Deutscher Bundestag **Drucksache 19/10760**

19. Wahlperiode 07.06.2019

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende 2019

Inhaltsverzeichnis

		Seite
Zentrale Botschaften des zweiten Fortschrittsberichts		4
1	**Einleitung**	10
2	**Ziele der Energiewende und Indikatoren für das Monitoring**	16
2.1	Zielarchitektur zur Energiewende	18
2.2	Indikatoren und Bewertungsschema	19
3	**Energiewende im europäischen und internationalen Kontext**	23
3.1	Ausgangslage	25
3.2	Wesentliche bisherige Maßnahmen	30
3.3	Ausblick und Schlussfolgerungen	41
Teil I:	**Quantitative Ziele der Energiewende**	43
4	**Erneuerbare Energien**	45
4.1	Ausgangslage	47
4.2	Wesentliche bisherige Maßnahmen	52
4.3	Ausblick	58
4.4	Schlussfolgerungen	62
5	**Energieverbrauch und Energieeffizienz**	65
5.1	Ausgangslage	67
5.2	Wesentliche bisherige Maßnahmen	71
5.3	Ausblick	84
5.4	Schlussfolgerungen	86

Zugeleitet mit Schreiben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 6. Juni 2019 gemäß § 63 Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes i. V. m. § 98 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

		Seite
6	**Gebäude**	89
6.1	Ausgangslage	91
6.2	Wesentliche bisherige Maßnahmen	95
6.3	Ausblick	101
6.4	Schlussfolgerungen	102
7	**Verkehr**	105
7.1	Ausgangslage	107
7.2	Wesentliche bisherige Maßnahmen	110
7.3	Ausblick	118
7.4	Schlussfolgerungen	120
8	**Treibhausgasemissionen**	123
8.1	Ausgangslage	125
8.2	Wesentliche bisherige Maßnahmen	129
8.3	Ausblick	131
Teil II:	**Ziele und Rahmenbedingungen der Energiewende**	133
9	**Kraftwerke und Versorgungssicherheit**	135
9.1	Ausgangslage und bisherige Maßnahmen	136
9.2	Wesentliche bisherige Maßnahmen	142
9.3	Ausblick	144
9.4	Schlussfolgerungen	144
10	**Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen**	147
10.1	Ausgangslage	148
10.2	Wesentliche bisherige Maßnahmen	156
10.3	Ausblick und Schlussfolgerungen	157
11	**Umweltverträglichkeit der Energieversorgung**	159
11.1	Ausgangslage	160
11.2	Wesentliche bisherige Maßnahmen	166
12	**Netzinfrastruktur**	169
12.1	Ausgangslage	171
12.2	Wesentliche bisherige Maßnahmen	174
12.3	Ausblick	176
12.4	Schlussfolgerungen	176
13	**Integrierte Entwicklung des Energiesystems**	181
13.1	Ausgangslage und wesentliche bisherige Maßnahmen	183
13.2	Ausblick	193
13.3	Schlussfolgerungen	193

Seite

14 Energieforschung und Innovationen ... 197
14.1 Ausgangslage und wesentliche bisherige Maßnahmen ... 199
14.2 Ausblick ... 204
14.3 Schlussfolgerungen ... 205

15 Investitionen, Wachstum, Beschäftigung ... 207
15.1 Ausgangslage ... 208
15.2 Ausblick ... 212
15.3 Schlussfolgerungen ... 213

16 Maßnahmenübersicht ... 214

Quellen- und Literaturverzeichnis ... 244

Abkürzungsverzeichnis ... 247

Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ ... 251

Vorwort ... 253
Inhalt ... 255
Zusammenfassung der Stellungnahme ... 259

Stellungnahme ... 287
1 Stand der Energiewende ... 287
2 Perspektive bis zum Jahr 2030 ... 315
3 Perspektive jenseits 2030 ... 331
4 Treibhausgasemissionen ... 359
5 Erneuerbare Stromerzeugung ... 381
6 Energieeffizienz ... 399
7 Gebäude ... 417
8 Verkehr ... 429
9 Elektrische Netze ... 455
10 Versorgungssicherheit Elektrizität ... 467
11 Energiepreise und Energiekosten ... 475
12 Energiepreisreform ... 485
13 Literaturverzeichnis ... 507
14 Verzeichnisse: Abbildungen, Tabellen und Boxen ... 535

Zentrale Botschaften des zweiten Fortschrittsberichts

Die Bundesregierung verfolgt mit der Energiewende anspruchsvolle Ziele. Mit ihr gestaltet Deutschland seine Energieversorgung nachhaltig und entwickelt neue Wertschöpfungspotenziale für den Wirtschafts- und Industriestandort. Die Energiewende ist kein deutscher Alleingang, sie ist eingebettet in die europäische Energiepolitik und findet inzwischen weltweit statt. Eine erfolgreiche Energiewende muss daher auch global und ganzheitlich gedacht werden. Die Bundesregierung ergreift dazu die in diesem Bericht dargestellten Maßnahmen und setzt auf Marktprozesse, um die Energiewende im Rahmen der gesetzten Ziele technologieoffen und kosteneffizient umzusetzen.

Auf europäischer Ebene hat insbesondere das Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ erfolgreich die Weichen für die Energiewende in Europa und in Deutschland gestellt. Das Paket setzt ambitionierte Ziele für das Jahr 2030 und darüber hinaus. Die EU insgesamt ist grundsätzlich auf Kurs, ihre Energie- und Klimaziele für das Jahr 2020 zu erreichen. Mit Blick auf die Treibhausgasreduktion haben sowohl die Sektoren, die unter das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) fallen, als auch die Nicht-ETS-Sektoren auf EU-Ebene ihre jeweilige Zielvorgabe von 21 bzw. von 10 Prozent weniger Emissionen derzeit bereits erfüllt.

→ Die Bundesregierung hat im Dezember 2018 den Entwurf eines integrierten Nationalen Energie- und Klimaplans (NECP) vorgelegt. Ende 2019 wird sie nach Konsultationen den endgültigen Plan vorlegen. Der Plan soll deutlich machen, wie Deutschland seine nationalen Energie- und Klimaziele für das Jahr 2030 erreicht und damit zu den entsprechenden Zielen der Energieunion beiträgt.

Die Bundesregierung hat im Sommer 2018 die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ mit Akteuren aus verschiedenen wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Gruppen eingesetzt. Am 31. Januar 2019 hat die Kommission ihren Abschlussbericht vorgelegt. Darin unterbreitet sie Vorschläge, mit denen unter anderem das im Klimaschutzplan 2050 beschlossene Sektorziel für die Energiewirtschaft für das Jahr 2030 sichergestellt werden soll. Dazu zählen auch die schrittweise Reduktion und ein Ende der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038. Die Verringerung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2023 – 2030 soll möglichst stetig erfolgen. Das Abschlussdatum ist im Jahr 2026, 2029 und 2032 zu überprüfen, ob dies vorzuziehen oder gegebenenfalls anzupassen ist. Gleichzeitig hat die Kommission Vorschläge für die Unterstützung einer in die Zukunft gerichteten, nachhaltigen Strukturentwicklung in den Kohleregionen gemacht. Die Bundesregierung prüft die Vorschläge. Auf nationaler Ebene hat die Bundesregierung am 22. Mai 2019 die Eckpunkte zur Umsetzung der strukturpolitischen Vorschläge der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB) beschlossen.

Die folgenden Zahlen und Fakten zum Stand der Umsetzung ausgewählter deutscher Energie- und Klimaziele zeigen den Grad der Herausforderung und mit welchen zentralen Maßnahmen die Bundesregierung diese annimmt.

Positiv schlägt zu Buche: Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 2017 36 Prozent. Im Jahr 2018 ist ein weiterer Aufwärtstrend zu verzeichnen. Zugleich führt der auf Grundlage des EEG 2017 vollzogene Paradigmenwechsel hin zu wettbewerblich ermittelten Fördersätzen zu einem deutlich kosteneffizienteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Förderkosten für Strom aus erneuerbaren Energien konnten für viele neue Anlagen erheblich gesenkt werden. Dabei war auch der wirksame Bieterwettbewerb mit ausreichend genehmigten Flächen für Wind und Photovoltaik eine wichtige Voraussetzung.

Ein zielstrebiger, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien ist gemäß Koalitionsvertrag eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und Klimaschutzpolitik. Die Bundesregierung strebt – insbesondere im Kontext der Herausforderungen einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten – eine Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils im Stromsektor an, um das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel von etwa 65 Prozent bis zum Jahr 2030 zu erreichen. Hierfür ist die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze zentral.

→ Mit dem Energiesammelgesetz wurden Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Photovoltaik von zusätzlich je 4 Gigawatt bis zum Jahr 2021 sowie Innovationsausschreibungen beschlossen.

→ Bis Herbst 2019 soll auf Basis des Maßnahmenplans Stromnetzausbau sowie der Ergebnisse der Koalitionsarbeitsgruppe zu Akzeptanzfragen und der Kommission WSB über konkrete Akzeptanzmaßnahmen und über Förderbedingungen entschieden werden, ebenso über die weiteren Ausbaupfade für erneuerbare Energien im Stromsektor bis 2030, um das im Koalitionsvertrag angestrebte Ziel von 65 Prozent zu erreichen.

Der Primärenergieverbrauch ist im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr um 0,8 Prozent gestiegen. Zu dieser Entwicklung trug vor allem das gute Wirtschaftswachstum bei. 2018 sank der Primärenergieverbrauch hingegen nach erster Schätzung deutlich. Trotz der bisher erreichten jährlichen Reduktionen von durchschnittlich 0,6 Prozent seit 2008 und der positiven Zahlen für 2018 wird das Einsparziel bis 2020 (minus 20 Prozent) verfehlt. Insgesamt bleibt der Handlungsbedarf sehr hoch, um das Einsparziel so schnell wie möglich zu erreichen.

→ Die Bundesregierung plant, im Jahr 2019 eine Energieeffizienzstrategie vorzulegen. Die Bundesregierung beabsichtigt damit, sowohl ein 2030-Effizienzziel als auch ein konkretes Maßnahmenpaket für die Dekade 2021 – 2030 (NAPE 2.0) auf den Weg zu bringen, mit dem u. a. auch der deutsche Beitrag zum EU-Energieeffizienzziel für das Jahr 2030 erreicht werden soll.

Der Endenergieverbrauch in Gebäuden ist im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr um 2,6 Prozent gestiegen. Seit 2008 ist er durchschnittlich um 0,8 Prozent pro Jahr gesunken. Um das Einsparziel so schnell wie möglich zu erreichen, sind auch hier erhebliche weitere Anstrengungen erforderlich. Die Bundesregierung wird ein Maßnahmenpaket für den Gebäudebereich

erarbeiten, mit dem die 2030-Ziele für diesen Sektor erreicht werden sollen, und in den Nationalen Energie- und Klimaplan sowie in das Maßnahmenprogramm 2030 zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 einbringen.

→ Die Bundesregierung wird das Energieeinsparrecht für Gebäude novellieren und das Energieeinsparungsgesetz, die Energieeinsparverordnung und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz im Gebäudeenergiegesetz zusammenführen. Laut Koalitionsvertrag wird mit dem Gebäudeenergiegesetz das Ordnungsrecht entbürokratisiert und vereinfacht, die Anforderungen des EU-Rechts umgesetzt und dabei gelten die aktuellen energetischen Anforderungen für Bestand und Neubau fort. Zudem soll der so genannte Quartiersansatz eingeführt werden.

→ Die steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung ist als prioritäre Maßnahme bereits im Koalitionsvertrag als ein Beitrag zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele im Gebäudebereich verankert. Die Bundesregierung prüft verschiedene Optionen, um die Umsetzung so auszugestalten, dass die haushaltspolitischen Vorgaben des Koalitionsvertrags berücksichtigt werden.

→ Mit der Umsetzung der „Förderstrategie Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien“ wird die Förderlandschaft im Zeitraum 2017 bis 2020 noch zielgerichteter und übersichtlicher ausgestaltet sowie der Zugang zur Förderung deutlich vereinfacht. Dort, wo Förderinstrumente zum Einsatz kommen, legt die Bundesregierung Wert auf einen effektiven Mitteleinsatz mit grundsätzlich hoher Fördereffizienz.

Der Endenergieverbrauch im Verkehr entwickelte sich mit einem Anstieg um 2,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr und um 6,5 Prozent gegenüber dem Jahr 2005 weiterhin gegenläufig zu den Zielen des Energiekonzepts. Es ist davon auszugehen, dass das 2020-Ziel (minus 10 Prozent) unter den bisherigen Rahmenbedingungen erst nach 2030 erreicht werden kann. Erhebliche weitere Anstrengungen sind erforderlich, um so schnell wie möglich eine Trendumkehr einzuleiten.

→ Die Bundesregierung hat im September 2018 die Nationale Plattform „Zukunft der Mobilität“ ins Leben gerufen. Sie soll die Zukunftsfragen der Mobilität aufbereiten und Handlungsempfehlungen in den Bereichen Klimaschutz im Verkehrssektor, alternative Antriebe und Kraftstoffe, Digitalisierung, Sicherung des Mobilitäts- und Produktionsstandorts Deutschland, Infrastruktur und Netze sowie Standardisierung formulieren. Einen ersten Zwischenbericht hat die Arbeitsgruppe 1, die sich mit Klimaschutz im Verkehr beschäftigt, im März 2019 dem Lenkungskreis der Nationalen Plattform „Zukunft der Mobilität“ übergeben.

Die Treibhausgasemissionen sind im Jahr 2017 leicht und nach erster Schätzung 2018 deutlich zurückgegangen. Gegenüber 1990 sind sie 2017 insgesamt um 27,5 Prozent gesunken.

→ Die Bundesregierung prüft, welche ergänzenden Maßnahmen vorzunehmen sind, um das Klimaschutzziel für 2020 (mindestens minus 40 Prozent gegenüber 1990) so schnell wie möglich zu erreichen. Auch die durch die Bundesregierung eingesetzte Kommission WSB hat, neben Vorschlägen für eine schrittweise Reduktion und Beendigung der Kohleverstromung und für eine nachhaltig und in die Zukunft gerichtete Strukturentwicklung, Vorschläge für einen Beitrag der Energiewirtschaft erarbeitet, um die Lücke zur Erreichung des Klimaziels für 2020 so weit wie möglich zu reduzieren.

→ Die Bundesregierung erarbeitet ein Maßnahmenprogramm 2030 zum Klimaschutzplan 2050, das auch in den NECP einfließt. Diese Maßnahmen sollen sicherstellen, dass das Minderungsziel für 2030 (mindestens minus 55 Prozent gegenüber 1990) erreicht wird und alle Sektoren ihren Beitrag leisten. Die Kommission WSB hat Vorschläge entwickelt, mit denen ein Erreichen des mit dem Klimaschutzplan beschlossenen Sektorziels 2030 für die Energiewirtschaft sichergestellt werden kann. Alle Maßnahmen werden hinsichtlich ihrer ökologischen, ökonomischen und sozialen Folgen abgeschätzt. Wie im Koalitionsvertrag vereinbart, erarbeitet die Bundesregierung ein Gesetz, das die Einhaltung der Klimaschutzziele 2030 gewährleisten soll.

→ Das Kabinett hat im März 2019 entschieden, einen Kabinettausschuss „Klimaschutz“ einzurichten, um die rechtlich verbindliche Umsetzung des Klimaschutzplans sowie der für Deutschland verbindlichen Klimaschutzziele für das Jahr 2030 sicherzustellen.

Deutschlands Stromversorgung ist sicher. Die Energienachfrage in Deutschland ist jederzeit gedeckt, sodass ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Dazu trägt auch der europäische Strommarkt bei. Auch im internationalen Vergleich gehört Deutschland mit einer konstant sehr hohen Versorgungsqualität zur Spitzengruppe. Dieses hohe Sicherheitsniveau wird auch bei einem Atom- und Kohleausstieg gehalten.

Die Kosteneffizienz gehört zu den Leitkriterien einer optimierten Umsetzung der Energiewende. Insbesondere Strom muss bezahlbar und die deutsche Industrie wettbewerbsfähig bleiben. So konnte die Kostendynamik bei der EEG-Umlage in den letzten Jahren spürbar abgebremst werden. Die Strompreise für Haushaltskunden waren im Jahr 2017 und 2018 annähernd konstant. Für Industriekunden, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, sind die Strompreise im Jahr 2017 allerdings um 4,9 Prozent gestiegen. Auch im Jahr 2018 war ein Anstieg zu verzeichnen. Für einen hypothetischen Stromverbraucher, der alle bestehenden Vergünstigungen ausschöpfen kann, sind in der Summe aller Faktoren die Strompreise nach Angaben von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (BNetzA, BKartA 2017 und 2018) im Jahr 2017 um 0,7 und im Jahr 2018 um 8,4 Prozent gestiegen.

Die Letztverbraucher gaben 2017 insgesamt mehr für Endenergie aus als im Vorjahr. Der Anteil der Endenergieausgaben am nominalen Bruttoinlandsprodukt lag gegenüber dem Vorjahr unverändert bei 6,7 Prozent. Die Ausgaben für Strom gemessen am Bruttoinlandsprodukt sind im Jahr 2017 erneut gesunken und erreichten den niedrigsten Stand seit 2010.

Der beschlossene Netzausbau muss zügig umgesetzt werden.

→ Die Umsetzung ist mit dem Beginn der Bundesfachplanung für die großen Höchstspannungs-Gleichstrom-Leitungen SuedLink und SuedOstLink im Jahr 2017 und für A-Nord Anfang 2018 in die nächste Phase gegangen. Im Januar 2019 wurde die Bundesfachplanung für den ersten Abschnitt der großen Höchstspannungs-Gleichstromleitung Ultranet abgeschlossen.

→ Der Aktionsplan Stromnetz des BMWi sieht eine Doppelstrategie vor: Bestandsnetze optimieren und höher auslasten sowie den Netzausbau beschleunigen. Mit technischen Verbesserungen, neuen Technologien und Betriebskonzepten sowie verbessertem Engpassmanagement werden die Bestandsnetze optimiert. Gleichzeitig soll der Netzausbau durch vorausschauendes Controlling, die Vereinfachung von Planungsverfahren und ökonomische Anreize beschleunigt werden. Dazu hat der Bundestag das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle) im April 2019 beschlossen. Der Aktionsplan wird in den kommenden Monaten weiter inhaltlich ausgestaltet und mit konkreten Maßnahmen unterlegt.

Digitalisierung, Wärmewende, Sektorkopplung und Energieforschung sind weitere Schlüssel zu einer erfolgreichen Energiewende. Eine integrierte Entwicklung des Energiesystems ist essenziell. Dafür müssen zeitig und mit Planungssicherheit die Rahmenbedingungen angepasst werden.

→ Ein im Auftrag des BMWi erstmals vorgelegtes Barometer zur Digitalisierung der Energiewende hält fest, dass bei einzelnen Aspekten Fortschritte erzielt wurden. Zugleich sieht es Nachholbedarf bei der Umsetzung des System- und Plattformgedankens des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW). Mit der ersten Zertifizierung eines Smart-Meter-Gateways im Dezember 2018 ist ein wichtiger Meilenstein erreicht.

→ Die Bundesregierung wird die für das Erreichen der Energie- und Klimaziele unabdingbare Wärmewende vorantreiben. Dazu gehören neben dem Aufbau neuer Wärmenetze u. a. auch die Modernisierung bestehender Wärmenetze, eine stärkere Einbindung erneuerbarer Energien in die Wärmeversorgung sowie die Steigerung der Energieeffizienz.

→ Eng verknüpft mit der Sektorkopplung ist der im Dezember 2018 mit Branchenvertretern angestoßene „Dialogprozess Gas 2030“. Ergebnisse werden für September 2019 erwartet.

→ Das 7. Energieforschungsprogramm adressiert mit einem ganzheitlichen Ansatz zur Förderpolitik aktuelle und sich abzeichnende Herausforderungen. Die aktuelle Finanzplanung sieht vor, die Energieforschung im Rahmen dieses Programms im Zeitraum 2018 bis 2022 mit rund 6,4 Milliarden Euro zu fördern. So wird sie mit Reallaboren der Energiewende den Praxistransfer und mit Start-ups wichtige Impulsgeber für die Energiewende unterstützen.

Die Energiewende ist eine Modernisierungsstrategie, die auch künftig umfangreiche und kontinuierliche Investitionen in den Wirtschaftsstandort Deutschland auslöst – vor allem bei energetischen Gebäudesanierungen, in der Stromversorgung und bei der Umstellung auf E-Mobilität – und damit zu mehr Wachstum und Beschäftigung in Deutschland beiträgt. Dabei bieten auch innovative Geschäftsmodelle große Chancen. Die Energiewende hilft, Innovations- und neue Marktpotenziale zu erschließen. Dazu trägt auch die Digitalisierung der Energiewende bei. Bestimmte Industriebereiche und Geschäftsmodelle stehen vor einem Strukturwandel, der unterstützend zu begleiten ist.

Vom Handel mit neuen, innovativen Energietechnologien profitieren viele deutsche Unternehmen. So wurden im Jahr 2017 beispielsweise Anlagen und Komponenten zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wert von mehr als 8 Milliarden Euro exportiert. Die weltweit steigende Nachfrage nach ausgereiften Erneuerbare-Energien-Anlagen und Effizienztechnologien verbessert die Chancen weiter. Immer wichtiger werden dabei auch internationale Energiekooperationen, die politischen Austausch ermöglichen und Wirtschaftsaktivitäten flankieren.

