevanter Anlagen, Ermächtigung zur Schaffung einer „Netzreserve“, Ausgestaltung durch Reservekraftwerksverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), Normen sind als Übergangsregelungen bis Ende 2017 befristet.
54	Entsorgung von insbes. wärmeentwickelnden Kernkraftwerksabfällen: Ermittlung geologischer Eignungskriterien u. alternat. Entsorgungsoptionen	Standortauswahlgesetz (Artikelgesetz) ist seit 27. Juli 2013 in Kraft. Nächste Schritte: Konstituierung der Kommission „Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe“ und Ausarbeitung von Empfehlungen bis Ende 2015.
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. Um die Option der Demonstration der CO ₂ -Speicherung in Deutschland weiterhin offenzuhalten, sollen die Fristen für die Untersuchungsgenehmigung bzw. für Anträge auf Zulassung von Kohlendioxidspeichern im Kohlendioxid-SpeicherungsG in der 17. Legislaturperiode verlängert werden. Die bisherigen Fristen (2015 für Untersuchung/2016 für Speicherzulassung) sind im Hinblick auf die langen Vorlaufzeiten für diese Anträge unzureichend.
57	Zwei Energie-CCS-Demonstrationsvorhaben bis 2020; ein Industrie-Biomasse-CCS-Demonstrationsvorhaben	Derzeit sind keine Demonstrationsprojekte in Deutschland geplant. F&E-Förderung im Rahmen des COORETEC-Förderprogramms des BMWi und des Geotechnologien-Förderprogramms des BMBF werden fortgesetzt.
58	F&E Stoffliche Nutzung CO ₂ (zum Beispiel Methan, Algen)	BMU fördert F&E-Projekte zu EE-Methan („Power-to-gas“) und wird hierzu weitere Projekte z. B. im Rahmen der Förderinitiative Energiespeicher fördern. BMBF fördert Vorhaben im Rahmen der Initiative „Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz – Chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO ₂ “.
59	Geothermie-Atlas	Die Arbeiten des LIAG und der BGR zum Geothermie-Atlas sind im Herbst 2012 abgeschlossen worden. Der Atlas stellt mögliche Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Geothermie dar.
60	Bürgerdialog CCS-Technologie	Eine Wiederaufnahme der von BMBF, BMU und BMWi 2009 ins Leben gerufenen Projektgruppe CCS-Dialog ist nicht geplant.
D Leistungsfähige Netzinfrastruktur für Strom und Integration erneuerbarer Energien		
61	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. Derzeit gibt es neun regelmäßig tagende Arbeitsgruppen. Das übergeordnete Plenum, insbesondere zur Verabschiedung von Handlungsempfehlungen, findet grundsätzlich zweimal pro Jahr statt.
62	Konzept für „Zielnetz 2050“ inkl. Bestand, Overlay-Netz, Nordsee-Netz, EU-Integration	Abgeschlossen. NEP sieht 20-jähriges Ausbauszenario vor. Dem Zielnetz weitgehend Rechnung getragen.
63	Informationsoffensive „Netze für eine umweltschonende Energieversorgung“	Ausschreibungsverfahren läuft.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
64	Deutschlandweit abgestimmte Netzausbauplanung der ÜNB (Netzentwicklungspläne)	Abgeschlossen.
65	Bundesfachplanung für Übertragungsnetz (Bundesnetzplan)	Einführung von Regeln für den Bundesnetzplan abgeschlossen.
66	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.
67	Modernisierung des Regulierungsrahmens für den Netzausbau	Mit ARegV-Novelle 2012 umgesetzt. BNetzA erstellt umfassenden Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung, Termin 31. Dezember 2014, Projekt läuft seit November 2013. Ergebnisse aus der BMWi-Verteilnetzstudie
68	Nord-Süd-Pilottrassen als erste Pfeiler eines Overlay-Netzes	Erledigt. Im NEP 2012 bestätigt und in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen.
69	Smart Meter: Rechtsgrundlagen für den sicheren Einsatz intelligenter Zähler	Verordnungspaket nach § 21i EnWG: Entwürfe für 2014 geplant. Kosten-Nutzen-Analyse nach § 21c Absatz 2 Satz 2 EnWG liegt vor.
70	Smart Meter: Festlegung technischer Mindeststandards für intelligente Zähler (auch Datenschutz und Datensicherheit)	Entwurf der Messsystemverordnung (Verrechtlichung Schutzprofile und Technische Richtlinien des BSI) nach RL 98/34/EG notifiziert.
71	Anpassung ARegV und StromNEV wg. Finanzierung des Einbaus von Messsystemen	BMWi-Entwurf für 2014 geplant. In Gespräch mit BNetzA/BMWi (AG Finanzierungsmechanismus).
72	Initiative für Nordsee-Netz mit Anrainerstaaten	DEU arbeitet mit Nordseeanrainerstaaten in der Nordsee-Offshore-Initiative zusammen.
73	Wind-Offshore: rechtliche Voraussetzungen für Cluster-Anbindung von Offshore-Parks	Mit EnWG abgeschlossen.
74	Rahmenbedingungen für Ausbau Grenzkuppelstellen im Rahmen der Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpakets	Abgeschlossen. 1. Unionsweite PCI-Liste seit 10. Januar 2014 in Kraft.
75	Bundesbedarfsplan	Bundesbedarfsplangesetz beschlossen und in Kraft getreten.