1 Einleitung



Der Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ überprüft, inwieweit die gesteckten Ziele der Energiewende mit Blick auf eine sichere, umweltverträgliche und wirtschaftliche Energieversorgung erreicht und welche Maßnahmen dazu umgesetzt werden; die deutsche Energiewende ist dabei eingebettet in die europäische Energiewende mit ihren anspruchsvollen Zielen (siehe Kapitel 2 und 3). Der Monitoring-Prozess liefert die Grundlage, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Drei Aufgaben stehen im Mittelpunkt:

Überblick: Der Monitoring-Prozess gibt einen faktenbasierten Überblick über den Fortschritt bei der Umsetzung der Energiewende. Dazu wird die Vielzahl der verfügbaren energiestatistischen Informationen auf ausgewählte Kenngrößen (Indikatoren) verdichtet und aufbereitet.

Evaluation: Im Rahmen der jährlichen Monitoring-Berichte wird anhand des Status quo bewertet, inwieweit die Ziele aus dem Energiekonzept der Bundesregierung erreicht werden und wie die Maßnahmen wirken. Bei absehbaren Zielverfehlungen schlagen zusammenfassende Fortschrittsberichte aufgrund einer mehrjährigen Datenbasis Maßnahmen vor, um Hemmnisse zu beseitigen und die Ziele zu erreichen.

Ausblick: Der Monitoring-Prozess richtet sein Augenmerk auch auf die absehbare weitere Entwicklung wichtiger Kenngrößen. Dazu machen die Fortschrittsberichte verlässliche Trends erkennbar.

Der vorliegende zweite Fortschrittsbericht widmet sich diesen Aufgaben umfassend. Er

- beruht im Sinne der verlässlichen Erkennbarkeit von Trends auf einer mehrjährigen Datenbasis;
- enthält eine ausführliche Gegenüberstellung von Status quo und quantitativen und qualitativen Zielsetzungen des Energiekonzepts;
- beschreibt und bewertet den Stand bei der Umsetzung wesentlicher Maßnahmen;
- gibt einen Ausblick auf die absehbare weitere Entwicklung wichtiger Kenngrößen und stellt dazu u. a. dar:
  - aktualisierte Ergebnisse von Modellierungen im Rahmen der Studie „Wirkung der Maßnahmen der Bundesregierung innerhalb der Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung“ (sog. Zielarchitektur-Studie)

  - Ergebnisse aus dem Referenzszenario der Studie „Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgenabschätzungen“ (siehe Kapitel 2)

- untersucht Ursachen und stellt Hemmnisse dar;
- schlägt Maßnahmen oder darauf gerichtete Prozesse vor, um Hemmnisse zu beseitigen und die Ziele zu erreichen.

Der Aufbau und die Themen des aktuellen Berichts orientieren sich an der von der Bundesregierung im Dezember 2014 beschlossenen Zielarchitektur zur Energiewende. Der Monitoring-Bericht ist integraler Teil dieses Berichts.

Eingebettet in den europäischen und internationalen Zusammenhang (Kapitel 3), fasst Teil I den aktuellen Stand bei der Umsetzung der quantitativen Ziele der Energiewende in folgenden Themenfeldern zusammen:

- Fortschritt beim Ausbau der erneuerbaren Energien (Kapitel 4)
- Entwicklung von Energieverbrauch und Energieeffizienz (Kapitel 5) mit dem Fokus auf die drei Handlungsfelder Strom, Wärme und Verkehr
- Energiepolitische Ziele und Maßnahmen im Gebäudesektor (Kapitel 6) und im Verkehrsbereich (Kapitel 7)
- Entwicklung der Treibhausgasemissionen (Kapitel 8)

Teil II widmet sich weiteren Zielen und Rahmenbedingungen der Energiewende:

- Entwicklung des Kraftwerksbestands im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, den Kernenergieausstieg sowie die Energiewendetauglichkeit (Strommarkt 2.0) (Kapitel 9)
- Bezahlbarkeit von Energie für private Haushalte und Unternehmen (Kapitel 10)
- Umweltverträglichkeit der Energieversorgung (Kapitel 11)
- Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze für Strom (Kapitel 12)
- Integrierte Entwicklung des Energiesystems mit Blick auf Sektorkopplung, Wärmewende und Digitalisierung (Kapitel 13)
- Energieforschung und Innovationen (Kapitel 14)
- Zusammenhang der Energiewende mit Investitionen, Wachstum und Beschäftigung (Kapitel 15)

Die folgenden beiden Kästen geben einen Überblick über wichtige Querschnittsthemen des Berichts. Am Ende des Berichts beschreibt eine tabellarische Übersicht den Umsetzungsstand der Maßnahmen (Kapitel 16). Ein weiteres Verzeichnis erläutert die verwendeten Abkürzungen.

Von der Stromwende zur Energiewende – Weichen stellen für 2030

Die Energiewende verfolgt anspruchsvolle Ziele. Mit ihr gestaltet Deutschland seine Energieversorgung nachhaltig und entwickelt neue Wertschöpfungspotenziale für den Wirtschafts- und Industriestandort. Die Energiewende ist kein deutscher Alleingang, sie findet inzwischen weltweit statt und ist eingebettet in die europäische Energiewende. Zentrale bisherige Maßnahmen waren ausgehend vom Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 zuletzt der Übergang zum Strommarktdesign mit freier Preisbildung und die Einführung von Ausschreibungen bei den erneuerbaren Energien. Inzwischen stammt mehr als jede dritte Kilowattstunde Strom aus erneuerbaren Energien. Bislang ist die Energiewende allerdings in erster Linie eine Stromwende. Insbesondere im Wärme-, Gebäude- und Verkehrssektor hat die Energiewende noch nicht das nötige Tempo erreicht. Um insbesondere auch den europarechtlichen Verpflichtungen im Energie- und Klimabereich für das Jahr 2030 nachzukommen, werden vor allem in folgenden Handlungsfeldern die Weichen für 2030 gestellt:

1. Europäische Energiewende

Die Energiewende ist inzwischen auch ein europäisches Projekt. Eine erfolgreiche europäische Zusammenarbeit unterstützt den Erfolg der deutschen Energiewende. Die Bundesregierung hat sich in die Verhandlungen zum europäischen Gesetzespaket „Saubere Energie für alle Europäer“ intensiv

eingebracht und wird dieses gestärkte Fundament der europäischen Energiewende in die deutsche Energiewende einbauen.

Zentrale Maßnahme:

- Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan (NECP): Im Dezember 2018 hat Deutschland im Entwurf des NECP skizziert, mit welchen Maßnahmen es die europäischen Energie- und Klimaziele erreichen will. Nach Konsultationen soll der Europäischen Kommission Ende 2019 der endgültige Plan vorgelegt werden (siehe Kapitel 3).

2. Bessere Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten

Ein zielstrebiger, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien ist gemäß Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und Klimaschutzpolitik. Die Bundesregierung strebt – insbesondere im Kontext der Herausforderungen einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten – eine Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils im Stromsektor an, um das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel von etwa 65 Prozent bis zum Jahr 2030 zu erreichen. Hierfür ist die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze zentral. Eine Erhöhung des Erneuerbaren-Ausbaus ist nicht zuletzt erforderlich, um den Kohlestrom zu ersetzen und den zusätzlichen Strombedarf zu decken, damit die Klimaschutzziele im Verkehr, in Gebäuden und in der Industrie erreicht werden können. Bis Herbst 2019 wird auf Basis der Ergebnisse der Koalitionsarbeitsgruppe zu Akzeptanzfragen (AG Akzeptanz) und der Vorschläge der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB) und unter Berücksichtigung des Maßnahmenplans Stromnetzausbau über konkrete Akzeptanzmaßnahmen und über Förderbedingungen entschieden ebenso wie über die weiteren Ausbaupfade für erneuerbare Energien im Stromsektor bis 2030, um das im Koalitionsvertrag angestrebte Ziel von 65 Prozent erneuerbare Energien zu erreichen.

Zentrale Maßnahmen sind insbesondere:

- Energiesammelgesetz und Festlegung des Erneuerbaren–Pfads für das im Koalitionsvertrag angestrebte Ziel von 65 Prozent für 2030
- Umsetzung des Aktionsplans Stromnetz und des beim Netzgipfel mit den Ländern beschlossenen Maßnahmenpakets, insbesondere NABEG-Novelle
- Netzentwicklungsplan 2019 bis 2030 (siehe Kapitel 12)

3. Energieeffizienz und Wärmewende

Trotz zahlreicher Instrumente und Förderprogramme sind die Senkung des Energieverbrauchs und die Verbesserung der Energieeffizienz in der Vergangenheit nicht weit genug vorangekommen; hierzu haben auch die im Berichtsjahr 2017 noch niedrigen Weltmarktpreise für Öl und Gas beigetragen. Wärme macht mehr als die Hälfte des deutschen Endenergieverbrauchs aus. Daher ist es für das Erreichen der Energie- und Klimaziele unabdingbar, dass die Dekarbonisierung der Versorgung von Gebäuden, Industrie und des Sektors GHD mit Wärme (Wärmewende) gelingt. Wärmenetzen kommt dabei eine Schlüsselrolle zu (siehe Kapitel 5, 6 und 13).

Zentrale Maßnahmen sind insbesondere:

- Energieeffizienzstrategie (siehe Kapitel 5)
- Gebäudeenergiegesetz; Prüfung der Optionen, um die steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung gemäß dem Koalitionsvertrag auszugestalten (siehe Kapitel 6)
- Vorantreiben der Wärmewende, insbesondere Aufbau neuer und Modernisierung bestehender Wärmenetze (siehe Kapitel 13)

4. Kohleausstieg und Strukturwandel

Eine weitere große Herausforderung ist es, schrittweise die Kohleverstromung zu beenden und den damit verbundenen Strukturwandel in den Revieren zu bewältigen. Ohne den Kohleausstieg sind die Klimaziele im Energiesektor nicht zu erreichen. Ziel ist, die Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit einzuhalten und es nicht zu Strukturbrüchen kommen zu lassen. Die Beschäftigten und ihre Regionen verdienen für ihren substanziellen Beitrag zur Energiewende eine gute Zukunftsperspektive.

Zentrale Maßnahme:

- Prüfung und Umsetzung der Vorschläge der Kommission WSB (siehe folgender Kasten)

5. Nachhaltige, bezahlbare und klimafreundliche Mobilität

Die Bundesregierung will Mobilität nachhaltig, bezahlbar und klimafreundlich gestalten. Wichtige Ansatzpunkte, um die emissionsarme Mobilität zu stärken und die Klimaziele im Verkehr zu erreichen, sind unter anderem die Verbreitung elektrisch betriebener Fahrzeuge, der Ausbau der Ladeinfrastruktur und die Erhöhung des Verkehrsanteils von Radfahrern, Fußgängern und Öffentlichem Personennahverkehr. Insbesondere für einen raschen Ausbau der Elektromobilität wird es zentral sein, ausreichende Anreize für Sektorkopplung zu schaffen. Dabei sollen vor allem die Ergebnisse der Nationalen Plattform „Zukunft der Mobilität“ berücksichtigt werden. Der Gestaltung einer zukunftsfähigen, nachhaltigen Mobilität widmet sich auch die Forschungsagenda „Nachhaltige urbane Mobilität“. Weiterhin sind unter Berücksichtigung der Schlussfolgerungen des „Zukunftsbündnisses

Schiene“ Investitionen in die Schieneninfrastruktur, die Einführung innovativer Technologien im Schienenverkehr sowie neue Logistikkonzepte erforderlich. Am Ende soll ein automatisierter und digitalisierter Schienenverkehr zur Verfügung stehen. Angesichts des zunehmenden Transportbedarfs ist es wichtiger denn je, Verkehrsleistungen und Energieverbrauch stärker voneinander zu entkoppeln. Auch Potenziale, um Transportbedarf zu vermeiden bzw. Verkehrsleistung zu verringern, gilt es noch stärker auszuschöpfen. Eine Trendwende im Verkehr durch einen deutlich verringerten Energieverbrauch ist und bleibt dabei ein Langzeitprojekt. Die europäische Gesetzgebung zur Reduktion der CO_2-Emissionen von Straßenfahrzeugen wird für die Zeit nach 2020 ambitioniert weiterentwickelt, um die Energieverbrauchs- und Klimaziele auf nationaler und europäischer Ebene zu erreichen.

Zentrale Maßnahme:

- Berufung einer Nationalen Plattform „Zukunft der Mobilität“
- Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 1 der Nationalen Plattform „Zukunft der Mobilität“ (siehe Kapitel 7)

6. Klimaschutz

Die Bundesregierung erarbeitet ein erstes Maßnahmenprogramm 2030 zum Klimaschutzplan 2050 und den nationalen Energie- und Klimaplan. Diese Maßnahmen sollen sicherstellen, dass das Minderungsziel für 2030 (mindestens minus 55 Prozent gegenüber 1990) erreicht wird und alle Sektoren ihren Beitrag leisten. Die Kommission WSB hat Vorschläge entwickelt, mit denen ein Erreichen des mit dem Klimaschutzplan beschlossenen Sektorziels 2030 für die Energiewirtschaft sichergestellt werden kann (siehe folgender Kasten). Alle Maßnahmen werden hinsichtlich ihrer ökologischen, ökonomischen und sozialen Folgen abgeschätzt. Wie im Koalitionsvertrag vereinbart, erarbeitet die Bundesregierung ein Gesetz, das die Einhaltung der Klimaschutzziele 2030 gewährleisten soll.

Zentrale Maßnahmen sind insbesondere:

- Maßnahmenprogramm 2030 zum Klimaschutzplan 2050
- Gesetz, das die Einhaltung der Klimaschutzziele 2030 gewährleisten soll
- Kabinettausschuss „Klimaschutz“, um die rechtlich verbindliche Umsetzung der Klimaschutzziele für das Jahr 2030 vorzubereiten (siehe Kapitel 8)

In all diesen Handlungsfeldern setzt die Bundesregierung so weit wie möglich auf Marktprozesse, um die Energiewende im Rahmen der gesetzten Ziele technologieoffen und kosteneffizient umzusetzen.

Umsetzung der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“

Nach intensiven Debatten haben sich die 28 Mitglieder der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB) auf einen Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland geeinigt, der den betroffenen Menschen und Unternehmen Planungssicherheit und Perspektiven für eine nachhaltige Entwicklung nach der Kohle gibt. Ende Januar 2019 übergab die Kommission ihren Abschlussbericht an die Bundeskanzlerin. Die Kommission setzte sich aus Vertretern unterschiedlicher Gruppen zusammen: Expertinnen und Experten aus Wirtschaft, Umweltorganisationen, Gewerkschaften, Bürgerinitiativen und den vom Kohleausstieg betroffenen Regionen. Zahlreiche Wissenschaftler und Interessengruppen wurden angehört.

Der Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ enthält eine Vielzahl von struktur- und energiepolitischen Empfehlungen, die eine schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung und eine erfolgreiche Strukturentwicklung miteinander verbinden. Der Abschlussbericht ist im Internetauftritt des BMWi einsehbar.

Die Bundesregierung hat am 22.05.2019 die Eckpunkte zur Umsetzung der strukturpolitischen Vorschläge der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ beschlossen. Mit diesem Konzept werden die Weichen gestellt, dass sich die Reviere zu modernen Energie- und Wirtschaftsregionen weiterentwickeln können. Die Eckpunkte sehen vor, dass der Bund bis spätestens 2038 insgesamt bis zu 40 Milliarden Euro für die Weiterentwicklung der bisherigen Braunkohlereviere in der brandenburgischen und sächsischen Lausitz, in Nordrhein-Westfalen westlich von Köln und in Sachsen und Sachsen-Anhalt um Leipzig und Halle zur Verfügung stellt. Auch die Standorte besonders betroffener Steinkohlekraftwerke und das ehemalige Braunkohlerevier Helmstedt sollen eine Unterstützung erhalten.

Eine Kommission aus unabhängigen Energie-Experten begleitet den Monitoring-Prozess. Auf wissenschaftlicher Grundlage nimmt die Expertenkommission zu den Monitoring- und Fortschrittsberichten der Bundesregierung Stellung. Vorsitzender der Expertenkommission ist Prof. Dr. Andreas Löschel (Universität Münster). Weitere Mitglieder sind Prof. Dr. Georg Erdmann (Technische Universität Berlin), Prof. Dr. Frithjof Staiß (Zentrum für Solar- und

Wasserstoffforschung) und Dr. Hans-Joachim Ziesing (AG Energiebilanzen e.V.). Die Stellungnahmen der Expertenkommission werden zusammen mit den Monitoring- und Fortschrittsberichten auf der Internetseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie veröffentlicht.

Der Monitoring-Prozess trägt durch die Steigerung der Transparenz zur Akzeptanz der Energiewende bei. Mit einer kontinuierlichen Berichterstattung veröffentlicht die Bundesregierung zentrale Daten zur Energiewende. Der Dialog mit der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ und den hochrangigen Energiewende-Plattformen zu Strommarkt, Energieeffizienz, Gebäuden, Energienetzen sowie Forschung und Innovation fördert den Austausch mit Vertretern aus Ländern, Wirtschaft, Gesellschaft und Wissenschaft. Auf diese Weise können gemeinsam Lösungen und Strategien für die zentralen Handlungsfelder der Energiewende erarbeitet werden.

Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz

Akzeptanz spielt eine besondere Rolle für das Gelingen der Energiewende. Transparenz, Dialog und Beteiligung tragen zur Steigerung der Akzeptanz bei (siehe Kästen in Kapiteln 3 ff.). Entsprechend wichtig ist der für umfassenden Austausch und gemeinsame Lösungen förderliche Austausch mit der Expertenkommission und den hochrangigen Energiewende-Plattformen.

Die Expertenkommission hat in mehreren Stellungnahmen wichtige Hinweise zur Messung von Akzeptanz gegeben. Danach sollte für ein Gesamtbild zwischen drei Ebenen unterschieden werden:

- generelle Einstellung zur Energiewende: wird von der Expertenkommission positiv beurteilt (grüne Ampel)
- Zufriedenheit mit der Umsetzung der Energiewende: wird als gefährdet erachtet (gelbe Ampel)
- Zustimmung Betroffener zur Umsetzung der Energiewende im eigenen Umfeld: wird negativ gesehen (rote Ampel)

Insgesamt sieht die Expertenkommission die Akzeptanz der Energiewende als gefährdet an (gelbe Ampel). Eine detaillierte Erklärung zu diesem Indikator hat sie für die Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht angekündigt (EWK 2018).

Das BMU und das UBA ermitteln seit 1996 mit einer repräsentativen Umweltbewusstseinsstudie alle zwei Jahre die Einschätzung der Bürgerinnen und Bürger zum Zustand der Umwelt, zu aktuellen Themen der Umweltpolitik und ihrem eigenen umweltrelevanten Verhalten. Dabei wird deutlich, dass Klimaschutz aus Sicht der Bürgerinnen und Bürger zu den zentralen gesellschaftlichen Herausforderungen gehört. In der zuletzt 2016 durchgeführten repräsentativen Befragung sahen 58 Prozent der Befragten den Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energiequellen als prioritäres politisches Handlungsfeld. Von sich selbst sagen sie, dass sie bereit sind, auf umweltschonende Alternativen umzusteigen – z. B. im Bereich der Automobilität (BMU/UBA 2017).

Neuere Befragungen im Rahmen des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers der Energiewende 2018 des Institute for Advanced Sustainability Studies einerseits und des Energiewendemonitors 2018 des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) andererseits bestätigen, dass die Energiewende in den Augen einer breiten Mehrheit der Bevölkerung als Zielsetzung fest verankert und positiv besetzt bzw. eine wichtige bis sehr wichtige Weichenstellung ist. Der Anteil derer, die die Energiewende als eine Gemeinschaftsaufgabe sehen, an der sie selbst teilnehmen wollen, steigt dabei sogar leicht an (Institute for Advanced Sustainability Standards 2019; BDEW 2018).

Die Kritik daran, wie die Energiewende umgesetzt wird, hat laut Nachhaltigkeitsbarometer 2018 indessen deutlich zugenommen. Sie fällt insgesamt erstmals mehrheitlich negativ aus. Die Unzufriedenheit mit der Energiewende-Politik der Bundesregierung sei deutlich auf 61 Prozent gestiegen. Als wichtigste Gründe werden vor allem genannt:

- zu langsame Umsetzung (58 Prozent) und
- mangelnde soziale Gerechtigkeit (52 Prozent)

Obwohl viele die Energiewende als teuer ansehen, werden zu hohe Kosten mehrheitlich nicht als Hauptkritikpunkt angegeben. Auch nach dem BDEW-Energiewendemonitor meint die überwiegende Mehrheit der Bevölkerung, dass die Energiewende nicht gut vorankommt.

Als Abhilfe empfiehlt das Nachhaltigkeitsbarometer 2018, überzeugende Konzepte für den Umgang mit den zentralen Zielkonflikten der Energiewende zu entwickeln und diese in den politischen Wettbewerb einzubringen. Gefragt seien Lösungen, die das hohe Ambitionsniveau beim Klimaschutz aufrechterhielten und zugleich die soziale Dimension ausreichend berücksichtigten. Hier liegen aus Sicht des Nachhaltigkeitsbarometers 2018 die bisherigen Schwachpunkte bei der Umsetzung der Energiewende.

Verschiedene Umfragen vertiefen die erwartete oder wahrgenommene persönliche Betroffenheit durch die Energiewende und die Einstellung Betroffener zu benachbarten Energiewende-Vorhaben. Auf der Ebene der persönlichen Betroffenheit erwartet laut BDEW-Energiewendemonitor ein großer Anteil (46 Prozent) keine Auswirkungen auf sich selbst. Diejenigen, die persönliche Auswirkungen spürten, fänden diese mehrheitlich vorteilhaft (38 Prozent), zum kleineren Anteil nachteilig (14 Prozent).