76	Optimierung der Rahmenbedingungen für den Einsatz von Erdkabeln auf der 110 kV-Ebene und grenzüberschreitenden Stromkabeln	Abgeschlossen.
77	Finanzieller Ausgleich für Gemeinden, die vom Netzausbau betroffen sind (Anreizregulierung)	Abgeschlossen.
78	Verbesserung der Planungsbedingungen von Hochspannungs-Gleichstrom-Leitungen (HGÜ)	Mit EnWG-Novelle abgeschlossen. Bundesbedarfsplan enthält entspr. HGÜ-Leitungen.
79	Verteilnetze intelligent und EE-kompatibel machen: Voraussetzungen schaffen, damit – marktgetrieben – Verteilnetze ausgebaut werden, dezentrales Erzeugungs- und Lastmanagement gesichert und erneuerbare Energien integriert werden	Verteilernetzstudie der BMWi-Netzplattform im März 2014 abgeschlossen. Zusammen mit BNetzA-Bericht zur Anreizregulierung Datengrundlage für Anpassung des Rechtsrahmens für Investitionen in intelligente Netze.
80	Erlass der Systemstabilitätsverordnung zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen (50,2-Hz-Problem)	2012 erlassen.
81	Ergänzung der Systemstabilitätsverordnung zur Nachrüstung Wind, Biomasse, KWK und Kleine Wasserkraft	Endbericht einer Studie zur Datenermittlung und zum Nachrüstungsprozess liegt seit Ende 2013 vor. Verordnungserlass in 2014 geplant.
82	Abbau der Zugangsschwellen für erneuerbare Energien in Regel- und Ausgleichsenergiemärkten	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. April 2011 11, BK6-10-099 vom 18. Oktober 2011).
83	Netze und Lastmanagement: Verbesserter Zugang der stromintensiven Industrie zu Regel- und Ausgleichsenergiemärkten	RVO abschaltbare Lasten in Kraft getreten.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
84	Systemdienstleistungen durch EE	Durch EEG-Novelle 2011 umgesetzt (§ 64 Verordnungsermächtigung zu Systemdienstleistungen) und Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV vom 28. Juli 2011).
85	Neue Speicher von Entgelten für Netzzugang befreien	Umsetzung erfolgte durch EnWG-Novelle 2011 in § 118 Abs. 6 EnWG.
86	Anreize für Biogas-Speicherbetrieb setzen	Umgesetzt durch Flexibilitätsprämie im EEG 2012 (§ 33i).
87	Förderprogramm zur Umrüstung von Biogasanlagen mit Speicher-Infrastruktur	Nicht mehr erforderlich durch Einführung der Flexibilitätsprämie im EEG 2012.
88	Energiespeicher für Regelenergie zulassen	Umgesetzt durch Flexibilitätsprämie im EEG 2012 (§ 33i).
E Energetische Gebäudesanierung und effizientes Bauen		
89	Energetische Sanierung Gebäude	<ul style="list-style-type: none"> ● Mittelanweisung im EKF ● KfW-Programme i. R. CO₂-Gebäudesanierungsprogramm: <ul style="list-style-type: none"> – „Energieeffizient Bauen“ – „Energieeffizient Sanieren“ (Beschluss über Erhöhung der Zuschüsse in 2012, Förderbaustein KfW-Effizienzhaus Denkmal) für Wohngebäude ● „IKK – Energetische Stadtsanierung – Energieeffizient Sanieren“ für die energetische Gebäudesanierung von Kommunen, „IKU – Energetische Stadtsanierung – Energieeffizient Sanieren“ für die energetische Gebäudesanierung kommunaler Unternehmen und sozialer Einrichtungen
90	Zusätzliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung (CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm)	Die Bundesregierung hat ab 2013 über einen Zeitraum von 8 Jahren ein das bestehende CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm ergänzendes Zuschussprogramm in Höhe von 300 Millionen Euro jährlich aufgelegt.
91	Entwicklung eines Sanierungsfahrplans – für den Gebäudebestand als Orientierung für Investitionen, inkl. eines Monitoring-Verfahrens	In Bearbeitung.
92	Marktanreizprogramm	Ab 2011 i. d. Wirtschaftsplan EKF aufgenommen, Mittelausstattung im EKF nicht verlässlich, z. B. 2012 Nullansatz für das MAP.
93	Haushaltsunabhängiges Fördersystem für EE-Wärme	Wurde im Erfahrungsbericht geprüft und Bericht verabschiedet (Beschluss Bundeskabinett Erfahrungsbericht 4. Quartal 2012).
94	KfW-Förderprogramm „Energetische Stadtsanierung“	Einführung des Programms 2011 mit folgenden Programmteilen: <ul style="list-style-type: none"> ● „Energetische Stadtsanierung – Zuschüsse für integrierte Quartierskonzepte und Sanierungsmanager“ für Kommunen und über Kommunen Weitergabe an Dritte ● „Energetische Stadtsanierung – Quartiersversorgung“ für Kommunen und kommunale Unternehmen
95	Novelle des Mietrechts zur Förderung energetischer Sanierungen unter Wahrung des sozialen Mieterschutzes	MietRÄndG ist am 1. Mai 2013 in Kraft getreten.
96	Einheitlicher Rahmen für Wärmeliefer-Contracting im Mietrecht	Verordnung zum Contracting (MietwohnwärmelieferVO) ist am 1. Juli 2013 in Kraft getreten.