Nach der Akzeptanzumfrage der Agentur für Erneuerbare Energien sind besonders die Bürgerinnen und Bürger, die bereits in der Nähe von Erneuerbare-Energien-Anlagen wohnen, dem weiteren Ausbau gegenüber aufgeschlossen. Insgesamt liege der Zuspruch für solche Anlagen in der Nachbarschaft bei 63 Prozent. Demgegenüber steigt nach Befragungen im Rahmen des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers 2018 mit dem Grad der lokalen Betroffenheit durch Windenergieanlagen der Anteil der Personen, die sich gestört fühlen, und damit derjenigen, die den weiteren Ausbau solcher Anlagen ablehnen. Für Überland-Stromleitungen nähert sich die Akzeptanzumfrage der Agentur für Erneuerbare Energien diesem Befund an: Zwar sagen danach 78 Prozent, dass der Ausbau dieser Leitungen wichtig sei – in der eigenen Nachbarschaft möchten allerdings wenige eine solche Leitung haben. Nur 32 Prozent der Befragten sprechen sich dafür aus (Agentur für Erneuerbare Energien, 2018). Damit weist vieles darauf hin, dass im Einklang mit der Ampelsystematik der Expertenkommission die Zustimmungsrate bei unmittelbarer Betroffenheit im eigenen Umfeld abnehmen könnte.

Zusammenfassend ist es wichtig, die Akzeptanz als eine der tragenden Säulen für die Energiewende zu erhalten. Dabei besteht die Herausforderung darin, die Zustimmung zur Energiewende nicht nur abstrakt, sondern auch dort zu gewährleisten, wo sie konkret umgesetzt wird. Insbesondere beim zielstrebigen, effizienten, netzsynchronen und zunehmend marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien hat die Bundesregierung die Akzeptanz im Blick (siehe Kapitel 4 und 12). Dazu gehört, die Energiewende weiterhin transparent und im Dialog mit Bürgerinnen und Bürgern zu gestalten. Weiter gilt es, die Energiewende gegebenenfalls noch besser und differenzierter zu erklären und zentrale Zielkonflikte zu erörtern. Nachdem die großen Richtungsentscheidungen zu den politischen und strategischen Zielen der Energiewende gefallen sind, braucht die Energiewende auch in der Werkstattphase mit ihren vielen Umsetzungsschritten weiterhin einen klar erkennbaren Kompass. Dazu will der Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ beitragen. Ein weiteres wichtiges Element ist eine weiterhin bezahlbare Energieversorgung. Insbesondere Strom muss bezahlbar bleiben – für Haushalte wie auch für die Industrie. Hier gilt es auch, die Transparenz weiter zu verbessern (siehe Kapitel 10). Insbesondere die Digitalisierung macht die Senkung bestimmter Transaktions- und Systemkosten möglich (siehe Kapitel 13).

Die Bundesregierung berichtet darüber hinaus seit dem Jahr 2015 in jährlichen Klimaschutzberichten zu den aktuellen Trends der Treibhausgasemissionen. Der Bericht gibt Auskunft zum Stand der Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020, den aktuellen Trends und zu den Minderungswirkungen.

Um ein größtmögliches Ausmaß an Konsistenz zu erreichen und Synergien optimal zu nutzen, soll der nationale Monitoring-Prozess in Zukunft adäquat mit der Governance der europäischen Energieunion und dem Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP, siehe Kapitel 3) verzahnt werden. Inhaltlich ist dabei sicherzustellen, dass beide Prozesse jeweils die relevanten Ziele der nationalen und der europäischen Ebene mit ihren gegenseitigen Bezügen in den Blick nehmen. Zudem wird sich der Zeitplan der nationalen Fortschrittsberichte stärker an den Fortschrittsberichten des NECP-Prozesses orientieren, die ab 2023 alle zwei Jahre fällig werden. Damit die Bewertung längerfristiger Trends anhand einer mehrjährigen Datenbasis möglich bleibt, ist jedoch für die nationalen Fortschrittsberichte ab 2022 ein Turnus von vier, nicht von zwei Jahren vorgesehen. In jedem Fall soll das nationale Monitoring neben der europäischen Governance beibehalten werden. Denn es erlaubt, eine Bewertung der Energiewende vorzunehmen, die nationale Besonderheiten sowie nationale Daten adäquat und zeitnah berücksichtigt.

2 Ziele der Energiewende und Indikatoren für das Monitoring

Mit der Energiewende baut Deutschland die Energieversorgung von fossilen und nuklearen Energieträgern auf erneuerbare Energieträger schrittweise um. Kompass für die Energiewende – und damit Grundlage des Monitorings – sind das Energiekonzept der Bundesregierung, ergänzende Beschlüsse des Bundestages und europäische Vorgaben. Die nationalen Ziele stehen dabei im Einklang mit den auf EU-Ebene beschlossenen anspruchsvollen Zielen. Das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit bleibt die zentrale Orientierung der deutschen Energiepolitik.

Europa International	Einen verlässlichen europäischen und internationalen Rahmen für mehr Klimaschutz, Erneuerbare und Energieeffizienz schaffen.

Tabelle 2.1: Quantitative Ziele der Energiewende und Status quo (2017)

	2017	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)	-27,5 %	mindestens -40 %	mindestens -55 %	mindestens -70 %	weitgehend treibhausgas-neutral -80 % bis -95 %
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	15,9 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	36 %	mindestens 35 %	mindestens 50 %* EEG 2017: 40 bis 45 % bis 2025	mindestens 65 % EEG 2017: 55 bis 60 % bis 2035	mindestens 80 %
Anteil am Wärmeverbrauch	13,4 %	14 %			
Effizienz und Verbrauch					
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-5,5 %	-20 % →			-50 %
Endenergieproduktivität (2008 – 2050)	1,0 % pro Jahr (2008 – 2017)	2,1 % pro Jahr (2008 – 2050)			
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-3,3 %	-10 % →			-25 %
Primärenergiebedarf Gebäude (gegenüber 2008)	-18,8 %	→			-80 %
Wärmebedarf Gebäude (gegenüber 2008)	-6,9 %	-20 %			
Endenergieverbrauch Verkehr (gegenüber 2005)	6,5 %	-10 % →			-40 %

Quelle: eigene Darstellung BMWi 03/2019

* Ein zielstrebiger, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien ist gemäß Koalitionsvertrag eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und Klimaschutzpolitik. Die Bundesregierung strebt – insbesondere im Kontext der Herausforderungen einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten – eine Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils im Stromsektor an, um das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel von etwa 65 Prozent bis zum Jahr 2030 zu erreichen. Hierfür ist die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze zentral. Eine Erhöhung des Erneuerbaren-Ausbaus ist nicht zuletzt erforderlich, um den zusätzlichen Strombedarf zu decken, damit die Klimaschutzziele im Verkehr, in Gebäuden und in der Industrie erreicht werden können.

Umrechnungsfaktoren zur einheitlichen Bewertung der Energieträger bei der Ermittlung des Primärenergieverbrauchs

Die Primärenergieträger werden gemäß internationaler Konvention in der Energiebilanz nach der sog. Wirkungsgradmethode ermittelt; sie löste 1995 die Substitutionsmethode ab. Bei der Wirkungsgradmethode wird für Energieträger, die keinen Heizwert haben, ein physikalischer Wirkungsgrad bei der Energieumwandlung unterstellt; für Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik beträgt dieser 100 Prozent (Gleichsetzung mit dem Heizwert der erzeugten elektrischen Energie), für die Kernenergie 33 Prozent. Für den Importsaldo, der in der Energiebilanz auf der Primärenergieverbrauchsebene verbucht wird, wird ebenfalls ein Wirkungsgrad von 100 Prozent impliziert. Die Wirkungsgradmethode ist international üblich und für den Vergleich mit anderen Ländern erforderlich.

Die EU-Ziele werden in Kapitel 3 näher beleuchtet. Die Senkung der Treibhausgasemissionen in Deutschland ist eingebettet in einen europäischen Rahmen. So hat sich die EU verpflichtet, ihre Emissionen bis zum Jahr 2020 um 20 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 zu senken. Wesentliche Instrumente dafür sind das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) für die Sektoren Industrie, Energiewirtschaft und innereuropäischer Luftverkehr sowie die Lastenteilung in den übrigen Sektoren. Während das Ziel für die EU-ETS-Sektoren nicht auf Mitgliedstaaten aufgeteilt wird, ist das Minderungsziel für die Nicht-ETS-Sektoren entsprechend der EU-Lastenteilungsentscheidung in nationale Ziele für jeden Mitgliedstaat unterteilt. Danach hat sich Deutschland verpflichtet, seine Emissionen in diesen Sektoren bis zum Jahr 2020 um 14 Prozent gegenüber dem Jahr 2005 zu senken. Bis zum Jahr 2030 sollen die Treibhausgasemissionen EU-weit um mindestens 40 Prozent gesenkt werden, die erneuerbaren Energien einen Anteil von mindestens 32 Prozent am Bruttoendenergieverbrauch erreichen und der europäische Primärenergieverbrauch um mindestens 32,5 Prozent gegenüber einer zugrunde gelegten Referenzentwicklung reduziert werden (siehe Kapitel 3).

Teil I des Fortschrittsberichts untersucht die quantitativen Ziele der Energiewende. Wie Tabelle 2.1 zeigt, reichen diese bis zum Jahr 2050, zum Teil mit Zwischenschritten für die Jahre 2020, 2030 und 2040.

Teil II des Fortschrittsberichts behandelt weitere Ziele und Rahmenbedingungen der Energiewende. Teilweise sind für diese Themen keine quantitativen Ziele beschlossen, sodass hier auch qualitative Zielsetzungen im Vordergrund

Tabelle 2.2: Weitere Ziele und Rahmenbedingungen der Energiewende

Versorgungssicherheit	Die Energienachfrage in Deutschland jederzeit effizient decken.
Kernenergieausstieg	Die letzten Kernkraftwerke mit dem Ablauf des Jahres 2022 abschalten.
Bezahlbarkeit Wettbewerbsfähigkeit	Bezahlbarkeit von Energie erhalten und die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sichern.
Umweltverträglichkeit	Die Energieversorgung umwelt-, klima- und naturverträglich gestalten.
Netzausbau	Netze bedarfsgerecht ausbauen und modernisieren.
Sektorkopplung Wärmewende Digitalisierung	Die Potenziale einer effizienten Sektorkopplung, der Wärmewende und der Digitalisierung für das Gelingen der Energiewende nutzen.
Forschung Innovation	Zukunftsweisende Innovationen für den Umbau der Energieversorgung vorantreiben.
Investitionen Wachstum Beschäftigung	Arbeitsplätze in Deutschland erhalten und ausbauen und Grundlagen für dauerhaften Wohlstand und Lebensqualität schaffen.

Quelle: eigene Darstellung BMWi 03/2019

stehen (Tabelle 2.3). In Öffentlichkeit und Wissenschaft wird diskutiert, inwiefern insbesondere die Ziele zur Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit quantifiziert und die Zielerreichung durch aussagekräftige Leitindikatoren überprüft werden können (siehe z. B. EWK 2017). Grundsätzlich sind Ansätze zu begrüßen, den Stand der Umsetzung der Energiewende in der gebotenen Mehrdimensionalität sichtbar zu machen. Allerdings ist in der Debatte um eine Quantifizierung der genannten Ziele noch kein hinreichender Konsens erreicht. Auch vor diesem Hintergrund untersucht Teil II des Berichts die genannten Ziele weiterhin nicht anhand eines einzigen bzw. leitenden Indikators, sondern mit verschiedenen Indikatoren, die in der Zusammenschau ein angemessenes Bild der Zielerreichung ergeben und der Komplexität der Themen Rechnung tragen. Im vom BMWi beauftragten Forschungsvorhaben mit dem Titel „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten“ werden beispielsweise Indikatoren und Schwellenwerte definiert, die für die Messung und Bewertung der Versorgungssicherheit am Strommarkt geeignet sind.

2.1 Zielarchitektur zur Energiewende

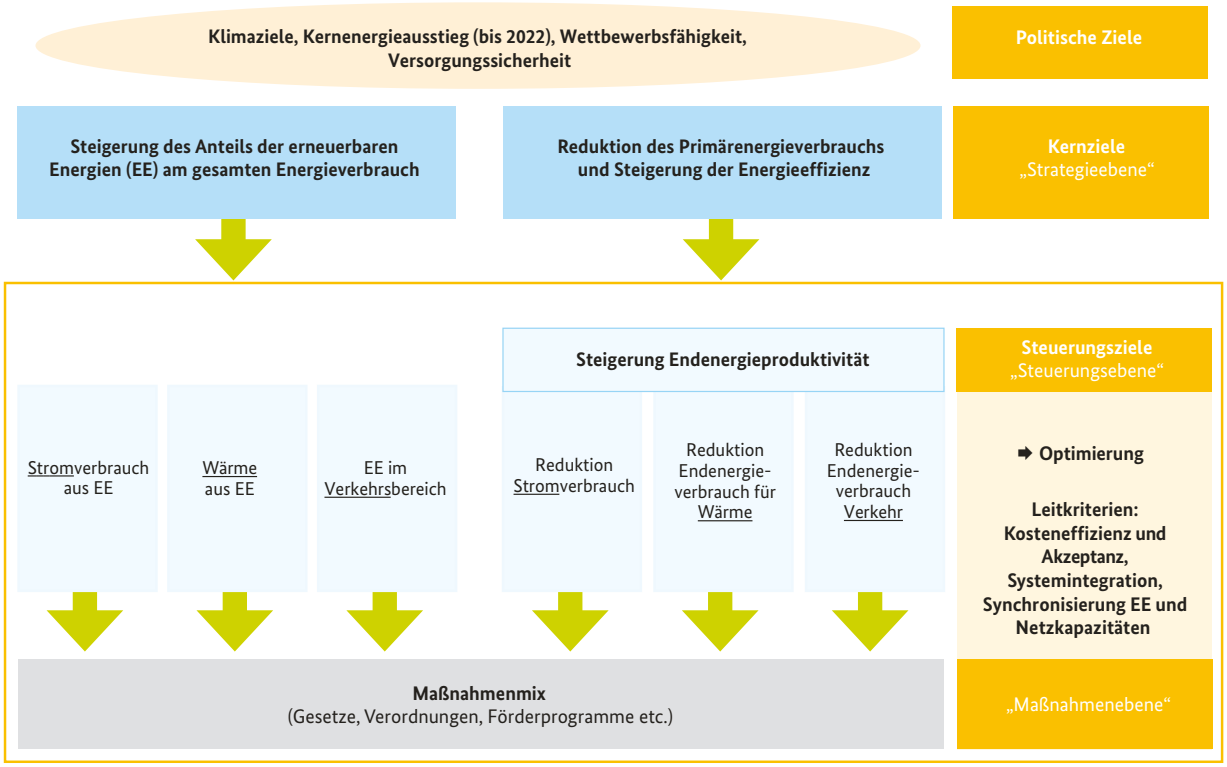
Die Zielarchitektur strukturiert die Einzelziele der Energiewende. Mit dem ersten Fortschrittsbericht zur Energiewende wurde eine Zielarchitektur zur Energiewende vom Kabinett beschlossen (siehe Abbildung 2.1). Diese Zielarchitektur strukturiert und priorisiert die Einzelziele des Energiekonzepts, wobei verschiedene Zielebenen unterschieden werden:

Die **politischen Ziele** bilden den Rahmen für den Umbau der Energieversorgung. Sie umfassen:

- die Klimaziele, einschließlich einer Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 Prozent bis zum Jahr 2020 und danach,
- den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2022 sowie
- die Sicherstellung von Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit.

Die **Kernziele** beschreiben die zentralen Strategien des Energiekonzepts, mit denen die Energiewende vorangebracht werden soll. Dies sind der Ausbau erneuerbarer Energien und die Senkung des Primärenergieverbrauchs bzw. die Steigerung der Energieeffizienz. Beide Kernziele werden durch **Steuerungsziele** für die drei Handlungsfelder Strom, Wärme und Verkehr konkretisiert. Die Zielarchitektur konzentriert sich darauf, das Zusammenspiel der einzelnen Ebenen und Ziele zu veranschaulichen. Die quantitativen

Abbildung 2.1: Strukturierung der Ziele des Energiekonzepts



Quelle: eigene Darstellung BMWi 03/2019

Zielwerte für das Jahr 2020 und danach gibt Tabelle 2.1 wieder. Die Steuerungsziele und die **zugehörigen Maßnahmen** werden so aufeinander abgestimmt, dass die übergeordneten Ziele durch eine integrierte Betrachtung möglichst zuverlässig und kostengünstig erreicht werden können. Zu dieser Optimierungsaufgabe gehört auch die bessere Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten (siehe Kapitel 4 und 12).

2.2 Indikatoren und Bewertungsschema

Das Monitoring der Energiewende stützt sich auf öffentlich zugängliche und überprüfbare Daten. Es erfolgt anhand ausgewählter Kenngrößen (Indikatoren), die den Fortschritt bei der Umsetzung der Energiewende im Zeitverlauf erkennbar machen. Sie stützen sich, wo immer möglich, auf amtliche und öffentlich zugängliche Daten. Nationale Rechtsgrundlage für die amtliche Energiestatistik ist das Energiestatistikgesetz (EnStatG). Um das Gesetz an die aktuellen Gegebenheiten anzupassen, wurde es im März 2017 novelliert; die Erhebungen für das Jahr 2017 erfolgen allerdings noch nach dem ursprünglichen EnStatG. Die verwendeten Indikatoren werden in Abbildung 2.2 mit Zuordnung zu den unterschiedlichen Themenfeldern aufgelistet.

Zur Bewertung des Fortschritts im Hinblick auf die quantitativen Ziele der Energiewende wird ein Punktesystem herangezogen. Dabei wird zunächst die Entwicklung der Indikatoren seit 2008 linear fortgeschrieben. Anhand der prozentualen Abweichungen der fortgeschriebenen Werte von den Zielwerten im Jahr 2020 werden für diesen Bericht wie folgt Punkte festgelegt: 5 Punkte, wenn der Zielwert gemäß Fortschreibung erreicht ist oder die Abweichung weniger als 10 Prozent beträgt. 4 Punkte, wenn die Abweichung zwischen 10 und 20 Prozent liegt. 3 Punkte, wenn die Abweichung zwischen 20 und 40 Prozent liegt. 2 Punkte, wenn die berechnete Abweichung zwischen 40 und 60 Prozent liegt, und 1 Punkt, wenn die Abweichung zum Ziel mehr als 60 Prozent beträgt. Das hier angewandte Bewertungsschema kann komplexe, modellgestützte Prognosen nicht ersetzen. Ein solches System bietet aber den Vorteil einer vergleichsweise einfachen und nachvollziehbaren Einordnung des aktuellen Standes wichtiger Kenngrößen der Energiewende auf einen Blick. Bei der Bewertung der Zielerreichung finden zukünftige Wirkungen von Maßnahmen, die sich derzeit in der Umsetzung befinden, noch keine Berücksichtigung. Sie können ihre Wirkung noch entfalten bzw. die tatsächliche Entwicklung kann in Abhängigkeit von politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abweichen. Damit ist eine solche Bewertung der Zielerreichung immer mit Unsicherheiten behaftet.

Die Kapitel zu den quantitativen Zielen der Energiewende (siehe Teil I des Berichts) geben zunächst einen Ausblick auf das Jahr 2020. Hier werden jüngst aktualisierte Ergebnisse von Modellierungen im Rahmen der für das BMWi erstellten Studie „Wirkung der Maßnahmen der Bundesregierung innerhalb der Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung“ (sog. Zielarchitektur-Studie) dargestellt. Die als Metaanalyse angelegte Zielarchitektur-Studie bewertet die Instrumentenwirkung innerhalb der Zielarchitektur bis zum Jahr 2020 gegenüber einer Referenzentwicklung. Durch Vergleich eines prognostizierten Wirkungskorridors mit den Zielwerten im Jahr 2020 schätzt die Studie ein, inwieweit die Ziele erreicht werden, wenn man die weitere Wirkung der bereits eingeleiteten Maßnahmen bis zum Jahr 2020 berücksichtigt. Die Bandbreiten des Wirkungskorridors berücksichtigen Unsicherheiten in der Instrumentenwirkung und in den sozioökonomischen Rahmendaten. Die aktualisierten Ergebnisse berücksichtigen den Maßnahmenstand von Ende 2018. Die Bundesregierung macht sich die aktualisierten Ergebnisse nicht zu eigen, bezieht sie allerdings in ihre Überlegungen zur Bewertung der absehbaren Entwicklung wesentlicher Kenngrößen ein. Zu methodischen Einzelheiten siehe sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende.

Weiter umfassen die quantitativen Kapitel einen Ausblick auf die Jahre 2030 und 2040. Dazu werden Ergebnisse aus einem Vorhaben zur Begleitforschung für den integrierten Nationalen Energie und Klimaplan (NECP) wiedergegeben. Das Vorhaben wurde von BMWi beauftragt und ist derzeit noch in der Bearbeitung. Erste Ergebnisse zu einer Referenzentwicklung mit einem Maßnahmenbestand zum Jahresende 2017 sind in den Ende 2018 veröffentlichten NECP-Entwurf der Bundesregierung eingeflossen. Die analytischen Arbeiten im Vorhaben sind in der Zwischenzeit vorangeschritten. Der hier im Bericht vorgenommene Ausblick auf die Referenzentwicklung bis 2030 und 2040 basiert auf einem aktualisierten Referenzszenario. Daher können die Angaben im Einzelnen von denen im NECP-Entwurf abweichen. In das Referenzszenario sind umfassende Wirkungsabschätzungen von energiepolitischen Instrumenten auf Basis vorliegender Studien eingeflossen. Insgesamt gibt das Referenzszenario ein vollständiges und konsistentes Abbild für eine Entwicklung des Energiesystems in Deutschland.