97	Ökosteuernbegünstigung Contracting nur noch wenn ambitionierte Einsparvorgaben erfüllt	Reduzierung des Missbrauchspotenzials bei Energieliefer-Contracting durch Haushaltsbegleitgesetz 2011. Steuerentlastung beim Contracting nur noch für Contractoren, wenn die Erzeugnisse des Contractors nachweislich von Unternehmen des produzierenden Gewerbes bzw. Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft genutzt worden sind.
98	Technologieoffenere Gestaltung des EE-WärmeG	In Bearbeitung.
99	Mittelfristig schrittweise und aufkommensneutrale Ausrichtung der Energiesteuern im Wärmemarkt nach CO ₂ -Emissionen	Mittelfristige Maßnahme, die erst geprüft werden kann, wenn die künftige Ausgestaltung der – derzeit in der Überarbeitung befindlichen – EU-EnergiesteuerRL feststeht.
100	Bessere und regelmäßige Fortbildung von Handwerkern durch die Wirtschaft	Regelmäßige Anpassung der Ausbildungs- und Meisterprüfungsverordnungen, in denen „energie- und bauspezifische“ Belange zu berücksichtigen sind.
101	Vorbildfunktion bei der Reduzierung des Energieverbrauchs der Liegenschaften der Bundesregierung	Umsetzung u. a. über Energieeinsparprogramm für Bundesbauten, energetische Vorgaben für Neubauten und Sanierungen sowie energetischen Sanierungsfahrplan Bundesliegenschaften.
102	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.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
103	Prüfen, ob die Förderung im Wärmebereich ab 2015 auf eine marktbasierende und haushaltsunabhängige Lösung umgestellt werden kann	Ecofys-Gutachten im März 2014 veröffentlicht.
104	Wirtschaftliche Anreize zur energetischen Gebäudesanierung richten sich am Sanierungsfahrplan aus	Kein neuer Arbeitsstand.
105	EnEV: Ziele des EK in Präambel zur EnEV aufnehmen	Die wesentlichen Ziele des Energiekonzepts in Bezug auf Gebäude wurden mit der Novelle der Energieeinsparverordnung (EnEV 2013) in § 1 Abs. 1 EnEV aufgenommen.
106	Energieausweis für Gebäude weiterentwickeln: Berechnungsverfahren angleichen und Darstellung verständlicher und transparenter machen	Mit der EnEV 2013 ist die Umsetzung erfolgt, soweit erforderlich. Mit der EnEV 2013 wurden Energieeffizienzklassen für neue Energieausweise für Wohngebäude eingeführt. Diese lehnen sich an die von Haushaltsgeräten bekannte Buchstabenkennzeichnung (Klassen A+ bis H) an. Im Übrigen wurde der kostengünstige Verbrauchsausweis neben dem Bedarfsausweis beibehalten.
107	EnEV: Anforderungen an alle Neubauten mit der EnEV 2012 schrittweise an den europaweiten Standard bis 2020 heranzuführen	Umsetzung ist mit der EnEG-Novelle 2013 durch Einführung einer generellen Grundpflicht zur Errichtung von Niedrigstenergiegebäuden ab 2021 erfolgt. Ferner wurden mit der EnEV-Novelle 2013 die Neubauanforderungen um ca. 25 Prozent ab 1. Januar 2016 verschärft, um die Anforderungen an den künftigen Standard heranzuführen.
108	EnEV: Anforderungen an öffentliche Neubauten mit der EnEV 2012 schrittweise an den europaweiten Standard bis 2020 heranzuführen	Umsetzung ist mit der EnEG-Novelle 2013 durch Einführung einer generellen Grundpflicht zur Errichtung von öffentlichen Gebäuden als Niedrigstenergiegebäude ab 2019 erfolgt. Ferner wurden mit der EnEV-Novelle 2013 die Neubauanforderungen um ca. 25 Prozent ab 1. Januar 2016 verschärft, um die Anforderungen an den künftigen Standard heranzuführen.
109	Niedrigstenergiegebäude-Standard für Neubauten des Bundes ab 2012	Für Neubauten des Bundes sind entsprechende Vorgaben in Arbeit.
110	Energetischer Sanierungsfahrplan-Bundesliegenschaften zur Senkung des Wärmebedarfs um 20 Prozent bis 2020 (Bezugsjahr 2010) und zur Erreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050	Sanierungsfahrplan wird derzeit erarbeitet.
111	Anforderungen an Energieberater weiterentwickeln und vereinheitlichen	Neue Anforderungen im Rahmen der Überarbeitung des sog. Vor-Ort-Beratungsprogramms für Wohngebäude sind erfolgt und gelten auch für die Energie-Effizienz-Expertenliste.
112	Qualität der Energieberatung verbessern	Einführung einer qualitätsgesicherten Expertenliste für alle gebäudebezogenen Energieberatungen und Baubegleitungen sowie Planung KfW-geförderter Effizienzhäuser. www.energie-effizienz-experten.de
113	Monitoring-Verfahren einführen, das alle 4 Jahre überprüft, ob sich Bestandsgebäude insgesamt auf Zielpfad bewegen	Umsetzung im Rahmen des Sanierungsfahrplans (siehe u.a. Nr. 91 und 104).
114	Gebäudebezogener Ansatz wird durch planungsrechtliche und quartiersbezogene Maßnahmen (Ergänzung BauGB, Förderprogramm) ergänzt	Siehe Nr. 94 KfW-Programm „Energetische Stadtsanierung“.
115	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.
116	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 in 2013.
117	Nationale Plattform Zukunftsstadt	In der nationalen Plattform Zukunftsstadt arbeiten Expertinnen und Experten aus den Kommunen, der Wissenschaft und der Wirtschaft daran, die Forschung für eine nachhaltige Entwicklung der Städte nutzbar zu machen. Dafür haben sie vier Arbeitskreise eingesetzt. Sie beschäftigen sich mit den Fragen der Energie- und Rohstoffeffizienz, der Klimaanpassung, der Governance und der systemischen Betrachtung der Stadt.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
F Herausforderung Mobilität		
118	Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität konsequent vorantreiben	Umgesetzt (z. B. Kfz- und Dienstwagensteuer). Umfangreiche Förderung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, z. B. im Rahmen der „Schaufenster Elektromobilität“.
119	Kennzeichnungsverordnung für Elektrofahrzeuge	Die Bundesregierung hat die BR-Initiative grundsätzlich begrüßt, allerdings Rechtsförmlichkeitsbedenken geltend gemacht. Die Bundesregierung wird 2014 einen eigenen Vorschlag für ein Elektromobilitätsgesetz vorlegen.
120	Fortführung Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie	Finanzierung des NIP durch BMVI/BMWi bis 2016.
121	Ambitionierte CO ₂ -Grenzwerte für Neufahrzeuge post 2020 (alle Fahrzeugklassen) beschließen	Studien.
122	Stärkerer Einsatz von Biogas in Erdgasfahrzeugen	MKS geht davon aus, dass die bestehenden Förderinstrumente einen guten Rahmen für die Erhöhung des Biomethananteils im Verkehrssektor bilden.
123	Förderinitiative für Entwicklungs- und Demovorhaben Kraftstoffe der zweiten Generation	Förderprojekte BMELV und ein EU-Förderprojekt im Rahmen von NER300
124	Schrittweise Zielvorgaben für Dekarbonisierung durch steigenden Anteil von Biokraftstoffen	Im BiokraftstoffquotenG geregelt.
125	Aufforderung an Industrie, Voraussetzungen für Biokraftstoff-Anteil über 10 beziehungsweise 7 Prozent zu schaffen	Gespräche mit Industrie laufen.
126	Einbeziehung des Flugverkehrs in den Emissionshandel	Neuer Vorschlag der KOM seit Oktober 2013 nach ICAO-Versammlung, Einbeziehung aller Flüge im EU-Luftraum.
127	Schaffung einer besonderen Mautklasse für EURO-VI-LKW	Die Bundesregierung beabsichtigt, im Rahmen der anstehenden Neuberechnung der Mautsätze für die besonders schadstoffarmen EURO-VI-LKW eine eigene Mautkategorie einzurichten. Umsetzung voraussichtlich 2014.
128	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.
129	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. Fokus bisher nur Antriebe u. Kraftstoffe, keine nichttechnischen Maßnahmen. „Lernende“ Strategie, d. h. Prozess, wird fortgesetzt.
130	Nationaler Radverkehrsplan (NRVP 2002 bis 2012)-Weiterentwicklung bis 2020	Das Bundeskabinett hat am 5. September 2012 den Nationalen Radverkehrsplan 2020 beschlossen. Seit 1. Januar 2013 in Kraft.
131	Fortentwicklung der emissionsbezogenen Kfz-Steuer	Durch VerkehrStÄndG vom 5. Dezember 2012 umgesetzt. U. a. wurde die erweiterte Steuerbefreiung für Elektrofahrzeuge geregelt
132	Erarbeitung einer neuen Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie	Die Bundesregierung hat am 12. Dezember 2013 die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) beschlossen. Die MKS soll laut Beschluss als eine „lernende Strategie“ und als ein Umsetzungsinstrument der Energiewende im Verkehr fortgesetzt werden.
G Energieforschung für Innovationen und neue Technologien		
133	6. Energieforschungsprogramm	Am 3. August 2011 durch das Kabinett verabschiedet und am 1. September 2011 in Kraft getreten.
134	Gemeinsame Förderinitiative „Energiespeicher“	Bis Ende 2013 wurden 255 Einzelprojekte bewilligt (Fördervolumen: rund 191 Millionen Euro). Letzte Projektbewilligungen in 2014.
135	Gemeinsame Förderinitiative „Netze“	Förderbekanntmachung 2013 veröffentlicht; 173 Projektskizzen eingegangen mit insg. 318 Millionen Euro beantragtem Fördervolumen; erste Projekte zur Antragseinreichung aufgefordert. Erste Bewilligungen voraussichtlich 2014.
136	Gemeinsame Förderinitiative „Solares Bauen“	Noch nicht gestartet; zunächst Umsetzung Förderinitiativen Speicher und Netze.
137	Ausbau „Koordinierungsplattform Energieforschungspolitik“ – Einrichtung zentrales Informationssystem	Koordinierungsplattform gestärkt durch jährliches Bund-Länder-Gespräch (nächster geplanter Termin: Februar 2014); Informationssystem EnArgus in Vorbereitung durch Forschungsprojekt.