Die im Bericht angegebenen Werte geben grundsätzlich den Datenstand wieder, der im März 2019 vorlag. Die Daten zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ sind auf den Internetseiten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und der Bundesnetzagentur öffentlich zugänglich. Berichtsjahr ist auf Grundlage vorläufiger Zahlen das Jahr 2017, bei einigen Daten geht der Bericht auf Grundlage solcher Zahlen bereits teilweise auf aktuellere Entwicklungen ein. Die Bundesregierung kommt mit dem vorliegenden Bericht gleichzeitig ihren Berichtspflichten nach § 63 Absatz 1 EnWG, § 98 EEG und § 24 Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) sowie zum Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und zur Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) nach.

Tabelle 2.3: Ausblick auf die absehbare weitere Entwicklung wichtiger Indikatoren (2020 und 2030)

	2020		2030	
	Schätzwert (min-max-Bandbreite) aktualisierte Zielarchitektur-Studie	**Ziel**	**Prognose** NECP-Referenzszenario	**Ziel**
Erneuerbare Energien				
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	18,4 % (17,9 % bis 18,8 %)	18 %	22,6 %	30 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	43,4 % (41,3 % bis 45,1 %)	mindestens 35 %*	52,9 %	EEG 2017: 40 bis 45 % bis 2025 Bis 2030: mindestens 50 %*
Anteil am Wärmeverbrauch	15,2 % (14,9 % bis 16,2 %)	14 %	18,8 %	
Effizienz und Verbrauch				
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-10,8 % (-10,3 % bis -11,2 %)	-20 %	-21,0 %	
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-4,0 % (-2,5 % bis -5,2 %)	-10 %	-6,5 %	
Wärmebedarf Gebäude (gegenüber 2008)	-7,7 % (-6,8 % bis -9,0 %)	-20 %	-17,4 %	
Endenergieverbrauch Verkehr (gegenüber 2005)	5,4 % (5,0 % bis 5,8 %)	-10 %	4,0 %	

Quelle: eigene Darstellung BMWi 03/2019

* Ein zielstrebiger, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien ist gemäß Koalitionsvertrag eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und Klimaschutzpolitik. Die Bundesregierung strebt – insbesondere im Kontext der Herausforderungen einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten – eine Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils im Stromsektor an, um das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel von etwa 65 Prozent bis zum Jahr 2030 zu erreichen. Hierfür ist die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze zentral. Eine Erhöhung des Erneuerbaren-Ausbaus ist nicht zuletzt erforderlich, um den zusätzlichen Strombedarf zu decken, damit die Klimaschutzziele im Verkehr, in Gebäuden und in der Industrie erreicht werden können.

Abbildung 2.2: Indikatoren

Energiewende im europäischen und internationalen Kontext	• EU-Ziele 2020/2030 • Physikalische Stromflüsse • Emissionshandel EU-ETS • Lastenteilung im Nicht-ETS-Bereich • Globale Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz • Globale CO_2-Emissionen • Global installierte Leistung erneuerbare Energien
Erneuerbare Energien	• Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Bruttoendenergieverbrauch • Anteil der EE am Bruttostromverbrauch • Erneuerbare Stromerzeugung nach Technologien • Bruttostromerzeugung nach Energieträgern • Anteil der EE am Wärme- und Kälteverbrauch • Anteil der EE im Verkehrssektor • EEG-Umlage nach Technologiesparten • Summe EEG-Umlage und Börsenstrompreise
Effizienz und Verbrauch	• Primärenergieverbrauch • Primär- und Endenergieproduktivität • Bruttostromverbrauch
Gebäude	• Anteil des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs am gesamten Energieverbrauch • Gebäuderelevanter Endenergieverbrauch/Endenergieverbrauch Wärme • Spezifischer Endenergieverbrauch Raumwärme • Primärenergiebedarf der Gebäude

Verkehr	• Endenergieverbrauch im Verkehr • Spezifischer Endenergieverbrauch im Verkehr • Bestand an mehrspurigen Kraftfahrzeugen mit Antriebsart Elektro • Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit Antriebsarten Brennstoffzellen und Erdgas • Verlagerung auf die Schiene • Verlagerung auf den ÖPNV
Treibhausgasemissionen	• Treibhausgasemissionen • Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen • Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren • Vermiedene Treibhausgasemissionen durch erneuerbare Energien • Spezifische Treibhausgasemissionen bezogen auf Bevölkerung und BIP
Kraftwerke und Versorgungssicherheit	• Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen • Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf Bundesländer • Kraft-Wärme-Kopplung inklusive Stromerzeugung • Zu- und Rückbau konventioneller Erzeugungskapazitäten • Leistung der Pumpspeicherkraftwerke • Fahrplan Kernenergieausstieg • SAIDI-Strom • In Bau befindliche konventionelle Kraftwerke • Unterbrechungsdauer der Stromversorgung im int. Vergleich
Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen	• Letztverbraucherausgaben für Energie und Anteil am BIP • Energieausgaben privater Haushalte • Strompreise privater Haushalte • Energiekosten der Industrie • Öl- und Gaspreise • Börsenstrompreise • Strompreise nicht begünstigter Industrieunternehmen • Gesamtwirtschaftliche Energieausgaben • Energiepreise im internationalen Vergleich
Umweltverträglichkeit	• Umweltbezogenes Monitoring der Energiewende anhand eines geeigneten Indikatorensatzes (wird entwickelt)
Netzinfrastruktur	• EnLAG und Bundesbedarfsplan-Projekte • Netzinvestitionen • Netzentgelte • Kosten für Systemdienstleistungen
Sektorkopplung, Wärmewende und Digitalisierung	• Anzahl und Stromverbrauch Wärmepumpen • Anzahl und Stromverbrauch Elektromobilität • Effiziente Wärmenetze • Innovative KWK-Systeme • Digitalisierungsbarometer, u. a. Zertifizierung Smart-Meter-Gateway
Energieforschung und Innovation	• F&E-Ausgaben der Industrie • Forschungsausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm • Projektförderungen aus EU-Mitteln • Patente • Marktverbreitung innovativer Technologien im Energieverbrauch
Investitionen, Wachstum und Beschäftigung	• Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz • Investitionen in Netze und Elektrizitätsversorgung • Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien eingesparte Primärenergieträger • Beschäftigte im Bereich erneuerbarer Energien • Beschäftigte in der Energiewirtschaft

Quelle: Eigene Darstellung BMWi 3/2019



3 Energiewende im europäischen und internationalen Kontext

Wo stehen wir?

Die EU ist grundsätzlich auf Kurs, ihre Energie- und Klimaziele für das Jahr 2020 zu erreichen. Mit Blick auf die Treibhausgasreduktion haben sowohl die Sektoren, die unter das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) fallen, als auch die Nicht-ETS-Sektoren auf EU-Ebene ihre jeweilige Zielvorgabe von 21 bzw. von 10 Prozent weniger Emissionen derzeit bereits erfüllt.

Deutschland muss sich insbesondere bei der Reduktion der Treibhausgasemissionen in den Nicht-ETS-Sektoren sowie des Primär- und Endenergieverbrauchs anstrengen, um seine Verpflichtungen im Rahmen der 2020-Ziele für die einzelnen EU-Mitgliedstaaten einzuhalten.

Der europäische Rechtsrahmen im Strombereich sowie vielfältige Formen der Zusammenarbeit stärken den Stromhandel und -austausch mit den Nachbarländern und tragen damit zu einem hohen Maß an Versorgungssicherheit bei.

Der Ausbau der Erneuerbaren und die Verbesserung der Energieeffizienz schreiten weltweit voran, und das Interesse an internationaler Kooperation mit Deutschland ist weiterhin groß. Entscheidender Treiber der weltweiten Entwicklung ist China.

Was ist neu?

Das Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ gestaltet den europäischen Energierahmen neu und ist von großer strategischer Bedeutung auch für die nationale Energie- und Klimapolitik.

Mit den überarbeiteten Richtlinien für Energieeffizienz und erneuerbare Energien hat sich die EU ambitionierte Vorgaben für den Ausbau der Energieeffizienz (mindestens 32,5 Prozent in 2030) und der erneuerbaren Energien (mindestens 32 Prozent in 2030) gesetzt. Erstmals gelten auf EU-Ebene auch konkrete Vorgaben für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältesektor und im Transportsektor.

Das neue Design für den europäischen Strombinnenmarkt stärkt den grenzüberschreitenden Stromaustausch der europäischen Mitgliedstaaten und die Rolle des Verbrauchers. Damit wird die Stromversorgung sicherer und kostengünstiger.

Die neue Governance-Verordnung beinhaltet ein neues Planungs- und Monitoring-Instrument: den integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP). Die Bundesregierung hat fristgerecht im Dezember 2018 den Entwurf ihres NECP der EU-Kommission vorgelegt und veröffentlicht. Die Europäische Kommission wird bis Juni 2019 Empfehlungen an die Mitgliedstaaten zu ihren Entwürfen aussprechen. Ende 2019 ist nach nationalen und regionalen Konsultationen der endgültige Plan an die EU-Kommission zu übermitteln. Der Plan wird die deutsche Energie- und Klimapolitik darstellen und deutlich machen, wie Deutschland insbesondere zu den EU-Zielen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz sowie für die Verringerung der Treibhausgasemissionen bis 2030 beiträgt.

Die EU-ETS-Reform, die im April 2018 in Kraft getreten ist, stärkt das Preissignal durch die Verknappung des Angebots an Zertifikaten; gleichzeitig sieht sie angemessene Regeln vor, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie zu schützen.

Wie geht es weiter?

Die Energiewende kann nur europäisch gelingen. Die neue EU-Governance mit dem umfassenden Monitoring der Nationalen Energie- und Klimapläne ist dafür eine wichtige Voraussetzung.

Fest steht: Auch nach dem Jahr 2020 wird das EU-ETS das wesentliche Instrument für die Reduktion von Treibhausgasen in der EU bleiben. Hierfür stellt die Reform des Emissionshandelssystems die Weichen.

Das neue EU-Strommarkt-Design, das 2020 in Kraft treten wird, richtet den europäischen Strombinnenmarkt auf die Herausforderung einer sicheren und bezahlbaren Energieversorgung mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien aus.

Die Anforderung, dass der grenzüberschreitende Stromhandel immer weniger von internen Netzengpässen beeinflusst werden darf, erfordert intensive Anstrengungen der Netzbetreiber. Die notwendigen Maßnahmen werden in einem eigenen Aktionsplan erarbeitet.

Darüber hinaus hat die EU-Kommission eine Mitteilung mit Überlegungen zu einer langfristigen Klimastrategie vorgestellt, die gemäß dem Pariser Klimaschutzübereinkommen bis 2020 vorzubereiten und zu kommunizieren ist. In der Mitteilung entwirft die EU-Kommission verschiedene Szenarien, wie bis 2050 die Treibhausgasemissionen um eine Spanne von -80 Prozent bis hin zu Netto-Null-Emissionen zurückgeführt werden können. Erneuerbare Energien und Energieeinsparungen spielen darin eine große Rolle; daneben sollen Industrie und Verkehr stärker elektrifiziert, die Kreislaufwirtschaft befördert und Anreize für ein emissionsarmes Verhalten verstärkt werden. Auf dieser Grundlage spricht sich die Kommission dafür aus, dass die EU bis 2050 treibhausgasneutral werden sollte.

Auf internationaler Ebene skizziert der Sonderbericht des Weltklimarats (IPCC) zum 1,5° C-Ziel des Pariser Abkommens vom Oktober 2018 mögliche schwerwiegende Auswirkungen einer Erderwärmung von mehr als 1,5° C und betrachtet Emissionsminderungspfade, um eine Begrenzung auf 1,5° C erreichen zu können. Diese beinhalten die Minderung der globalen Treibhausgasemissionen bis 2030 um etwa 45 Prozent unter das Niveau von 2010 und erreichen um das Jahr 2050 Netto-Null-Emissionen. Das für 2030 angesteuerte Emissionsniveau der weltweit bislang vorgelegten Klimaschutzpläne (national determined contributions, NDCs) reicht laut IPCC nicht für das in Paris verbindlich festgelegte Ziel aus, die Erderwärmung bei deutlich unter 2° C über vorindustriellen Werten zu begrenzen und möglichst eine Begrenzung auf 1,5° C zu erreichen.

Die Energiewende ist Teil eines globalen und technologischen Trends hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung. Nur wenn Deutschland und die EU erfolgreich auf erneuerbare Energien und effiziente Technologien umsteigen, können von ihren Erfahrungen auch andere profitieren.

Europa **International**	Einen verlässlichen europäischen und internationalen Rahmen für mehr Klimaschutz, Erneuerbare und Energieeffizienz schaffen.

3.1 Ausgangslage

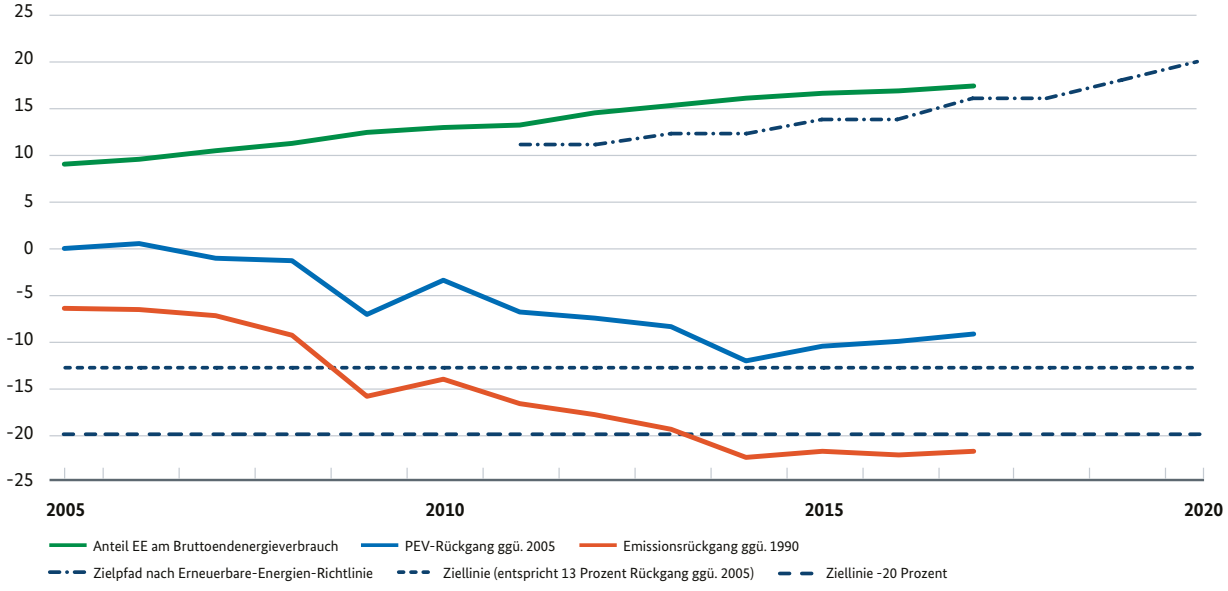
3.1.1 Europäische Energie- und Klimapolitik

Die EU ist ihren gesteckten Zielen Reduktion der THG-Emissionen von 20 Prozent (gegenüber 1990), Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung von 20 Prozent und Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 Prozent (gegenüber einer Referenzentwicklung) entweder schon nahe gekommen oder hat sie in Teilbereichen vorzeitig erreicht (siehe Abbildung 3.1). Allerdings bleibt nur noch sehr wenig Zeit, um noch bestehende Lücken zu schließen. So gibt es insbesondere hinsichtlich der jährlichen Energieeinsparungen einen erhöhten Handlungsbedarf.

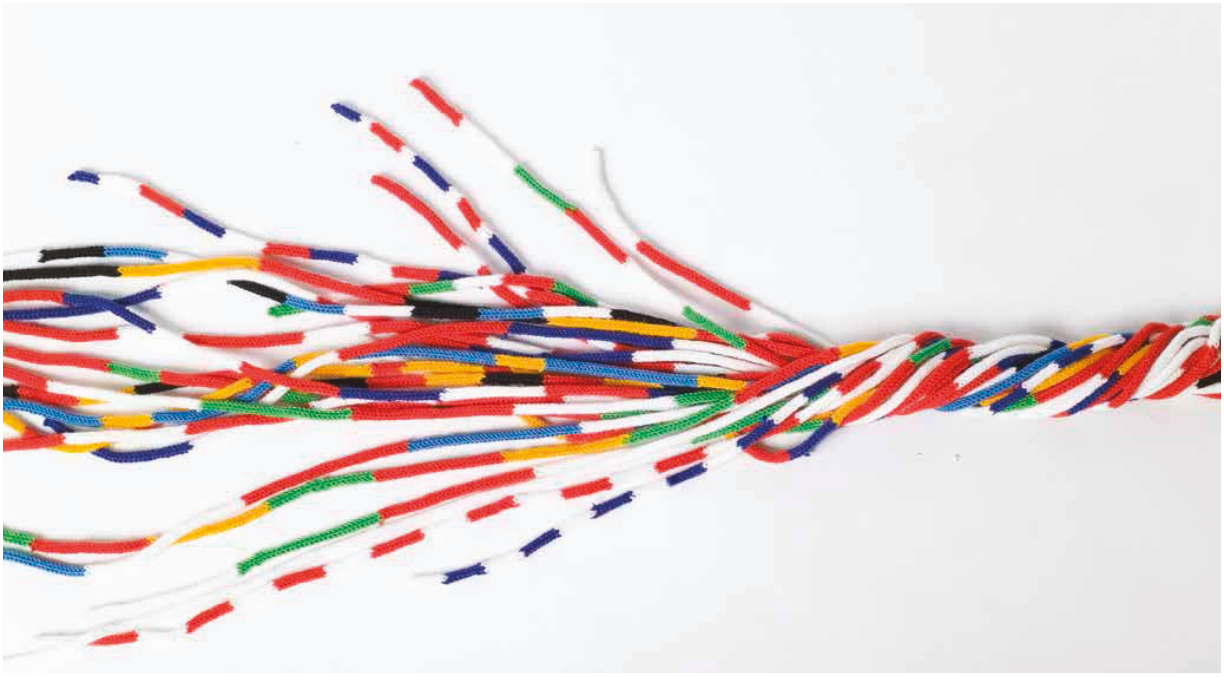
Bei der Treibhausgasreduktion ergibt sich ein positives Bild. Im Jahr 2017 lagen die Emissionen nach vorläufigen Angaben der Environmental Energy Agency (EEA) um knapp 22 Prozent niedriger als 1990. Damit wurde der 20-Prozent-Zielwert, den die EU unter der Klimarahmenkonvention im Kyoto-Protokoll vereinbart hatte, übertroffen. Allerdings gab es 2017 einen leichten Anstieg der Emissionen gegenüber 2016 um 0,6 Prozent. Legt man die aktuellen Projektionen der Mitgliedstaaten zugrunde, wäre das Erreichen des Ziels für 2020 derzeit dennoch nicht gefährdet – zumal die Emissionen im Jahr 2018 im Vorjahresvergleich wieder gesunken sind. Ein positiver Trend für die Emissionsentwicklung ist daraus jedoch noch nicht ableitbar.

Der EU-weite Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch ist noch ein Stück weit von der 20-Prozent-Marke entfernt. Er lag nach vorläufigen Zahlen im Jahr 2017 EU-weit bei 17,5 Prozent und leistet damit einen signifikanten Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems in Europa. Dabei erreichte oder übertraf eine deutliche Mehrheit der Mitgliedstaaten ihre gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie festgelegten nationalen indikativen Zielpfade; 11 Mitgliedstaaten haben ihre 2020-Ziele sogar bereits erreicht oder übertroffen. Auch Deutschland erfüllt seinen indikativen Zielpfad aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, der als Durchschnitt der Jahre 2017 und 2018 einen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 13,7 Prozent vorsieht; tatsächlich erreichte Deutschland 2017 15,5 Prozent (berechnet nach EU-Methodik). Für 2018 wird nach vorläufigen Zahlen erwartet, dass sich der Erneuerbaren-Anteil gegenüber 2017 deutlich auf 16,6 Prozent erhöht hat; dazu haben wesentlich die Bereiche Strom, Wärme und Verkehr beigetragen. Zwar ist Deutschland damit seinem 2020-Ziel eines Erneuerbaren-Anteils von 18 Prozent am Bruttoendenergieverbrauch einen Schritt näher gerückt; es ist aber noch nicht sichergestellt, dass das Ziel tatsächlich erreicht wird. Das wird auch daran deutlich, dass Deutschland 2017 erstmals seinen nationalen Zielpfad aus dem NREAP (National Renewable Energy Action Plan) verfehlte und ihn voraussichtlich auch 2018 knapp verfehlen wird; dieser Zielpfad ist ehrgeiziger als derjenige aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und gibt für 2017 einen Zielwert von 15,7 Prozent vor und für 2018 von 16,7 Prozent. Trotz positiver Entwicklungen am aktuellen Rand blieben insbesondere die Anteile erneuerbarer Energien im Wärmesektor und im Verkehr insgesamt hinter den Erwartungen zurück. Sollte Deutsch-

Abbildung 3.1: EU-Fortschritt bezüglich der 20-20-20-Ziele
in Prozent



Quelle: Eurostat 02/2019 (EE-und PEV-Zahlen; PEV ohne nicht-energetischen Verbrauch); EEA 10/2018 (Emissionszahlen; ohne LULUCF, aber mit indirektem CO_2 und mit internationalem Luftverkehr); eigene Berechnungen
*Daten für 2017 basieren auf Schätzungen der EEA.



land letztlich sein Erneuerbaren-Ziel für 2020 nicht einhalten können, droht ein Vertragsverletzungsverfahren mit finanziellen Sanktionen.