138	Dialogforum Neue Energietechnologien	Auftaktveranstaltung am 14. Juni 2013. Ziel des Dialoges zwischen Vertretern aus Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und Gesellschaft ist die Beschleunigung von Innovationsprozessen im Energiebereich. Innovative Energietechnologien sollen künftig zügiger Marktreife erlangen, um die damit einhergehenden Potenziale zur Kostensenkung und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit für die Energiewende schneller nutzbar zu machen.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
139	Erhalt der Forschungskompetenz für Nuklearsicherheit und Non-Proliferation	Erfolgt durch Forschung des BMWi und des BMBF im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms.
140	Forschungsforum Energiewende	Das Forschungsforum „Energiewende“ wurde im März 2013 gestartet. Es adressiert vor allem Langfristaspekte im Energieforschungsbereich. Unter Beteiligung aller Akteure – Bund, Länder, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft – leistet das Forum eine wissenschaftsbasierte Politikberatung und entwickelt eine Strategische Forschungsagenda im Bereich der Grundlagenforschung. Die Forschungsagenda fließt in die Weiterentwicklung des Energieforschungsprogramms ein.
H Energieversorgung im europäischen und internationalen Kontext		
141	Internationales Klimaschutzabkommen	Deutschland im Rahmen des UNFCCC und des Kyoto-Prozesses aktiv.
142	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.
143	Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpakets	Abgeschlossen.
144	Initiative zur Planung eines europäischen Netzverbundes und Entwicklung gemeinsamer technischer Netzstandards	Arbeiten an einem europäischen Netzverbund und gemeinsamer technischer Netzstandards laufen auf europäischer Ebene (ENTSO-E, ENTSO-G, ACER).
145	Verbesserung des europäischen Rechtsrahmens zum Ausbau der Grenzkuppelstellen	Abgeschlossen; durch Inkrafttreten der TEN-E Verordnung, die zusammen mit der „ConnectingEurope Facility“ das EU-Energieinfrastrukturpaket bildet (Projects of Common Interest, PCI).
146	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.
147	Stromversorgung und -Speicherkapazitäten Gespräche mit Norwegen und Alpenländern	Eine deutsch-norwegische Arbeitsgruppe befasst sich mit möglichen Interkonnektoren wie aktuell dem geplanten Nordlink-Kabel, das 2018 in Betrieb gehen soll. Hierzu wurde 2013 eine gemeinsame Projektgesellschaft von KfW, TenneT und Statnett gegründet. Zur Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken haben DEU-AT-CH in einer Ministererklärung gemeinsame Initiativen vereinbart.
148	Verknüpfung von Emissionshandelssystemen im Rahmen ICAP	Sekretariat wurde mit HH-Mitteln erweitert und Aktivitäten verstärkt, unter anderem ICAP Meetings in Berlin im Oktober 2011.
149	Mehrerlöse aus Versteigerung der Zertifikate für Sondervermögen Klima- und Energiefonds	ETS-Erlöse gehen ab 2012 vollständig in EKF.
150	Verbesserte und europaweite Verbraucherinformation bei Ökostromkennzeichnung	Umsetzung im Rahmen der EU-Energiestrategie 2011–2020.
151	Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030	Ein KOM-Vorschlagspaket zum Klima-/Energierahmen 2030 wurde am 22. Januar 2014 vorgelegt; Befassung im Europäischen Rat im März 2014.
152	Umsetzung der EU-Energieeffizienz-RL (EED)	Die EED ist am 4. Dezember 2012 in Kraft getreten und verpflichtet die MS u.a. zur Erreichung eines Energieeinsparziels, zur Sanierung bestimmter Gebäude des Bundes und zur Einführung einer Energieauditpflicht für große Unternehmen; die allgemeine Umsetzungsfrist endet am 05.06.2014; die Arbeiten an der Umsetzung laufen derzeit.
153	Formulierung einer deutschen Gesamtstrategie für den Solarplan der EU	Anstatt einer singulären deutschen Strategie unterstützt die Bundesregierung die Ausarbeitung des Mittelmeersolarplans mit EU-KOM und MS der Union für das Mittelmeer.
154	EU-RLen zu Nuklearer Entsorgung und Sicherheit	Umsetzung der Nuklear-Abfall-RL in nationales Recht und Verhandlung KOM-Vorschlag zur Nuklear-Sicherheits-RL. Umsetzungsfrist für Nuklear-Abfall-RL endete am 23. August 2013 13, bis 23. August 2013 15 Übermittlung des Nationalen Entsorgungsprogramms an KOM. Vorschlag für Nuklear-Sicherheits-RL wurde im Juni 2013 vorgestellt und im September 2013 erstmals im Rat beraten.
155	Bilaterale und regionale Energie- und Rohstoffpartnerschaften	Zur Gewährleistung einer bedarfsgerechten Versorgung der Industrie mit nicht-energetischen mineralischen Rohstoffen für Zukunftstechnologien, die gerade für den Umbau der Energieversorgung von grundlegender Bedeutung sind, hat die Bundesregierung auf der Basis ihrer Rohstoffstrategie durch Rohstoffpartnerschaften und die Stärkung der Zusammenarbeit mit rohstoffreichen Ländern die Industrie bei der Bezugsquellendiversifizierung unterstützt. Um günstige Investitions- und Einkaufsbedingungen in Liefer-, Verbraucher- und Transitländern zu erreichen, die wichtig für unsere Versorgungssicherheit mit energetischen Rohstoffen oder EE-Strom sind oder werden können, ist die Bundesregierung darüber hinaus in den letzten Jahren eine Reihe neuer institutionalisierter Energiepartnerschaften und -dialoge eingegangen.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