Nicht nur in Deutschland, sondern auch in der EU insgesamt sind weitere Anstrengungen vor allem im Verkehr erforderlich: Im Jahr 2017 erreichte der Einsatz von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor EU-weit einen Anteil von 7,6 Prozent; damit ist er noch ein gutes Stück weit vom sektoralen 10-Prozent-Ziel für 2020 entfernt. Am Bruttostromverbrauch waren die erneuerbaren Energien EU-weit 2017 zu 30,8 Prozent beteiligt – Tendenz steigend. Dazu leistet derzeit die Windenergie den größten Beitrag.

Bei der Energieeffizienz hatte sich der Trend eines fallenden Energieverbrauchs in der EU im Jahr 2015 umgekehrt. 2017 ist der Primärenergieverbrauch – wie auch schon in den beiden Jahren zuvor – aufgrund eines relativ kühlen Winters und niedriger Brennstoffpreise gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen. Zwar ist im Zeitraum von 2005 bis 2017 immer noch ein Rückgang von insgesamt 9,2 Prozent zu verzeichnen; der EU-weite Primärenergieverbrauch lag aber 2017 mit 65,35 EJ um mehr als fünf Prozent über der Zielvorgabe für 2020 (weniger als 62,09 EJ); damit entspricht die noch einzusparende Menge in etwa dem Primärenergieverbrauch von Schweden und Österreich im Jahr 2017 zusammengenommen. Auch der Endenergieverbrauch ist 2017 gegenüber dem Vorjahr gestiegen und lag noch um gut drei Prozent über der Zielvorgabe (weniger als 45,47 EJ); damit müsste zwischen 2017 und 2020 eine Menge mindestens in Höhe des Endenergieverbrauchs von Belgien im Jahr 2017 eingespart werden, um die Vorgabe nicht zu verfehlen. Gegebenenfalls sind demnach zusätzliche Anstrengungen erforderlich, damit die EU ihre 2020-Energieeffizienzziele erreicht.

Mit Blick auf die Energieversorgungssicherheit erachtet die EU künftig einen stärker koordinierten Ansatz als notwendig. Um ihren Energiebedarf zu decken, ist die EU zu mehr als 50 Prozent von Importen aus Nicht-EU-Ländern abhängig. Die Abhängigkeit ist besonders stark beim Öl und beim Gas. Der Anteil der Nettoimporte am gesamten Bruttoinlandsverbrauch betrug im Jahr 2017 für Rohöl etwa 89 Prozent, für Erdgas fast 75 Prozent. Dabei kam der größte Teil der (Netto-)Importe sowohl bei Öl als auch bei Gas aus Russland (knapp ein Drittel bzw. fast die Hälfte). Bestandteile des koordinierten Ansatzes in Bezug auf die Gasversorgung sollen eine gemeinsame Methodik, mehr Transparenz und eine stärkere grenzüberschreitende Zusammenarbeit und Unterstützung von Mitgliedstaaten sein. Auch im Strombereich bilden eine grenzüberschreitende Betrachtung bei der Modellierung von Versorgungssicherheit sowie gegenseitige Unterstützung im Krisenfall zukünftig die Grundlage in Europa.

Der europäische Strommarkt ist Realität und trägt maßgeblich zur Versorgungssicherheit bei. Er ermöglicht mehr Wettbewerb auf den Energiemärkten und befördert auf diese Weise bezahlbare Strompreise für die Verbraucher in den EU-Mitgliedstaaten. Ein gut vernetzter Strommarkt ist darüber hinaus Voraussetzung für eine kostengünstige Integration von immer mehr Energie aus erneuerbaren Quellen, die nicht gleichmäßig verfügbar sind.

Im europäischen Strommarkt handelt Deutschland – wie bei anderen Gütern auch – jederzeit Strom mit den Nachbarn.

Auf diese Weise können großräumige Ausgleichseffekte viel besser genutzt werden: Wenn in Deutschland der Wind nicht so stark weht, laufen vielfach Windräder in unseren Nachbarländern und umgekehrt. Vor diesem Hintergrund sind im Juni 2018 die Intraday-Stromhandelsmärkte Deutschlands, Frankreichs, Österreichs, Belgiens, Dänemarks, Estlands, Finnlands, Litauens, Lettlands, Norwegens, der Niederlande, Portugals, Spaniens und Schwedens miteinander gekoppelt worden. Das Projekt ermöglicht den kontinuierlichen grenzüberschreitenden Intraday-Handel zwischen den beteiligten Ländern und bietet den Marktteilnehmern die Chance, zum kurzfristigen Ausgleich ihrer Bilanzkreise auf ausländische Kapazitäten zurückgreifen zu können. Das kann die Kosten spürbar senken. Im Sommer 2019 sollen dann die meisten anderen europäischen Staaten hinzukommen. Der physikalische Stromaustausch-Saldo Deutschlands mit anderen Staaten erreichte 2017 mit fast 55 TWh ein neues Allzeithoch (siehe Abbildung 3.2).

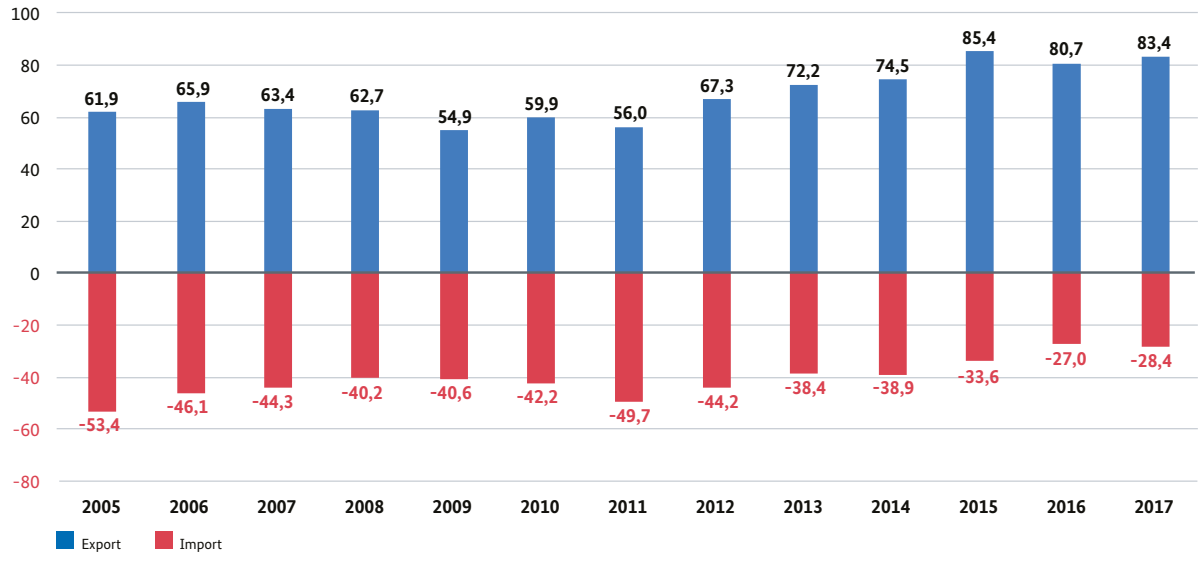
Ein Schlüsselfaktor für einen integrierten Strommarkt sind funktionierende Verbindungsleitungen (Interkonnektoren) zwischen den nationalen Strommärkten. Deshalb hat die EU für die Interkonnektivität, also die Austauschkapazität der grenzüberschreitenden Stromverbindungsleitungen, ein indikatives Ziel von 10 Prozent bis zum Jahr 2020 gesteckt. Im Jahr 2017 lag die Interkonnektivität bei 11 EU-Mitgliedstaaten unter der 10-Prozent-Marke. Das gilt aufgrund der schnell wachsenden Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien auch für Deutschland. Denn der Verbundgrad sinkt, wenn der Ausbau der Interkonnektoren mit dem raschen Zubau an Kapazitäten für die erneuerbaren Energien nicht Schritt halten kann.

3.1.2 Klimaschutz im Europäischen Emissionshandel und unter der europäischen Lastenteilung

Das im Jahr 2005 eingeführte Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) erfasst die Emissionen von europaweit rund 11.000 Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie sowie die Emissionen des innereuropäischen Luftverkehrs in den 28 Mitgliedstaaten der EU und Norwegen, Island und Liechtenstein. Zusammen verursachen die abgedeckten Sektoren etwa 40 Prozent aller THG-Emissionen in Europa. Das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 EU-weit um 20 Prozent gegenüber 1990 bzw. um 14 Prozent gegenüber 2005 zu senken, ist dabei aufgeteilt: Etwa zwei Drittel der Minderungen sollen auf die Sektoren innerhalb des EU-ETS entfallen, ein Drittel auf die Sektoren, die nicht dem EU-ETS angehören. Daraus ergibt sich für die EU-ETS-Sektoren bis 2020 ein Minderungsziel von 21 Prozent gegenüber 2005. Um dieses Ziel zu erreichen, muss die Gesamtmenge der am Markt befindlichen Emissionsberechtigungen in der dritten Handelsperiode 2013 – 2020 jedes Jahr um 1,74 Prozent sinken. Die Berechtigungen werden den Anlagen bzw. Luftverkehrsbetreibern entweder kostenlos zugeteilt oder sie müssen sie ersteigern; am Markt sind sie frei handelbar.

Das Minderungsziel der vom EU-ETS erfassten Bereiche wird derzeit bereits erfüllt. Gegenüber 2005 ergab sich insgesamt ein Emissionsrückgang von insgesamt 26 Prozent (gefordert: 21 Prozent) in den stationären Anlagen (ohne Luftverkehr) von 2.375 auf 1.754 Millionen t CO_2-Äquivalente. Allerdings lagen nach Auswertung vorläufiger Daten der EU-Kommission die EU-ETS-Emissionen im Jahr 2017

Abbildung 3.2: Physikalische Stromflüsse in den Grenzkapazitäten
in TWh



Quelle: AGEB 12/2018

erstmals seit 2010 wieder leicht über dem Vorjahreswert (plus 0,3 Prozent). Hintergrund ist das steigende Wirtschaftswachstum in vielen EU-Ländern, nachdem zuvor die Emissionen aufgrund der Wirtschaftskrise stark gesunken waren. Besonders stark, nämlich um etwa 4,5 Prozent, stiegen dabei die Emissionen des europäischen Luftverkehrs; die Emissionen der stationären Anlagen verzeichneten einen Anstieg von knapp 0,2 Prozent. Dabei konnte der Rückgang im Stromsektor den Anstieg in der Industrie nicht kompensieren.

In Deutschland waren im Jahr 2017 nach Angaben der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) rund 1.833 Anlagen (ohne Luftverkehr) im EU-ETS erfasst, die sich etwa zur Hälfte aus Anlagen des Energie- und des Industriesektors zusammensetzten. Zusammen emittierten sie 438 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent und damit 3,4 Prozent weniger als im Vorjahr. Im Gegensatz zur EU insgesamt konnte in Deutschland der Rückgang im Energiesektor einen Anstieg in der Industrie überkompensieren. Im gesamten Zeitraum von 2005 bis 2017 sind die Emissionen in Deutschland um rund 15 Prozent gesunken und damit deutlich weniger als im europäischen Durchschnitt (minus 26 Prozent).

Es reicht allerdings für das Erreichen des EU-Emissionsreduktionsziels nicht aus, den Blick lediglich auf das EU-ETS zu lenken; denn auch die Nicht-ETS-Sektoren (insbesondere Gebäude, Verkehr ohne Luftverkehr, Landwirtschaft, kleine Industrieanlagen, Abfall) müssen einen entscheidenden Beitrag leisten, um die Emissionen zu senken. Zwar lagen die Emissionen hier im Jahr 2017 bereits um knapp 11 Prozent unter dem Wert von 2005; der Trend zeigt in den letzten Jahren aber aufgrund niedriger Ölpreise und witterungsbedingten Heizbedarfs wieder einen Anstieg. Zu diesem Anstieg hat wesentlich der Verkehrssektor beigetragen. Geht man davon aus, dass sich die aktuellen Projektionen der Mitgliedstaaten erfüllen, würde die EU ihr Ziel eines Emissionsrückgangs in den Nicht-ETS-Sektoren von 10 Prozent bis 2020 dennoch erreichen (EEA 2018).

Während das Ziel für die EU-ETS-Sektoren nicht auf Mitgliedstaaten aufgeteilt wird, ist das Minderungsziel für die Nicht-ETS-Sektoren in nationale Ziele für jeden Mitgliedstaat unterteilt. Diese sind für 2020 in der im Jahr 2013 beschlossenen EU-Lastenteilungsentscheidung festgelegt.

Deutschland könnte sein Ziel, die Emissionen im Nicht-ETS-Bereich bis 2020 um 14 Prozent zu verringern, verfehlen. Die Mitgliedstaaten sind zwar rechtlich nicht verpflichtet, ihr jeweiliges 2020-Ziel punktgenau zu erreichen. Sie müssen aber nachweisen, dass sie für jedes Jahr zwischen 2013 und 2020 über ausreichende Emissionszuteilungen aus der EU-Lastenteilungsentscheidung verfügen, um die tatsächlichen Emissionen abzudecken. Nicht genutzte Zuteilungen können unbegrenzt in spätere Jahre des Geltungszeitraums oder an andere Mitgliedstaaten übertragen werden. Da Deutschland das zwischen 2013 und 2015 angesparte Guthaben von Emissionen, die unterhalb der jeweiligen jährlichen Zuteilung lagen, bis Ende 2020 voraussichtlich aufbrauchen wird, müssen gegebenenfalls Emissionszuteilungen von anderen EU-Mitgliedstaaten erworben oder Emissionszertifikate im Rahmen internationaler Marktmechanismen zugekauft werden.

Für den internationalen Flugverkehr hat die Internationale Zivilluftfahrt-Organisation (ICAO) im Juni 2018 verbindliche Richtlinien und Empfehlungen zur Kompensation des CO_2-Emissionswachstums ab 2020 für die internationale Luftfahrt (CORSIA: Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation) angenommen. Die darin festgelegten Anforderungen an das Monitoring der CO_2-Emissionen gelten ab 2019, die CO_2-Kompensationsanforderungen ab 2021. Die EU-Kommission wird die Umweltwirksamkeit der CORSIA-Regelungen prüfen und auf dieser Grundlage empfehlen, wie der Anwendungsbereich des europäischen Emissionshandelssystems für den Luftverkehr ausgestaltet werden soll.



3.1.3 Internationale Energiepolitik

Nachdem die gesamten weltweiten CO_2-Emissionen in den Jahren 2015 und 2016 nicht oder kaum gestiegen waren, gab es im Jahr 2017 wieder einen spürbaren Anstieg um 1,2 Prozent (siehe Abbildung 3.3). Der CO_2-Ausstoß erreichte mit über 37 Milliarden Tonnen das höchste Niveau aller Zeiten. Größter Emittent ist nach wie vor China mit einem Anteil von über einem Drittel an den gesamten weltweiten Emissionen. Es folgen die USA mit etwa der Hälfte der chinesischen Emissionen und die EU mit einem weltweiten Anteil von knapp einem Zehntel. Entsprechend groß ist der Einfluss Chinas auf die globale Emissionsentwicklung: Der geringe Anstieg in den Jahren 2015 und 2016 war wesentlich darauf zurückzuführen, dass die Emissionen in China kaum

noch zunahmen oder sogar zurückgingen. Diese Entwicklung konnte jedoch 2017 vor allem wegen der gestiegenen Nachfrage nach Kohlestrom nicht fortgesetzt werden.

Die energiebedingten Emissionen, die den weitaus größten Anteil an den Gesamtemissionen darstellen, legten vor dem Hintergrund eines weltweiten Wirtschaftsaufschwungs und relativ niedriger Preise für fossile Energieträger in den meisten großen Volkswirtschaften zu (OECD/IEA 2018a). Der weltweite Anstiegstrend hat sich auch 2018 fortgesetzt; konkret geht die Internationale Energieagentur (IEA) von einem Anstieg der energiebedingten CO_2-Emissionen um 1,7 Prozent aus. Verantwortlich für diesen aktuellen Anstieg waren vor allem China, Indien und die USA, während die Emissionen in der EU gegen den weltweiten Trend sanken (OECD/IEA 2019).

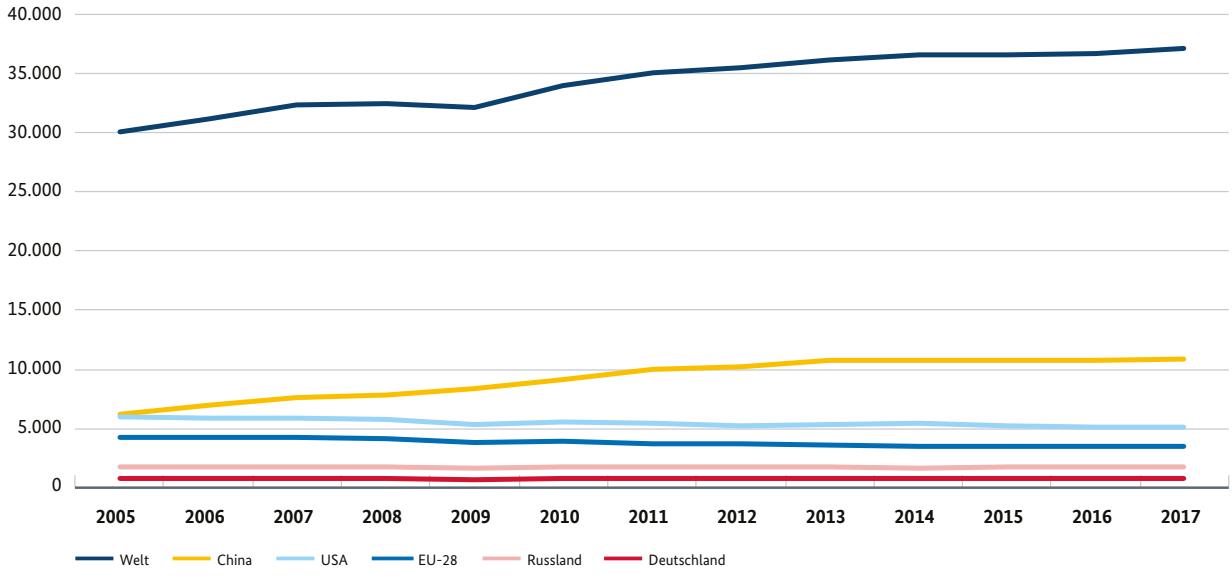
Im Dezember 2017 hat China einen eigenen Markt für CO_2-Zertifikate gestartet, der das europäische ETS an Größe übertrifft. Als Pilotprojekt gilt er zunächst nur für die Energiewirtschaft; die derzeit einbezogenen rund 1.700 Kraftwerke produzieren nach Angaben des China Carbon Forum etwa ein Drittel aller chinesischen Emissionen.

Insgesamt schreitet die globale Energiewende hin zu einer emissionsärmeren Energieversorgung weiter voran, wenn auch mit etwas vermindertem Tempo. So sind nach Angaben der IEA 2017 erstmals seit vier Jahren mit 59 Prozent mehr Energieinvestitionen in fossile Energieträger geflossen als in erneuerbare. Bezogen auf die Gesamtinvestitionen in erneuerbare Energien (ohne Berücksichtigung der großen Wasserkraft) hielt China 2017 mit etwa 45 Prozent den weltweit größten Anteil. Während die Ausgaben in China gegenüber 2016 um über 30 Prozent gestiegen waren, waren sie in einigen anderen Weltregionen teilweise deutlich rückläufig; das gilt insbesondere für Europa, wo die Investitionsdynamik bereits seit einigen Jahren nachlässt. Vor diesem Hintergrund ist seit 2013 nicht mehr Europa, sondern China die Region mit dem größten Investitionsvolumen in erneuerbare Energien – und der Abstand wird tendenziell immer größer (OECD/IEA 2018c).

Insbesondere im Stromsektor entfalten die erneuerbaren Energien eine große Dynamik: Im Jahr 2017 entfielen weltweit auf die Erneuerbaren rund zwei Drittel der gesamten Investitionen in die Stromerzeugung. Ende 2017 standen bereits knapp 2.200 GW an Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien zur Verfügung; das ist gegenüber dem Vorjahr nochmals ein Anstieg von über 8 Prozent. Insgesamt haben sich die erneuerbaren Erzeugungskapazitäten damit in der Dekade 2007 – 2017 in etwa verdoppelt. Vor dem Hintergrund sinkender Kosten und technologischer Fortschritte expandierten die Photovoltaik-Kapazitäten erneut besonders stark; sie konnten 2017 weltweit einen höheren Zuwachs verzeichnen als die fossilen und nuklearen Stromerzeugungskapazitäten zusammengenommen.

Bei der installierten Leistung war Deutschland 2017 mit über 113 GW Spitzenreiter innerhalb Europas und verbuchte etwa ein Viertel der EU-weit installierten Leistung für sich. Etwa die Hälfte davon ist auf die Windenergie zurückzuführen. Weltweit hatten nur China, die USA und Brasilien mehr Kapazitäten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 3.4). Für 2018 ergibt sich ein ähnliches Bild (REN21 2018).

Abbildung 3.3: Energiebedingte CO_2-Emissionen in ausgewählten Weltregionen
in Prozent



Quelle: EDGAR 03/2019

Inzwischen geht die IEA sogar davon aus, dass in manchen Regionen (z. B. China, Indien, Südostasien, Naher Osten) die Stromerzeugungskapazitäten die Nachfrage übertreffen. Allerdings wird der Strombedarf in den nächsten Jahrzehnten voraussichtlich enorm steigen, falls die Elektromobilität sowie der Zugang zu Elektrizität weltweit weiter vorangetrieben werden. Bereits jetzt entfällt etwa ein Fünftel des globalen Anstiegs der Stromnachfrage auf Elektromotoren in China. Die gesunkenen Kosten bei den Erneuerbare-Energien-Technologien erleichtern es dabei auch und gerade den Entwicklungs- und Schwellenländern, einen steigenden Strombedarf umweltverträglich zu decken – neben den großen Chancen jedoch mit zusätzlichen Herausforderungen für einen verlässlichen Betrieb der Stromsysteme (OECD/IEA 2018d).

Im Jahr 2016 wurde fast ein Siebtel des globalen Primärenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt; beim Endenergieverbrauch lag der Anteil bei fast einem Fünftel. Insgesamt wuchs der Energieverbrauch aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2017 stärker als der aus anderen Energiequellen, Motor dieser Entwicklung waren vor allem China und die USA. Inzwischen haben die rasant wachsenden modernen Erneuerbaren rund um Wind- und Solarenergie ein größeres Gewicht als die traditionelle Biomasse, deren Verwendung weltweit nur noch langsam zunimmt und in manchen Ländern sogar zurückgeht. An der Stromerzeugung waren alle erneuerbaren Energien zusammengenommen zu etwa einem Viertel beteiligt (REN21 2018).

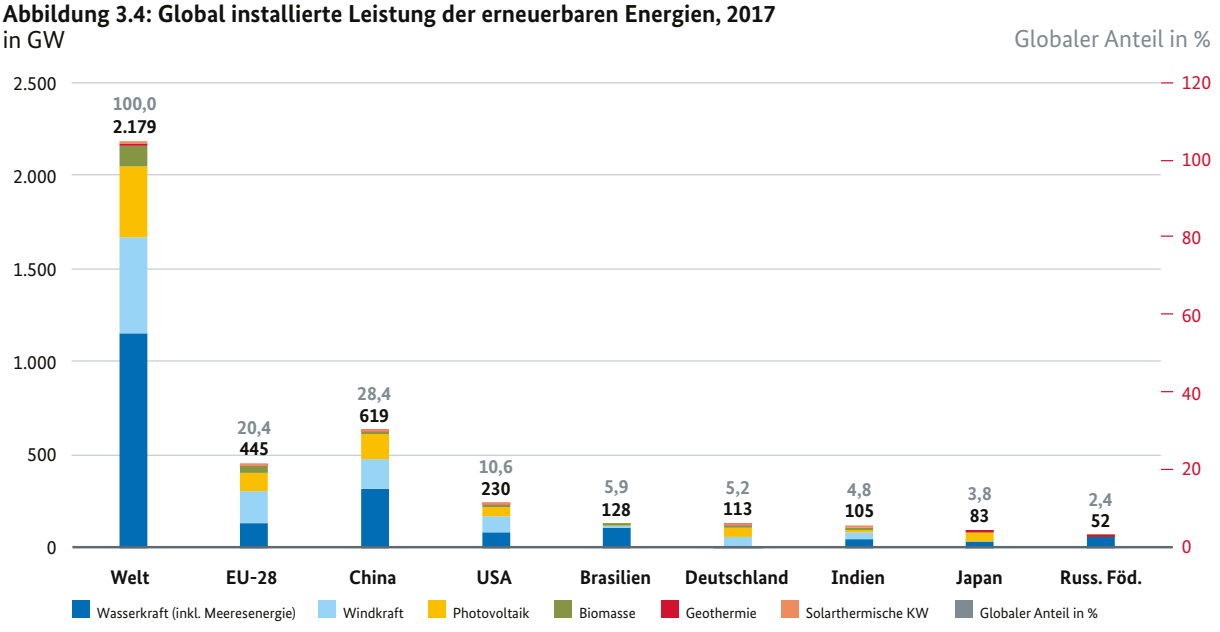
Trotz Fortschritten in der Elektrifizierung haben weltweit noch knapp eine Milliarde Menschen keinen Zugang zu Elektrizität. Zwischen 2000 und 2017 stieg der Anteil der Weltbevölkerung mit Zugang zu Elektrizität von 78 auf 87 Prozent, wobei die absolute Zahl der Menschen, die ohne Elektrizität lebten, von 1,7 auf knapp eine Milliarde Menschen sank. Alleine in Subsahara-Afrika leben noch immer rund 600 Millionen Menschen – das sind rund 57 Prozent der Bevölkerung – ohne Zugang zu Strom; in Asien sind es trotz der Fortschritte noch 350 Millionen Menschen – rund 9 Prozent der Bevölkerung (OECD/IEA 2018d).

Mit Blick auf die Energieeffizienz hat es im internationalen Umfeld weitere, wenn auch gegenüber den Vorjahren geringere Fortschritte gegeben. Im Jahr 2017 ist die Energieintensität um 1,7 Prozent gegenüber dem Vorjahr gefallen. In den Jahren davor gab es größere Rückgänge: zwischen 2014 und 2016 im Schnitt um 2,3 Prozent jährlich. Die Investitionen in Energieeffizienz, die sich 2017 weltweit auf 236 Milliarden US-Dollar beliefen, konnten gegenüber dem Vorjahr um drei Prozent gesteigert werden – nach einem Anstieg von gut 9 Prozent im Jahr 2016. Starker Investitionstreiber ist einmal mehr China, auch wenn der größte Anteil von Energieeffizienzinvestitionen nach wie vor auf Europa entfällt.

3.2 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Im November 2016 hat die Europäische Kommission einen Entwurf für das umfangreiche Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ vorgelegt. Das Paket ist das Fundament der europäischen Energiewende und gestaltet den europäischen Energierahmen bis zum Jahr 2030 neu aus. Zentrale Elemente sind die neuen Regelungen für ein Governance-System der Energieunion (EU-Verordnung über das Governance-System der Energieunion und den Klimaschutz-

Abbildung 3.4: Global installierte Leistung der erneuerbaren Energien, 2017
in GW



Quelle: IRENA 02/2019

Tabelle 3.1: Übersicht zu wesentlichen EU-Zielen 2020 und 2030

	2017	2020-Ziele	2030-Ziele (gemäß informeller Einigung im Trilog)	Bemerkungen
THG-Reduktion (ggü. 1990)	22 Prozent	mind. 20 Prozent	mind. 40 Prozent	verbindlich
THG-Reduktion im EU-ETS (ggü. 2005)[1]	26 Prozent	21 Prozent	43 Prozent	verbindlich
THG-Reduktion im Non-ETS-Bereich (ggü. 2005)[1]				
• für EU gesamt	10,8 Prozent[2]	10 Prozent	30 Prozent	verbindlich
• für Deutschland	2,7 Prozent[2]	14 Prozent	38 Prozent	verbindlich
EE-Anteil				
• am Bruttoendenergieverbrauch auf EU-Ebene	17,5 Prozent	20 Prozent	mindestens 32 Prozent	verbindlich
in Deutschland	15,5 Prozent[3]	18 Prozent	keine länderspezifischen Ziele, sondern nationale Zielbeiträge, die sich auf das verbindliche EU-Ziel addieren müssen	verbindlich
• im Wärme-/Kältesektor	19,5 Prozent (EU) 13,4 Prozent (Deutschland)		Anstieg von 1,1 Prozentpunkten pro Jahr (bei Anrechnung von Abwärme und -kälte 1,3 Prozentpunkte pro Jahr)	indikativ
• im Verkehr	7,6 Prozent (EU) 7,0 Prozent (Deutschland) (einschl. Doppelanrechnung für Biokraftstoffe aus Abfällen, Reststoffen und aus Lignozellulose)	10 Prozent (einschl. Doppelanrechnung für Biokraftstoffe aus Abfällen, Reststoffen und aus Lignozellulose)	mindestens 14 Prozent (einschl. vierfacher Anrechnung von Strom im Straßenverkehr; 1,5-facher Anrechnung im Schienenverkehr; national festlegbarer Doppelanrechnung von Biokraftstoffen aus Reststoffen sowie anderer Regelungen) bei maximal 7 % Biokraftstoffen der 1. Generation	kein Sektorziel, sondern Verpflichtung, eine Inverkehrbringerquote einzuführen
Verminderung des Energieverbrauchs				
• auf EU-Ebene	9,2 Prozent Rückgang des PEV ggü. 2005	um 20 Prozent[4] (entspricht 13 Prozent Rückgang des PEV ggü. 2005)	um mindestens 32,5 Prozent[3]	Indikativ für 2020, nicht definiert für 2030
• in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten		indikative nationale Beiträge zur Zielerreichung	keine länderspezifischen Ziele, sondern nationale Zielbeiträge, die sich auf das verbindliche EU-Ziel addieren müssen	indikativ
		zudem Endenergieeinsparungen von 1,5 Prozent pro Jahr	zudem reale Endenergieeinsparungen von 0,8 Prozent pro Jahr	verbindlich
Interkonnektivität in den EU-Mitgliedstaaten	In Deutschland: 9 Prozent	10 Prozent	15 Prozent[5]	indikativ
Stromhandel/-austausch		Gesamtsystem effizienter machen und Versorgungssicherheit erhöhen		

Quelle: BMWi 03/2019

1 siehe Kapitel 3.2

2 vorläufige Werte; Stand für EU gesamt: 02/2019; Stand für Deutschland: 03/2019; dabei sind die 2005-Basisjahr-Emissionen nach EEA wie folgt berechnet: 2005 Basisjahr-Emissionen = absolutes 2020-Ziel/(1+ % des 2020-Ziels)

3 nach den Vorgaben der EU-Richtlinie 2009/28/EG

4 ggü. der Referenzentwicklung für 2020 bzw. 2030 (gemäß Primes-2007-Modell für die EU Kommission)

5 Konkretisierung durch zusätzliche Schwellenwerte

sog. Governance-Verordnung), für ein neues EU-Strommarktdesign (Strommarktrichtlinie, Strommarktverordnung, ACER-Verordnung und Risikovorsorge-Verordnung) und die Überarbeitung der Richtlinien für Erneuerbare, Energieeffizienz und Gebäude. Die Verhandlungen zu den einzelnen Bestandteilen des Pakets sind abgeschlossen; Governance-Verordnung sowie die Richtlinien für erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Gebäude sind bereits Ende 2018 in Kraft getreten, die Regelungen zum Strommarktdesign folgen im Frühsommer 2019.

Folgende Ziele sollen bis 2030 auf europäischer Ebene erreicht werden:

- eine Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent (gegenüber 1990); das Ziel wurde vom Europäischen Rat bereits im Oktober 2014 beschlossen.

- ein Anteil erneuerbarer Energien von mindestens 32 Prozent am Bruttoendenergieverbrauch; in der überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie sind auch Maßnahmen zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in den einzelnen Sektoren vorgesehen. So sind EU-Mitgliedstaaten verpflichtet, ab dem Jahr 2021 einen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältesektor um 1,1 Prozentpunkte pro Jahr anzustreben bzw. 1,3 Prozentpunkte bei Anrechnung von Abwärme und -kälte (Abwärme und –kälte kann dabei jedoch nur bis zu einem Anteil von max. 40 Prozent angerechnet werden). Im Verkehr wurde eine Verpflichtung für die Inverkehrbringer von Kraftstoffen eingeführt, den Anteil erneuerbarer Kraftstoffe bis 2030 auf mind. 14 Prozent zu steigern. Die Produktion von Biokraftstoffen auf der Basis essbarer Pflanzen soll auf dem Produktionsniveau von 2020 eingefroren werden; dagegen wurde für moderne Biokraftstoffe aus nicht essbaren Pflanzen ein Anteil von mindestens 3,5 Prozent im Jahr 2030 festgeschrieben.

- eine Senkung des Primärenergieverbrauchs um mindestens 32,5 Prozent (gegenüber dem im Jahr 2007 für das Jahr 2030 prognostizierten Energieverbrauch).

Daneben wird beim Strom bis 2030 eine Verbundbildung von 15 Prozent angestrebt – d.h. in jedem Mitgliedstaat sollen so viele grenzüberschreitende Leitungen vorhanden sein, dass mindestens 15 Prozent des Stroms, den die dortigen Kraftwerke maximal produzieren könnten (installierte Erzeugungsleistung), auch über die Leitungen exportiert werden könnte. Dieses Ziel wird allerdings durch zusätzliche Schwellenwerte konkretisiert, die das Problem adressieren, dass bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien die installierte Erzeugungsleistung hoch ist, auch wenn tatsächlich – mangels Wind oder Sonne – wenig Strom produziert wird.

Herzstück der Governance-Verordnung sind die integrierten Nationalen Energie- und Klimapläne (Integrated National Energy and Climate Plans – NECP). Jeder Mitgliedstaat musste der Europäischen Kommission bis Ende 2018 den Entwurf eines Nationalen Energie- und Klimaplans vorlegen; der finale Plan für die Jahre 2021 bis 2030 ist dann bis Ende 2019 einzureichen. In den NECP stellen die EU-Mitgliedstaaten Ziele und Maßnahmen der Energie- und Klimapolitik bis zum Jahr 2030 dar. Die Pläne sollen miteinander vergleichbar sein und beinhalten insbesondere die nationalen Beiträge der Mitgliedstaaten zu den EU-2030-Zielen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Insgesamt werden in den NECP alle fünf Dimensionen der Energieunion abgebildet (Dekarbonisierung mit den zwei Unterdimensionen Abbau der Treibhausgase und erneuerbare Energie, Energieeffizienz, Energieversorgungssicherheit, Energiebinnenmarkt, Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit). Die Pläne müssen national mit Stakeholdern konsultiert und regional mit Nachbarstaaten abgestimmt werden. Auch wird die EU-Kommission zu den



Planentwürfen Empfehlungen veröffentlichen, die die Mitgliedstaaten bei der Erstellung der finalen NECPs adressieren sollen.

Die Bundesregierung hat ihren NECP-Entwurf fristgerecht im Dezember 2018 bei der EU-Kommission eingereicht und anschließend veröffentlicht. Er baut insbesondere auf den nationalen Zielen des Energiekonzepts und des Klimaschutzplans 2050 auf. Sie wird diesen Entwurf im Jahr 2019 mit der Öffentlichkeit sowie mit den EU-Nachbarstaaten konsultieren, zudem wird sie dazu Empfehlungen von der EU-Kommission erhalten und adressieren.

Für das zweite Halbjahr 2020 sieht die EU-Kommission eine Mitteilung vor, in der sie die finalen NECP prüfen wird – und zwar auf ausreichende geplante Beiträge insbesondere zu den EU-2030-Zielen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz sowie auf konsistente Maßnahmen anhand der fünf Dimensionen der Energieunion. Ab 2023 wird sie die Fortschritte der Mitgliedstaaten beim Erreichen der Ziele und Umsetzen der Maßnahmen in einem regelmäßigen Monitoring-Prozess alle zwei Jahre bewerten. Dabei werden die EU-Mitgliedstaaten die Chance bekommen, ihren Plan nach fünf Jahren einmalig für die Dekade zu aktualisieren. Darüber hinaus reichen die Mitgliedstaaten ihre ersten nationalen Fortschrittsberichte 2023 ein. Im Fall einer Lücke insbesondere im Bereich erneuerbare Energien finden die sog. „Gapfiller"-Mechanismen Anwendung, damit entsprechend nachgesteuert werden kann. Dabei sollen diejenigen Mitgliedstaaten zusätzliche Anstrengungen unternehmen, die zu wenig beigetragen haben.

Das Governance-System sowie die vereinbarten 2030-Ziele für erneuerbare Energien werden auch über die EU-Mitgliedstaaten hinaus Verbreitung finden. So hat der Ministerrat der so genannten Energiegemeinschaft, die sich aus der EU und verschiedenen Nachbarstaaten der EU zusammensetzt, einen Entwurf für politische Leitlinien vorgelegt, wonach ebenso ehrgeizige Ziele wie die der EU für 2030 festgelegt werden sollen.

Das neue EU-Strommarkt-Design, das Ende 2018 beschlossen wurde, richtet den europäischen Strombinnenmarkt auf die Herausforderung einer sicheren und bezahlbaren Energieversorgung mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien aus. Es setzt dabei auf mehr Wettbewerb und entspricht damit der deutschen Entscheidung für einen Strommarkt 2.0. Dem Wettbewerb sollen insbesondere freie Preissignale, eine stärkere Rolle der Verbraucher sowie ein ungehinderter, auch kurzfristig möglicher grenzüberschreitender Stromaustausch dienen. Daneben sollen Mindestanforderungen für Kapazitätsmärkte gelten, damit sie den Wettbewerb nicht verzerren; insbesondere sind zeitliche Beschränkungen vorgesehen. Subventionen für CO_2-intensive Kraftwerke sollen nach und nach abgebaut werden. In vielen Fällen wird den Mitgliedstaaten Flexibilität zugestanden, wie sie bestimmte Herausforderungen angehen; so können sie beispielsweise selbst entscheiden, wie sie interne Engpässe, die den grenzüberschreitenden Handel erschweren, beseitigen. Klarer Zielwert ist in jedem Fall, dass bis Ende 2025 schrittweise 70 Prozent der Übertragungskapazität in den Mitgliedstaaten für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden müssen. Nur wenn ein Mitgliedstaat diese Regelung nicht einhält, kann die EU-Kommission als letzte Konsequenz einen Neuzuschnitt der Gebotszonen beschließen.

Beim Thema Stromversorgungssicherheit soll die europäische Sichtweise gestärkt werden. Dazu soll es einen europäischen Versorgungssicherheitsbericht geben; die nationalen Berichte, die weiter möglich sind, müssen eine europäische Perspektive haben und den grenzüberschreitenden Stromaustausch berücksichtigen. Um Stromversorgungskrisen bewältigen zu können, sieht die Risikovorsorge-Verordnung sowohl nationale als auch grenzüberschreitend koordinierte Maßnahmen vor.

Um die 70 Prozent der Übertragungskapazität einzuhalten, wird Deutschland im Lauf des Jahres einen Aktionsplan vorlegen. Dieser Aktionsplan ist nach der neuen Strommarkt-Verordnung vorgesehen und enthält alle notwendigen Maßnahmen, um die schrittweise Einhaltung der 70 Prozent Übertragungskapazität für den Handel bis 2025 zu garantieren. Der Plan wird dabei auch auf den Maßnahmen des Aktionsplans Stromnetze aufbauen.

In einem ersten Schritt konnte Deutschland bereits Herausforderungen beim grenzüberschreitenden Stromaustausch mit seinen Stromnachbarn Dänemark und Österreich angehen. Deutschland und Dänemark haben sich im Juni 2017 darauf geeinigt, schrittweise wieder mehr Stromhandel zwischen beiden Ländern zu ermöglichen mit dem langfristigen Ziel, die grenzüberschreitenden Leitungen effizient für den Stromhandel zu nutzen, sobald interne Netzengpässe beseitigt sind. In einer Übergangsphase, die im Juli 2017 begonnen hat und bis Januar 2020 andauert, sollen die Mindesthandelskapazitäten mittels so genanntem Countertrading schrittweise erhöht werden. Bei Engpässen in Deutschland werden die Kosten für diese Maßnahmen von der deutschen Seite getragen, bei Engpässen in Dänemark werden die Kosten von dänischer Seite getragen. Von Juli 2017 bis August 2018 wurden rund 593 GWh mittels Countertrading abgewickelt. Dafür fielen Kosten von insgesamt 20,72 Millionen Euro an.

Der Stromhandel an der deutsch-dänischen Grenze war bis Dezember 2018 Gegenstand eines kartellrechtlichen Verfahrens der EU-Kommission. Das Verfahren wurde eingestellt, nachdem der deutsche Übertragungsnetzbetreiber TenneT sich verpflichtet hatte, die Kapazitäten für den Stromhandel zwischen Deutschland und Dänemark erheblich auf 75 Prozent der technischen Kapazität zu erhöhen.

Seit Oktober 2018 erfolgt außerdem eine Engpassbewirtschaftung von Stromtransporten an der deutsch-österreichischen Grenze. Dies bedeutet, dass die bisherige gemeinsame Preiszone in eine österreichische und eine deutsch/luxemburgische Preiszone aufgeteilt wurde. Im deutsch-österreichischen Stromhandel werden nun die tatsächlichen Netzkapazitäten berücksichtigt. Das wirkt sich positiv auf das Stromnetz in Deutschland aus, da der Transportbedarf sinkt. Die Regelung stärkt zudem den europäischen Binnenmarkt für Strom. Denn die gemeinsame deutsch-österreichische Preiszone hatte durch so genannte Ringflüsse nicht nur in Deutschland, sondern auch in mehreren Nachbarstaaten zu kostspieligen Netzproblemen geführt: Gehandelter Strom, der nicht direkt nach Österreich transportiert werden konnte, führte in Netzen benachbarter Staaten zu Netzengpässen.