156	Politische Flankierung der deutschen Unternehmen bei großen Infrastrukturprojekten zur Diversifizierung der Energieversorgung (zum Beispiel Nordstream, TAP/TANAP, 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.
157	Konferenzen zum Thema Energiewende	Durch bilaterale Durchführung mittels staatlicher und nichtstaatlicher Träger des Gastlandes unter Federführung der deutschen Auslandsvertretungen werden die Energiewende und damit verbundene 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.
158	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.
159	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.
160	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		
161	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.
162	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.
163	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.
164	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.
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 ggü. 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 Stromgewinnung (Wind, Wasser, Sonne, Kohle, Öl, Erdgas und andere), zuzüglich der Stromflüsse aus dem Ausland und abzüglich der Stromflüsse ins Ausland. Der Nettostromverbrauch ist gleich dem Bruttostromverbrauch abzüglich der Netz- bzw. Übertragungsverluste.
Carbon leakage	Carbon leakage bezeichnet die Verlagerung von CO ₂ -Emissionen, wenn Unternehmen aufgrund von Kosten der Klimaschutzpolitik ihre Produktion in Länder mit weniger ambitioniertem Klimaschutz verlagern. Dies kann zu einem Anstieg der Gesamtemissionen führen.
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 Treibhausgasemissions-Ausstoßes erreicht werden.
Day-ahead-Markt	Am Day-ahead-Markt wird der Strom gehandelt, der am nächsten Tag erzeugt und geliefert werden soll.
Day-Base	Day-Base ist ein arithmetischer Durchschnitt aller Preise der Stundenauktionen am Börsen-Spotmarkt.
Differenzkosten	Die Differenzkosten des EEG ergeben sich aus den gezahlten Vergütungszahlungen der ÜNB abzüglich der durch den Verkauf des EEG-Stroms erzielten Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber.
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 Strom 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 Strom 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 Strom, Erdgas, CO ₂ -Emissionsrechten und Kohle.
Einspeisemanagement	Maßnahmen zur Stabilisierung der Stromnetze durch Eingriffe in den Betrieb von Anlagen zur Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Energien.
Einspeisevergütung	Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen wird nach dem EEG eine gesetzliche Vergütung pro eingespeister Kilowattstunde Strom zugesichert.
Emissionszertifikate	Ein Emissionszertifikat ist ein verbrieftes und übertragbares Nutzungsrecht für die Emission einer bestimmten Menge an Treibhausgasen. Die Zertifikate werden im Rahmen des EU-Emissionshandels (European Union Emission Trading System, EU ETS) gehandelt.
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.
Energieproduktivität	Die Energieproduktivität ist ein Indikator zur Messung der Effizienz der Energieverwendung. Die Energieproduktivität setzt eine Nutzengröße ins Verhältnis zur Energiemenge, die für das Erreichen dieses Nutzens eingesetzt wurde. Diese Nutzengröße ist häufig das reale BIP. Ist die Energiemenge der Primärenergieverbrauch, so spricht man von Primärenergieproduktivität. Bei der Endenergieproduktivität ist die Energiemenge der Endenergieverbrauch. Der Kehrwert der Energieproduktivität ist die Energieintensität.
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 sogenannte 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. Solarstrahlung, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenkraft können entweder direkt genutzt werden oder indirekt in Form von Biomasse, Wind, Wasserkraft, Umgebungswärme sowie Wellenenergie.
Fossile Energieträger	Fossile Energieträger sind solche, deren Vorrat erschöpfbar ist und die aus Biomasse im Laufe von Jahrmillionen unter hohem Druck und hoher Temperatur entstanden sind. Es handelt sich um Energierohstoffe mit unterschiedlichen Kohlenstoffverbindungen: Öle, Kohlen, Gase.