Eine wichtige Voraussetzung für einen funktionierenden Strombinnenmarkt ist eine gute regionale Zusammenarbeit. Vor diesem Hintergrund hat sich die Beteiligung Deutschland in verschiedenen Kooperationsplattformen bewährt. So ist es Ziel des Pentalateralen Energieforums, eine engere Kopplung der Strommärkte der teilnehmenden Staaten zu erreichen, neue Formen der Kooperation zu testen und zu implementieren und so Erfahrungen in der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit zu sammeln. Deutschland nimmt an der Erstellung des regionalen Versorgungssicherheitsberichts teil. Daneben besteht seit 2014 die Kooperation der Stromnachbarn Deutschlands, die sich vordergründig mit der Flexibilisierung der Strommärkte befasst. Auch bilateral gibt es eine intensive Zusammenarbeit mit anderen EU-Mitgliedstaaten. So haben sich Deutschland und Frankreich beispielsweise im Januar 2019 anlässlich des „Vertrages von Aachen“ darauf geeinigt, eine gemeinsame hochrangige Arbeitsgruppe für Energiepolitik zu gründen.

Um die europäischen Strom- und Gasmärkte stärker zu integrieren und die Versorgungssicherheit zu verbessern, unterstützt die EU Infrastrukturvorhaben von gemeinsamem Interesse. Die EU-Kommission hat einen Investitionsbedarf in die europäische Strom- und Gasinfrastruktur von über 200 Milliarden Euro ausgemacht. Damit dieser Bedarf gedeckt werden kann, werden verschiedene Programme genutzt, wie z. B. die Connecting Europe Fazilität (CEF) oder das Europäische Energieprogramm zur Konjunkturbelebung (EEPR). Die finanzielle Unterstützung der Union im Rahmen der CEF ist ein wichtiger Faktor bei der Umsetzung einiger entscheidender Energieinfrastrukturvorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“, PCI) in den Bereichen Strom und Gas. Die Vorhaben sollen den Mitgliedstaaten auch dabei helfen, ihr Verbundziel zu erreichen. Aktuell haben die Interkonnektoren von und nach Deutschland eine Kapazität von rund 25 GW und werden weiter ausgebaut. Das Verbundziel für 2030 kann Deutschland voraussichtlich erreichen, falls die aktuell im EnLAG, BBPlG und NEP 2017 – 2030 vorgesehenen Interkonnektoren bis dahin in Betrieb sind.

Einen entscheidenden Beitrag zur Versorgungssicherheit liefert auch eine Diversifizierung der Energieversorgung. Sie ist deshalb ein wesentliches Anliegen auf europäischer wie auch auf nationaler Ebene. Ein wichtiger Baustein der Diversifizierung der Energieversorgung ist der direkte Import von ausländischem Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas – LNG) aus unterschiedlichen Lieferquellen, sowohl über europäische als auch deutsche LNG-Infrastruktur. Die Bundesregierung hat im März 2019 die Rechtsverordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland beschlossen (siehe Kapitel 9). Zu einer Verbesserung der Diversifizierung wird auch die geplante Nord Stream 2 Pipeline beitragen, da sie neue Lagerstätten in Russland an das europäische Netz anbindet.

Zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern gibt es eine ganze Reihe von grenzüberschreitenden Vorhaben, die der Integration des europäischen Strommarktes dienen. Zwei Beispiele: Im Rahmen der Deutsch-Französischen Energieplattform arbeiten die Energieagenturen dena auf deutscher Seite und ADEME auf französischer Seite an der Umsetzung eines Schaufensterprojekts zur Systemintegration in Form eines grenzüberschreitenden Smart Grids. Ziel der so genannten „Smart Border Initiative“ ist es insbesondere, die Bewirtschaftung der Verteilnetze in der Region Saarland-Lothringen über ein virtuelles Managementtool sowie über eine neue physische Verbindung auf Verteilnetzebene zu optimieren. Das geplante Smart Grid soll auch über Schnittpunkte und zusätzliche Module im Bereich Elektromobilität und im Bereich Wärme/Energieeffizienz verfügen. Das Projekt hat den Status eines Project of Common Interest (PCI) durchlaufen. Daneben hat zwischen Deutschland und Belgien der Bau der ersten deutsch-belgischen Strombrücke, also einer Verbindung zwischen beiden nationalen Stromnetzen, begonnen. Ziel ist es, den Netzbetrieb in der Region zu stabilisieren und den belgischen Bedarf an Strom aus Deutschland zu decken.

Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz

Die Bundesregierung wird den NECP auf nationaler und auf europäischer Ebene abstimmen.
Es ist vorgesehen, dass die Bundesregierung zu ihrem NECP-Entwurf, den sie im Dezember 2018 der EU-Kommission übermittelt und anschließend veröffentlicht hat, im laufenden Jahr mit nationalen Stakeholdern konsultiert und die Ergebnisse der Konsultation im finalen NECP berücksichtigt. Gemäß Artikel 10 der Governance-Verordnung sind alle Mitgliedstaaten zu einer solchen nationalen Konsultation verpflichtet.

Zudem schreibt Artikel 11 die regionale Zusammenarbeit mit benachbarten und interessierten Mitgliedstaaten beim Erstellen des NECP vor. Die Bundesregierung nutzt hierfür verschiedene bereits etablierte energiepolitische Kooperationsforen, wie beispielsweise die Europäische Klimaschutzinitiative, das Pentalaterale Energieforum, den Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) oder die Regionalgruppen im Rahmen der Transeuropäischen Energienetzwerke (TEN-E). Ergebnisse dieser Zusammenarbeit wurden bereits im Entwurf des deutschen NECP berücksichtigt, und sie werden auch in den endgültigen NECP einfließen.

Darüber hinaus sieht der durch die Governance-Verordnung vorgeschriebene Monitoring-Prozess zu den NECP einen kontinuierlichen Austausch zwischen EU-Kommission und Mitgliedstaaten vor, indem die Mitgliedstaaten regelmäßig alle zwei Jahre Fortschrittsberichte zu ihrem NECP einreichen und die Kommission die Fortschritte ebenfalls im zweijährigen Turnus überprüft sowie Empfehlungen ausspricht.

Durch diese verschiedenen Prozesse wird sichergestellt, dass die NECP als umfassend abgestimmte und auf breitem fachlichen Input beruhende Grundlage für die Umsetzung der europäischen Energiewende dienen können. Da in den Bereichen Anteil erneuerbarer Energien und Energieeffizienz für 2030 keine verbindlichen länderspezifischen Ziele mehr vorgesehen sind, sondern ausschließlich gemeinsame EU-Ziele, ist die Vergleichbarkeit der NECP zwischen Mitgliedstaaten und ihre überregionale Akzeptanz besonders wichtig.

Die Europäische Kommission konsultiert die Öffentlichkeit im Vorfeld wichtiger Vorhaben.
Im Rahmen ihrer Agenda für bessere Rechtsetzung will die EU-Kommission Öffentlichkeit und Interessenträger besser einbinden. Neue Ideen für politische Maßnahmen und Gesetzgebung legt die Kommission in Fahrplänen und Folgenabschätzungen in der Anfangsphase dar; dazu kann in einem Zeitraum von vier Wochen Feedback eingereicht werden. Ein wichtiges Instrument zur Transparenz von EU-Vorhaben sind die öffentlichen Konsultationen zu neuen EU-Initiativen, die auf der Webseite der EU-Kommission bekanntgemacht werden. Hier kann jeder Bürger seine Meinung zu Anwendungsbereich, Prioritäten und Mehrwert neuer EU-Initiativen äußern oder bestehende Politiken und Rechtsvorschriften bewerten. Die Konsultationen erfolgen anhand von Fragebögen und laufen über einen Zeitraum von zwölf Wochen. Die Ergebnisse werden in der Regel in ihren wesentlichen Zügen veröffentlicht und fließen in den weiteren Vorhabenprozess mit ein. Ein aktuelles Beispiel ist die Konsultation zur langfristigen Klimastrategie der EU-Kommission, die Anfang Oktober 2018 endete.

Daneben besteht die Möglichkeit, sich zu Gesetzesvorschlägen zu äußern, sobald die Kommission diese fertig ausgearbeitet und dem Europäischen Parlament und dem Rat vorgelegt hat. Die Frist dafür beträgt acht Wochen; die Rückmeldungen werden an das Parlament und den Rat weitergeleitet.

Werden diese zahlreichen Beteiligungsmöglichkeiten umfassend genutzt, trägt das dazu bei, dass EU-Initiativen stärker die Positionen der Bürger widerspiegeln und sich die Bürger auf diese Weise stärker mit den Initiativen identifizieren können.

Mehr überregionale Transparenz zu schaffen ist Ziel des koordinierten Ansatzes zur Energieversorgungssicherheit.
In Bezug auf Stromversorgungskrisen verpflichtet die Risikovorsorge-Verordnung die Mitgliedstaaten zu solidarischer Zusammenarbeit. So sind beispielsweise Warnungen an betroffene Mitgliedstaaten, eine Abstimmung grenzüberschreitender Maßnahmen sowie eine Zusammenarbeit zwischen Mitgliedstaaten bei der Bewältigung von Krisen vorgesehen. Ähnlich fordert mit Blick auf die Gasversorgungssicherheit die Gassicherungs-Verordnung gemeinsame, regional koordinierte Maßnahmen der Mitgliedstaaten.

Europäische und internationale energiepolitische Foren sorgen für Austausch und Transparenz.
Die verschiedenen multi- und bilateralen Foren zur Energiepolitik tragen in erheblichem Maße zur Transparenz in Bezug auf energiepolitische Strategien in den verschiedenen Ländern der Welt bei. Auf europäischer Ebene sind beispielhaft zu nennen das Pentalaterale Energieforum und die Kooperation der Stromnachbarn Deutschlands. Auf internationaler Ebene ist die Weltklimakonferenz (COP) als jährlich stattfindende Vertragsstaatenkonferenz der UN-Klimarahmenkonvention ein wichtiges Forum, um Transparenz bei der Umsetzung des Pariser Klimaziels zu schaffen.

Bei der 24. Weltklimakonferenz (COP 24) im polnischen Katowice haben sich alle Länder auf ein umfassendes Regelbuch zur Umsetzung des Übereinkommens von Paris geeinigt. Durch die in Katowice angenommenen Regeln wird in

Zukunft nachvollziehbar sein, wie sich die Emissionen aller Mitglieder des Übereinkommens von Paris entwickeln, wie sich die selbstgesteckten Klima-Ziele zusammensetzen und welche Maßnahmen umgesetzt werden. Auch Klimafinanzierung wird vorhersehbarer und detaillierter berichtet. Neben der internationalen Transparenz zwischen den Ländern gibt es damit eine verbesserte Grundlage für die Planung von nationalen Klimaschutz- und Anpassungsmaßnahmen. Alle fünf Jahre wird die Staatengemeinschaft jetzt nach einem klaren Prozess und auf einer soliden Informationsbasis eine globale Bestandsaufnahme vornehmen. Maßstab sind dafür die Ziele des Übereinkommens von Paris zu Minderung, Anpassung und Finanzierung.

Wesentliche bisherige Maßnahmen der europäischen Energiepolitik

- Verordnung zur Governance der Energieunion
- Entwurf für einen Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP)
- Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie
- Novelle der Energieeffizienz-Richtlinie
- Novelle der Gebäudeeffizienz-Richtlinie
- Novelle der Verordnung zum Elektrizitäts-Binnenmarkt
- Novelle der Richtlinie zum Elektrizitäts-Binnenmarkt
- Novelle der ACER-Verordnung
- Risikovorsorge-Verordnung
- Initiative „Beschleunigung der Umstellung auf saubere Energie in Gebäuden“
- Programm für Umwelt- und Klimapolitik (LIFE)
- Überarbeitetes Energieeffizienz-Label
- Verordnung zur Festlegung von Ökodesign-Anforderungen an Kühlgeräte
- Novelle der Gasversorgungssicherheits-Verordnung
- Grenzüberschreitender Netzausbau
- Mitteilung der Kommission zum Schutz der kritischen Energie- und Verkehrsinfrastruktur Europas
- Mitteilung der Kommission zum Interkonnektivitätsziel für 2030
- Regionale Kooperationen
- Novelle der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV)
- Strom-Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze
- Programme zur Finanzierung von Strom- und Gasinfrastruktur
- Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätssystem
- Novelle der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie
- Tallinn e-Energy Declaration
- Energiediplomatie-Aktionsplan

Ein wichtiges Instrument für eine nachhaltig klimafreundliche Wirtschaft ist ein effektives Emissionshandels-System, das adäquate Preissignale für Investitionen in CO_2-arme Technologien sendet. In den zurückliegenden Jahren in der Mitte der Dekade war der Preis für die Emissionszertifikate im EU-ETS im Trend stark gefallen (siehe Abbildung 3.5). Hintergrund des Preisverfalls war, dass sich große Mengen an überschüssigen Zertifikaten ansammeln konnten – Ende 2017 betrug der Gesamtüberschuss etwa 1,65 Milliarden Zertifikate. Bei der im April 2018 in Kraft getretenen Reform des EU-ETS für die vierte Handelsperiode 2021 – 2030 hat sich die Bundesregierung gemeinsam mit anderen Mitgliedstaaten erfolgreich für eine nachhaltige Stärkung des Emissionshandels, insbesondere seines Preissignals, eingesetzt. Die auf den Weg gebrachten Maßnahmen werden dafür sorgen, dass der zurzeit vorhandene Überschuss an Zertifikaten schnell und nachhaltig abgebaut wird.

So ist seit 2019 eine so genannte Marktstabilitätsreserve aktiv. Über diese Reserve wird das Angebot an Zertifikaten im Emissionshandelsmarkt angepasst. Von der jährlich ermittelten Gesamtmenge der im Umlauf befindlichen Zertifikate wird ein Teil in die Reserve überführt und nicht mehr versteigert, wenn die Gesamtmenge den Schwellenwert von 833 Millionen Zertifikaten überschreitet. Fällt der Überschuss unter ein festgelegtes Minimum von 400 Millionen Zertifikaten, werden Zertifikate aus der Reserve wieder zurück in den Markt überführt. Die Marktstabilitätsreserve soll auch den Effekt des so genannten Backloading verstärken, bei dem im Zeitraum 2014 – 2016 900 Millionen Zertifikate zurückgehalten wurden, die eigentlich im Zeitraum 2019 – 2020 versteigert werden sollten. Diese Zertifikate werden nun direkt in die Marktstabilitätsreserve überführt. Bei der Reform des Emissionshandels wurde beschlossen, die Entnahmerate der Marktstabilitätsreserve von 12 auf 24 Prozent der Umlaufmenge zu erhöhen, wodurch ein Abbau der Überschüsse an Emissionsrechten am Markt bis ungefähr 2021 zu erwarten ist. Ab 2023 soll außerdem die Menge an Zertifikaten in der Marktstabilitätsreserve auf die im Vorjahr versteigerte Menge begrenzt werden; die restlichen Zertifikate in der Reserve werden gelöscht.

Der Erfolg der Reform ist bereits sichtbar: Seit Mitte des Jahres 2017 hat sich der Preis für Emissionszertifikate auf rund 26 Euro/t CO_2 (Stand: Mai 2019) fast verfünffacht. Auf diese Weise steigen die Anreize, in CO_2-arme Technologien zu investieren, wieder stark an. Sie werden noch dadurch verstärkt, dass in jüngster Zeit neben den Zertifikatspreisen auch die Weltmarktpreise für bedeutende fossile Energieträger wie Kohle und Öl spürbar angezogen haben.

Generell sieht die Reform des EU-ETS vor, dass die ETS-Sektoren ihre Emissionen bis 2030 gegenüber 2005 um 43 Prozent verringern. Das bedeutet, dass die Gesamtzahl der Emis-

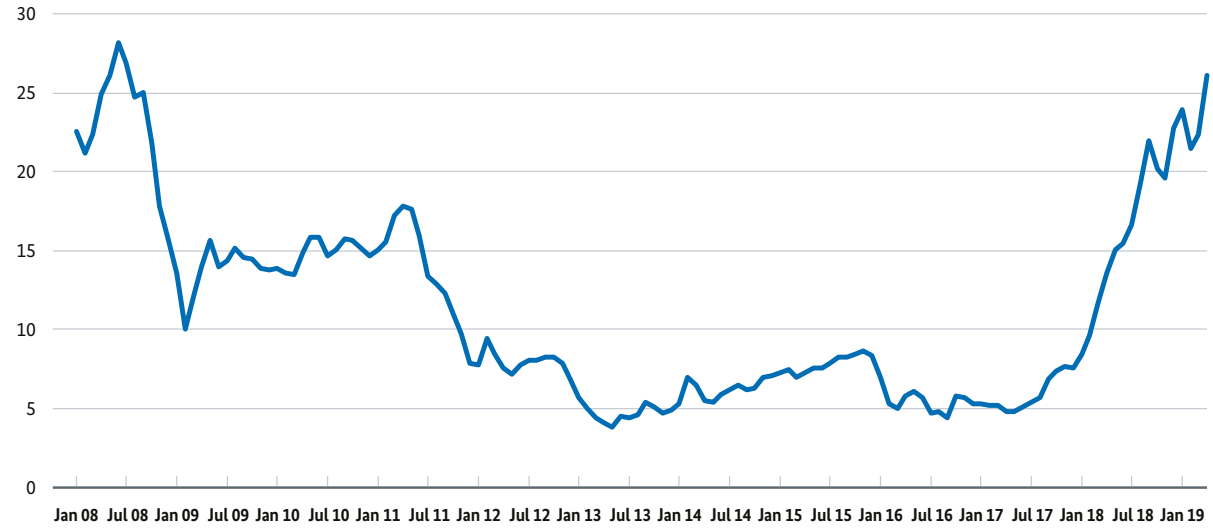
sionszertifikate schneller sinken wird als bislang, und zwar ab 2021 um 2,2 Prozent jährlich anstelle von 1,74 Prozent in der laufenden Handelsperiode. Dies entspricht einer Reduktion um rund 484 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent zwischen 2021 und 2030 – eine Menge, die mehr als die Hälfte der gesamten jährlichen Treibhausgasemissionen in Deutschland ausmacht. Die Möglichkeit, zertifizierte Emissionsminderungen in Drittstaaten über die Programme Clean Development Mechanism (CDM) bzw. Joint Implementation (JI) anrechnen zu lassen, ist nach 2020 nicht mehr vorgesehen.

Daneben ist mit der Reform sichergestellt, dass die energieintensive und im internationalen Wettbewerb stehende Industrie weiterhin vor unfairem Wettbewerb durch Unternehmen in Ländern mit geringeren Klimaschutzanforderungen geschützt wird. Dementsprechend wird auch in der kommenden Handelsperiode das so genannte Carbon Leakage vermieden werden (siehe auch Kapitel 10). Unter Carbon Leakage versteht man die Verlagerung von CO_2-emittierender Produktion in Länder, die eine weniger ambitionierte Klimaschutzpolitik betreiben. Um dies zu verhindern, wird es in der nächsten Handelsperiode weiterhin Regeln zur Zuteilung einer angemessenen Zahl von kostenlosen Zertifikaten an Emittenten geben, die dem Risiko einer Emissionsverlagerung ausgesetzt sind. Gegenüber der aktuellen Handelsperiode sind die Regelungen jedoch noch gezielter auf das tatsächliche Carbon-Leakage-Risiko zugeschnitten. So fällt die Liste der Sektoren, die von der kostenlosen Zuteilung profitieren sollen, mit 63 deutlich kürzer aus als die bis zum Jahr 2020 gültige Liste mit 175 Sektoren. Darüber hinaus wird ein Innovationsfonds zur Förderung von Technologien eingerichtet, die langfristig zu einer klimafreundlichen Transformation der Wirtschaft beitragen sollen. Dabei werden auch innovative Industrietechnologien in Deutschland förderfähig sein.

Außerhalb der EU haben auch andere Regionen der Welt Emissionshandelssysteme etabliert oder sind dabei, dies zu tun. Neben China gehören dazu aktuell beispielsweise Kalifornien, Neuseeland und die Schweiz. Mit der Schweiz hat die EU ein Abkommen unterzeichnet, das beide Systeme verknüpfen soll. Die Verknüpfung des europäischen Emissionshandels mit weiteren Emissionshandelssystemen weltweit bleibt ein Anliegen der Bundesregierung, das sie durch verschiedene Initiativen und in verschiedenen Foren, u. a. im Rahmen der G20, einbringt.

Für die Sektoren außerhalb des EU-ETS ist im Juli 2018 die neue EU-Klimaschutzverordnung in Kraft getreten. Darin ist bis zum Jahr 2030 eine EU-weite Minderung der Treibhausgasemissionen um 30 Prozent gegenüber dem Jahr 2005 vorgesehen. Die verbindlichen nationalen Ziele für diesen Zeitraum liegen zwischen null und 40 Prozent Treibhausgasreduktion; Deutschland liegt mit 38 Prozent am oberen Rand. Hierfür ist wiederum ein konkreter Zielpfad vorgegeben, der die zu erreichenden Emissionsminderungen über den gesamten Zeitraum bis 2030 definiert. Das Ambitionsniveau entspricht in der Größenordnung den entsprechenden nationalen Sektorzielen für 2030 aus dem Klimaschutzplan 2050 und hat gegenüber dem 2020-Ziel deutlich angezogen: Zwischen 2020 und 2030 werden erheblich weitreichendere jährliche Minderungen erreicht werden müssen als bislang. Die Mitgliedstaaten können die ihnen zugeordneten jährlichen Emissionszuteilungen in begrenztem Umfang zeitlich verteilen und untereinander übertragen.