Grundlastkraftwerke	Als Grundlastkraftwerke bezeichnet man die Kraftwerke, die fast ununterbrochen und meist nahe an der Volllastgrenze betrieben werden. Dadurch weisen Grundlastkraftwerke hohe Volllaststunden (bis zu 8.000 Volllaststunden/Jahr), eine relativ starre Fahrweise (kurzfristiges An- und Abfahren ist schwierig), hohe Investitionskosten und relativ geringe variable Kosten (Brennstoffkosten) auf. Hierzu zählen typischerweise Braunkohle- und Kernkraftwerke.
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 Ausgleichseffekte 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, wie viel 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.
Markt-Kopplung	Im Rahmen einer Marktkopplung (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 preiswertesten 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.
Mittellastkraftwerke	Mittellastkraftwerke werden vorwiegend tagsüber zur Deckung der sogenannten „Peak-load“ von 8:00 bis 20:00 Uhr herangezogen (5.000 Volllaststunden/Jahr) und weisen höhere variable Kosten als Grundlastkraftwerke auf. Im Vergleich zu Grundlastkraftwerken können die Mittellastkraftwerke flexibler gefahren werden. Hierzu zählen insbesondere Steinkohlekraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke sowie Laufwasserkraftwerke.
Must-run Bedarf	Must-run Bedarf bezieht sich auf ein vom Netzbetreiber ausgewähltes Kraftwerk, das in einem definierten Zeitraum im Betrieb bleiben muss, um den Netzbetrieb durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu gewährleisten. Diese Leistungen werden bisher noch überwiegend durch konventionelle Kraftwerke erbracht. Aus technischer Sicht können auch erneuerbare Energien diese Systemdienstleistungen leisten.
(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 überwältigt, 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.
Opec Korb	Der OPEC Korbprijs bezeichnet einen Durchschnittspreis für Rohöl, der sich als arithmetisches Mittel der Einzelnotierungen von 13 Rohölsorten aus unterschiedlichen OPEC-Mitgliedsstaaten ergibt.
Phelix-Future	Futures sind finanziell zu erfüllende Termingeschäfte über Strommengen, die auch physisch erfüllt werden können. Der Bezug Phelix steht für Physical Electricity Index.
Primärenergie	Primärenergie ist der rechnerisch nutzbare Energiegehalt eines natürlich vorkommenden Energieträgers.
Primärenergieträger	Primärenergieträger sind Energieträger, die noch keiner Umwandlung unterworfen wurden wie bspw. Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas und spaltbares Material wie Uran sowie erneuerbare Energien (Sonnenenergie, 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 § 410 ff 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	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 Übereinspeisung 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.
Residuallast	Als Residuallast bezeichnet man die nachgefragte Leistung (Last), die nach Abzug der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und wärmegeführten KWK-Anlagen durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss.
Schwarzstartfähigkeit	Die Fähigkeit eines Kraftwerks ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können, wird als Schwarzstartfähigkeit 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.
Sondervertragskunden	Sondervertragskunden sind im Rahmen der Konzessionsabgabenverordnung von den übrigen Tarifkunden zu unterscheiden. Tarifkunden sind in der Regel Haushaltskunden in der Grundversorgung, deren zu zahlende Konzessionsabgaben sich nach der Einwohnerzahl der jeweiligen Gemeinde und dem Lieferzeitpunkt richten. Für Sondervertragskunden greifen dagegen Höchstbeträge bei den zu zahlenden Konzessionsabgaben.
Spitzenlast	Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.
Spitzenlastkraftwerke	Spitzenlastkraftwerke können schnell an- und abgefahren werden und können somit kurzfristige Nachfragespitzen ausgleichen. Sie zeichnen sich typischerweise durch relativ geringe Kapitalkosten (Fixkosten) und hohe variable Kosten aus. Da sie schnell an- und abgefahren werden können, können sie kurzfristige Nachfragespitzen ausgleichen. Sie werden nur in wenigen Zeiten im Jahr betrieben (ca. 500 bis 2.000 Volllaststunden/Jahr). Hierzu zählen Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinenkraftwerke.
Substitutionsprinzip	In den deutschen Energiebilanzen wurde bis zum Bilanzjahr 1994 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.
Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien	Der im Bericht aufgeführte Anteil erneuerbarer 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 Energieträger, 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

AGEB (2013) *Energieverbrauch in Deutschland. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen*. Daten für das 1. und 3. Vierteljahr 2013.

AG Energiebilanzen (2013). *Energiebilanzen verschiedener Jahre und Auswertungstabellen zur Energiebilanz*.

BDEW (2013) *Strompreisanalyse November 2013*. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, 20. November 2013.

BMF (2012) *Dreiundzwanzigster Subventionsbericht. Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2009–2012*. Bundesministerium der Finanzen.

BMF (2013) *Vierundzwanzigster Subventionsbericht. Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2011–2014*. Bundesministerium der Finanzen.

BMU (2013a) (Hrsg.) *Bericht „Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012“* Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat).

BMU (2013b) *Erneuerbare Energie in Zahlen*. www.erneuerbare-energie.de.

BMU (2013c) (Hrsg.) *Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2012 – eine erste Abschätzung*.

BMU/BAFA (2013) *Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.

BMWi (2011) (Hrsg.) *Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung.

BMWi (2013): *Energiedaten*. www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/energiedaten.html.

BMWi (2013a) *Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Juli 2013.

BMWi (2013b) (Hrsg.) *Bundesbericht Energieforschung 2013*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Juli 2013.

BNetzA /BKartA (2012) *Monitoring-Bericht 2012*. Monitoring-Bericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m § 53 Abs. 3 GWB.

BNetzA /BKartA (2013) *Monitoring-Bericht 2013*. Monitoring-Bericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m § 53 Abs. 3 GWB.

BNetzA (2012) *Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13*. Bundesnetzagentur Mai 2012.

BNetzA (2012) *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur*. Stand 12. Dezember 2012.

Cludius et al. (2013): *The Merit-Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008–2012*, CEEM Working Paper 3-2013.

DIW (2013) *Verkehr in Zahlen. Verkehrsstatistische Daten*. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Berlin.

- DLR; Fraunhofer ISI** (2012) *Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2011*. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Untersuchung im Rahmen des Projektes „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRes)“, gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Energy Brainpool** (2013) *Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher für das Kalenderjahr 2014*. Oktober 2013.
- European Commission** (1995), *ExternE – Externalities of Energy*. EU Kommission DG XII. Brüssel – Luxemburg.
- 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*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln.
- Fraunhofer ISI/ DLR** (2006) *Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern*. Stuttgart – Karlsruhe 2006.
- Fraunhofer ISI et al** (2011) *Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt*. Update der quantifizierten Kosten- und Nutzenwirkungen für 2010.
- Fraunhofer ISI** (2013a) *Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien*, Stand 10/2013; im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Fraunhofer ISI et al** (2013b) *Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2012*; im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- GWS** (2013) *Gesamtwirtschaftliche Effekte energie- und klimapolitischer Maßnahmen der Jahre 1995 bis 2012*; im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Kreditanstalt für Wiederaufbau** (2012) *StE Research Report Wirkungen der Förderprogramme „Energieeffizientes Bauen“, „Energieeffizientes Sanieren“ und „Energieeffiziente Infrastruktur“ der KfW auf öffentliche Haushalte: Förderjahr 2011*.
- NEEDS Consortium** (2009) *NEEDS – New Energy Externalities Development for Sustainability 2009* – www.needs-project.org/.
- Prognos** (2012) *Letztverbrauch 2013 Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage*. Berlin, Oktober 2012.
- Prognos** (2013) *Ermittlung der Wachstumswirkungen der KfW-Programme zum Energieeffizienten Bauen und Sanieren*. Berlin, Basel.
- RWI; forsa** (2013) *Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2009–2010*, Bericht des Rheinisch-Westfälisches Instituts für Wirtschaftsforschung und der forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH. Essen, Berlin.
- Sensfuß** (2006) *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.
- Sensfuß F.** (2013) *Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien*. Update für das Jahr 2011 und 2012.
- 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.; Diekmann, J.** (2011) *Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien*.

Umweltbundesamt (2013a) *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012*. Climate Change Series 07/2013, Dessau-Roßlau Mai 2013.

Umweltbundesamt (2013b) *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012*. Climate Change Series 15/2013, Dessau-Roßlau Oktober 2012.

Umweltbundesamt (2013c) *Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten. Ökonomische Bewertung von Umweltschäden*. Dessau-Roßlau August 2012.

Umweltbundesamt (2014) *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto Protokoll 2014: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2012*, EU Submission 15. Januar 2014. cdr.eionet.europa.eu/de/eu/ghgmm/envutt6ka.

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

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

Die Zahlenwerte der Abbildungen sowie weiterführende Information zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ sind auf den Internetseiten des BMWi (www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/monitoring-prozess.html) sowie der Geschäftsstelle der BNetzA (www.bundesnetzagentur.de/MonitoringEnergieZukunft) eingestellt.