Abbildung 3.5: CO_2-Zertifikatspreis im EU-Emissionshandelssystem
in Euro/t CO_2



Quelle: EEX 05/2019

CO_2-Preisreform und weitere Finanzierungsaspekte

Auf nationaler Ebene spricht sich unter anderem die unabhängige Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ für eine allgemeine CO_2-Preisreform als Leitinstrument aus, um damit einen ökonomisch sinnvollen, stabilen und langfristigen Rahmen für die Transformation des Energiesystems zu setzen. Sie versteht darunter ein Energiepreissystem, das möglichst alle Treibhausgas-Emissionsquellen mit einem weitgehend einheitlichen Preis pro emittierter Tonne CO_2 belegt. Im Gegenzug sollen andere Steuern, Abgaben und Umlagen im Strombereich gesenkt bzw. ersetzt werden, um Verzerrungen und soziale Belastungen zu vermeiden. Ein solches System würde auch die Marktchancen für Sektorkopplungs-Technologien verbessern. Zu Einzelheiten siehe Stellungnahme der Expertenkommission zum sechsten Monitoring-Bericht (EWK 2018).

Auch die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ regt in ihrem Abschlussbericht an, die Einführung eines CO_2-Bepreisungsinstruments mit Lenkungswirkung in den Sektoren außerhalb des EU-ETS zu prüfen (WSB 2019, S.126).

Hintergrund ist, dass große Investitionen nötig sind, um den Energieverbrauch zu senken und das Energiesystem auf CO_2-arme Technologien umzustellen. Investoren tätigen diese Investitionen, wenn sich dies lohnt. Das kann insbesondere auch dadurch beeinflusst werden, dass der Ausstoß von CO_2 mit einem Preis belegt wird. Die Investoren können dann durch die Vermeidung von CO_2 Kosten sparen.

Die Bundesregierung wird vor diesem Hintergrund sowie zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 die Wirkung derzeit bestehender, hoheitlich veranlasster Energiepreisbestandteile in Form von Abgaben, Umlagen und Steuern überprüfen. Grundsätzlich kann damit ein ökonomischer Anreiz für eine kostengünstige und wirksame Treibhausgasreduzierung in den Bereichen Wärme und Verkehr geschaffen werden. Mit Blick auf eine CO_2-Bepreisung sind zunächst die industrie-, klima- und energiepolitischen sowie verteilungspolitischen Folgen zu prüfen. Wichtig ist, klimafreundliches Verhalten fair zu belohnen und zugleich unverhältnismäßige soziale Härten zu vermeiden. Hier gilt es, den Nutzen einer Neuordnung der Preisbestandteile (z. B. Klimaschutz durch Investitionsanreize in erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Strompreissenkung, marktgetriebene Sektorkopplung) und die damit verbundenen Verteilungswirkungen zusammen zu denken. Zudem müsste sichergestellt bleiben, dass die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie und insbesondere der energieintensiven Branchen durch eine Reform nicht gefährdet wird.

Ein wichtiges bestehendes Preisinstrument ist der Europäische Emissionshandel (EU-ETS), der über ein Preissignal für CO_2 für entsprechende Investitionsanreize sorgt. Das EU-ETS gilt für einen Teil der CO_2-emittierenden Sektoren (Energiewirtschaft und Industrie) und deckt rund 45 Prozent der Emissionen in der EU ab. Seine Anreizfunktion wurde durch die jüngste Reform gestärkt. Mit dieser Reform bleibt zugleich sichergestellt, dass die energieintensive und im internationalen Wettbewerb stehende Industrie weiterhin vor unfairem Wettbewerb durch Unternehmen in Ländern mit geringeren Klimaschutzanforderungen geschützt wird.

Bei einer nationalen CO_2-Bepreisung könnten auch in den Sektoren, die nicht am EU-ETS beteiligt sind – insbesondere der Wärme- und Verkehrssektor –, Investitionen in die Klimaschutzoptionen mit den geringsten Grenzvermeidungskosten gelenkt werden. Der Europäische Rat betont in seinen Schlussfolgerungen zur Klimadiplomatie vom Februar 2019, dass eine Bepreisung von CO_2-Emissionen neben einer Reform der Subventionierung fossiler Brennstoffe ein entscheidender Schritt ist, um die weltweiten Finanzmittelflüsse mit einer klimafreundlichen Entwicklung in Einklang zu bringen.

Neben den Preissignalen für CO_2 gibt es eine Reihe anderer Einflussfaktoren auf Investitionsentscheidungen für emissionsarme Technologien. So wurde der Investitionsboom im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung in den letzten Jahren vor allem getrieben durch staatliche Unterstützung und fallende Kosten, insbesondere im Bereich der PV-Anlagen (siehe auch Kapitel 4).

Zusätzlich signalisiert der Rückzug von wichtigen Kapitalgebern (z. B. Versicherungsunternehmen, Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung, Weltbank) aus der Finanzierung von Kohlekraftwerken den Kraftwerksbetreibern, die Wende hin zu klimafreundlicheren Energieträgern rascher zu vollziehen. Seit 2013 haben laut einer Studie des Instituts für Energiewirtschaft und Finanzanalyse (IEEFA) über 100 große Finanzinstitutionen ihre Kohlefinanzierung oder -versicherung eingeschränkt. Dabei beschleunige sich die Geschwindigkeit, mit der Kapital aus der Kohle abfließt, immer mehr (Buckley, 2019). Gleichzeitig kann sich laut einer aktuellen, von der Gesellschaft für Konsumforschung (GfK) durchgeführten Befragung schon mehr als ein Viertel aller privaten Kapitalanleger in Deutschland vorstellen, in Kapitalanlagen mit Bezug zu erneuerbaren Energien zu investieren. Diese Bereitschaft zu stärken wäre auch im Sinne des EU-Aktionsplans „Finanzierung nachhaltigen Wachstums“, dessen Ziel es ist, privates Kapital für den Klimaschutz zu mobilisieren.

Um die Emissionen im Verkehrsbereich einzudämmen, hat die EU-Kommission im November 2017 ein zweites Mobilitätspaket vorgelegt. Es enthält neun Gesetzesinitiativen, die auch die mittlerweile verabschiedete Fortschreibung der CO_2-Flottenziele für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge nach 2020 umfassen. Zu Einzelheiten siehe Kapitel 7.

Ein Beispiel für eine internationale Initiative zur Reduktion klimaschädlicher Emissionen außerhalb von Emissionshandelssystemen kommt aus der Seeschifffahrt: 173 Mitgliedstaaten der Internationalen Seeschifffahrtsorganisation haben sich im Rahmen einer freiwilligen, nicht bindenden Zusage darauf geeinigt, bis zum Jahr 2050 die CO_2-Emissionen ihrer Hochsee-Handelsflotte gegenüber 2008 um mindestens die Hälfte zu reduzieren. Die Seeschifffahrt ist als durchaus bedeutender Emittent für 2 bis 3 Prozent des weltweiten CO_2-Ausstoßes verantwortlich. Sie emittiert jährlich mehr Kohlendioxid als Deutschland insgesamt. Die Einigung kommt einer Ausweitung des EU-ETS zuvor, die das Europäische Parlament für den Fall prüfen lassen wollte, dass die Verhandlungen innerhalb des Sektors scheitern. Daneben haben jüngst die in der Kreuzfahrtbranche aktiven Reedereien eine freiwillige Selbstverpflichtung mit dem Ziel vorgelegt, bis 2030 den jährlichen CO_2-Ausstoß der Urlaubsschiffe um 40 Prozent gegenüber 2008 zu senken. Das Maritime Forschungsprogramm flankiert einen solchen Ansatz, indem Projekte verstärkt gefördert werden, die einen signifikanten Beitrag zur maritimen Energiewende leisten (siehe Kapitel 16).

Den großen Rahmen für die globale Energiewende setzt das im November 2016 in Kraft getretene Übereinkommen von Paris. Es verfolgt drei wesentliche Ziele:

- die Erderwärmung auf deutlich unter 2° C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen und Anstrengungen zu unternehmen, um den Temperaturanstieg auf 1,5° C zu begrenzen;
- die Anpassungsfähigkeit an die nachteiligen Auswirkungen des Klimawandels zu erhöhen und die Widerstandsfähigkeit gegenüber Klimaänderungen sowie eine THG-emissionsarme Entwicklung zu fördern;
- die Finanzmittelflüsse mit einer THG-emissionsarmen und gegenüber Klimaänderungen widerstandsfähigen Entwicklung in Einklang zu bringen.

Das Übereinkommen ist mittlerweile von 185 der 197 Vertragsstaaten ratifiziert, darunter auch die EU und Deutschland. In dem Abkommen haben sich alle Vertragsstaaten dazu verpflichtet, nationale Klimaschutzbeiträge (sog. NDCs – Nationally Determined Contributions) zu erarbeiten und zu übermitteln. Die Bundesregierung unterstützt mit verschiedenen Maßnahmen die rasche Vorlage und Umsetzung der NDCs weltweit. Im Juni 2017 kündigte US-Präsident Donald Trump den Ausstieg der USA aus dem Abkommen an, der allerdings frühestens im November 2020 wirksam werden könnte. Die langfristigen Folgen dieses Ausstiegs lassen sich nur schwer prognostizieren; viele US-Bundesstaaten und -Städte sind beim Klimaschutz weiterhin sehr aktiv. Festzustellen ist auch, dass andere Staaten dem Beispiel der USA bisher noch nicht gefolgt sind.

Die Veröffentlichung des Sonderberichts des Weltklimarats (IPCC) zu möglichen Auswirkungen einer Erderwärmung von 1,5° C Anfang Oktober 2018 hat der Diskussion um den Klimaschutz zusätzliche Dynamik verliehen. Die vom IPCC betrachteten Minderungspfade für eine Begrenzung auf 1,5° C beinhalten die Minderung der globalen Treibhausgasemissionen bis 2030 um etwa 45 Prozent unter das Niveau von 2010 und erreichen um das Jahr 2050 Netto-Null-Emissionen. Für eine Begrenzung auf unter 2° C wären etwa 25 Prozent Reduktion bis 2030 notwendig, Netto-Null-Emissionen bis etwa 2070. Bei Beibehalten der derzeitigen Emissionstrends würde eine Erwärmung von 1,5° C wahrscheinlich in den 2040ern (zwischen 2030 und 2052) erreicht. Das

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Klimaschutz im Europäischen Emissionshandel und außerhalb

- Marktstabilitätsreserve im EU-ETS
- Reform des Emissionshandels für die Handelsperiode 2021 – 2030
- Überführung von Backloading-Zertifikaten in die Marktstabilitätsreserve
- Verknüpfung des EU-ETS mit dem Schweizer Emissionshandelssystem
- Klimaschutz-Verordnung
- Mobilitätspaket „Europa in Bewegung“ (siehe Kapitel 7)
- Zweites Mobilitäts-Paket – CO_2-Flottenziele für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge nach 2020 (siehe Kapitel 7)
- Erstmalige Einführung von CO_2-Flottenzielen für neue schwere Nutzfahrzeuge (siehe Kapitel 7)
- Erklärung der EU-Mitgliedstaaten zur sauberen Energie- und Mobilitätszukunft (siehe Kapitel 7)
- EU-Aktionsplan „Finanzierung nachhaltigen Wachstums“

für 2030 angesteuerte Emissionsniveau der weltweit bislang vorgelegten NDCs ist laut IPCC noch nicht ausreichend, um die Erderwärmung bei deutlich unter 2° C über vorindustriellem Niveau zu begrenzen. Um das 1,5° C-Ziel zu erreichen, muss das Emissionsniveau, basierend auf den einbezogenen Szenariorechnungen, um 40 bis 50 Prozent gesenkt werden.

Auf der 24. Weltklimakonferenz (COP 24) im Dezember 2018 in Katowice wurden einheitliche Regeln zur Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens verabschiedet. Der Verhandlungserfolg hat bestätigt, dass eine Verständigung auf verbindliche Regeln auf internationaler Ebene möglich ist. Hierfür hat sich die deutsche Bundesregierung gemeinsam mit anderen Staaten eingesetzt. Die internationale Staatengemeinschaft hat sich nun drei Jahre nach dem Beschluss des Übereinkommens von Paris weitgehend auf gemeinsame Regeln zur Umsetzung der Vorgaben verständigt. Auf dieser Grundlage wird das Ziel, die Erderwärmung auf deutlich unter 2° C, möglichst auf 1,5° C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen, durch konkrete Maßnahmen und Berichtspflichten untermauert. Durch die in Katowice angenommenen Regeln wird in Zukunft nachvollziehbar sein, wie sich die Emissionen der Staaten entwickeln, wie sich die selbstgesteckten Klimaziele zusammensetzen und welche Maßnahmen umgesetzt werden. Das erhöht die internationale Transparenz und verbessert die Grundlage für die Planung von nationalen Klimaschutzmaßnahmen. Alle fünf Jahre wird eine globale Bestandsaufnahme durchgeführt. Noch nicht abgeschlossen werden konnten die Verhandlungen zu Marktmechanismen, die für eine weltweit effiziente Klimapolitik von besonderer Bedeutung sind.

Bereits im Vorfeld der Konferenz hatte Deutschland – neben anderen Industrieländern – angekündigt, ärmere Länder stärker gegen die Folgen des Klimawandels zu unterstützen. So sollen doppelt so viel Mittel wie bisher, nämlich ab 2019 1,5 Milliarden Euro, in den Grünen Klimafonds (Green Climate Fund) eingezahlt werden. Der Grüne Klimafonds hilft Entwicklungs- und Schwellenländern dabei, den Treibhausgas-Ausstoß zu reduzieren und sich an die bereits spürbaren Folgen des Klimawandels anzupassen. Insgesamt strebt die Bundesregierung an, ihre internationale Klimafinanzierung aus Haushaltsmitteln bis 2020, bezogen auf den Sollwert von 2 Milliarden Euro des Jahres 2014, auf 4 Milliarden Euro (Haushaltsmittel und Schenkungsäquivalente bei Entwicklungskrediten) zu verdoppeln.

Auch wenn der Weg mühsam ist: Der globale und technologische Trend hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung ist nicht aufzuhalten. Bei der Gestaltung der internationalen Energiewende sind Vorbilder und Good Practices wichtig. Deutschland ist hier für viele Länder ein wichtiger Partner und zudem in vielen Bereichen internationaler Technologieführer, wie z. B. in der Windenergie, in der Systemintegration und in Effizienztechnologien. Es besteht weltweit großes Interesse an deutschen Erfahrungen, Kompetenzen und Technologien, wenn es beispielsweise darum geht, gesetzliche Grundlagen anzupassen oder erneuerbare Energien in ein versorgungssicheres System zu integrieren. Das belegen auch die Exportzahlen für Energietechnologien sowie die positiven Entwicklungen auf dem Arbeitsmarkt in diesem Bereich. Allerdings muss sichergestellt sein, dass der Umstieg auf erneuerbare Energien und effiziente Technologien in Deutschland erfolgreich verläuft. Nur wenn es uns gleichzeitig gelingt, ein führender Industriestandort mit sicheren und zukunftsfähigen Arbeitsplätzen zu bleiben, werden uns weitere Staaten folgen.

Dass sich der Erfahrungsaustausch, zum Beispiel bei der jährlichen internationalen Energiewendekonferenz „Berlin Energy Transition Dialogue" mit mehr als 2.000 Teilnehmerinnen und Teilnehmern, auszahlt, zeigt sich daran, wie sehr der Umbau der Energiesysteme in vielen Regionen der Welt Fahrt aufgenommen hat. Das ist eine gute Nachricht, denn die Energiewende im globalen Rahmen eröffnet Chancen, die Kosten zu senken und Synergien zu nutzen. Vor diesem Hintergrund soll die internationale Energiezusammenarbeit ausgebaut werden. Dabei sollen Formate wie die G20 oder die G7 sowie internationale Energieinstitutionen (IEA, IRENA) verstärkt genutzt und weitere bilaterale Energiepartnerschaften entwickelt werden. Ziel ist auch, die deutsche Wirtschaft weltweit zu vernetzen, Marktpotenziale zu erschließen und die globale Energiewende voranzubringen.

Beim Gipfel der G20 unter deutscher Präsidentschaft im Juli 2017 in Hamburg beschlossen die Staats- und Regierungschefs – mit Ausnahme der USA – einen G20-Aktionsplan zu Klima und Energie für Wachstum. Darin bekennen sie sich dazu, das Paris-Klimaschutzabkommen und die Ziele der Agenda 2030 zur nachhaltigen Entwicklung uneingeschränkt umzusetzen, sowie zu einer damit verbundenen effizienten Transformation der Energiesysteme. Dies ist ein wichtiges Signal, denn die G20-Staaten sind für rund 80 Prozent des globalen Primärenergieverbrauchs und sogar für mehr als 80 Prozent aller CO_2-Emissionen verantwortlich. Darüber hinaus haben die Finanzminister von 22 Staaten – unter anderem auch Deutschland – auf der Frühjahrstagung von IWF und Weltbank im April 2019 die Gründung einer „Coalition of Finance Ministers for Climate Action" beschlossen. Ziele sind Erfahrungsaustausch über klimarelevante Fiskalpolitiken und die Förderung gemeinsamer Standards und Prinzipien („Helsinki Prinzipien"). Die Helsinki Prinzipien umfassen u. a. ein Hinwirken auf Maßnahmen, die zu einer effektiven CO_2-Bepreisung führen, die Mobilisierung privater Klimaschutzfinanzierung und eine Berücksichtigung des Klimawandels in der Finanzpolitik.

Wesentliche bisherige Maßnahmen der internationalen Energiepolitik

- 24. Weltklimakonferenz (COP 24)
- IEA/IRENA-Studie „Perspectives for the Energy Transition – Investment Needs for a Low-Carbon Energy System“ im Auftrag der deutschen G20-Präsidentschaft
- Intensivierung bestehender und Gründung neuer bilateraler Energiepartnerschaften (zuletzt mit Chile und Jordanien)
- Berlin Energy Transition Dialogue
- „Global Commission on the Geopolitics of Energy Transformation“ unter dem Dach der IRENA
- Exportinitiative Energie
- G20-Aktionsplan zu Klima und Energie für Wachstum
- Wanderausstellung „Deutschlands Energiewende“
- Entwicklungszusammenarbeit zur Förderung der globalen Energiewende

3.3 Ausblick und Schlussfolgerungen

Das Monitoring zu den Energie- und Klimazielen der EU richtet sich nach der EU-Verordnung zur Governance der Energieunion mit ihrem Herzstück, den NECP der Mitgliedstaaten. Anhand der eingereichten finalen NECP wird die Europäische Kommission die Fortschritte der Mitgliedstaaten ab 2023 regelmäßig alle zwei Jahre bewerten, um zu gewährleisten, dass die Energie- und Klimaziele der EU für 2030 erreicht werden bzw. dass gegebenenfalls nachgesteuert wird. Diesem Ausblick zum Grad des Erreichens oder Verfehlens der EU-2030-Ziele soll hier nicht vorgegriffen werden. Gleichwohl lassen sich aufgrund der bisherigen Erfahrungen durchaus bereits im vorliegenden Bericht erste Schlüsse ziehen für wesentliche Bereiche der EU-Energie- und Klimapolitik, in denen die Weichen für künftige Entwicklungen bereits jetzt gestellt werden:

Das neue EU-Strommarkt-Design muss in den kommenden Jahren teilweise in nationales Recht umgesetzt werden. Während die Strommarkt-, Risikovorsorge- und ACER-Verordnungen unmittelbar und im Wesentlichen ab Anfang 2020 gelten, muss die Strommarkt-Richtlinie bis Mitte 2021 in nationales Recht umgesetzt werden. Weiterhin ergeben sich aus der Strommarkt-Verordnung verschiedene Anforderung wie die Erstellung eines Aktionsplans, um schrittweise 70 Prozent der Übertragungskapazität für den grenzüberschreitenden Stromhandel bereitzustellen. Die Risikovorsorge-Verordnung sieht wiederum vor, dass die Mitgliedstaaten nationale Krisenszenarien entwickeln und sowohl nationale wie auch regional abgestimmte Maßnahmen dagegen erstellen.

Auch nach dem Jahr 2020 wird das EU-ETS das wesentliche Instrument für die Reduktion von Treibhausgasen in der EU bleiben. Hierfür stellt die Reform des Emissionshandelssystems die Weichen. Die Europäische Union hat sich darauf geeinigt, bis 2030 die Treibhausgasemissionen um mindestens -40 Prozent (im Vergleich zu 1990) zu reduzieren. Um dieses Ziel zu erreichen, muss der Emissionshandel eine Reduktion von -43 Prozent (im Vergleich zu 2005) erbringen. Entsprechend wurde der lineare Faktor, um den die Emissionsgesamtmenge jährlich reduziert wird, von derzeit -1,74 Prozent auf -2,2 Prozent für den Zeitraum 2021 bis 2030 erhöht.

Im November legte die EU-Kommission eine Mitteilung mit Überlegungen zu einer langfristigen EU-Klimastrategie vor. In ihrer Mitteilung präsentiert die EU-Kommission verschiedene Szenarien, wie bis 2050 die Treibhausgasemissionen um eine Spanne von -80 Prozent bis hin zu Netto-Null-Emissionen zurückgeführt werden können; alle Szenarien seien mit den Temperaturzielen des Pariser Klimaschutzabkommens konform. Die Szenarien enthalten ein breites, variierendes Portfolio von Minderungsoptionen. Dazu zählen zunächst der umfangreiche Einsatz von erneuerbaren Energieträgern und eine Steigerung der Energieeffizienz; darüber hinaus sollen Potenziale der Kreislaufwirtschaft genutzt, Änderungen des Verbraucherverhaltens angestrebt, ein Brennstoffwechsel zu alternativen Kraftstoffen befördert, natürliche Kohlenstoffsenken gestärkt sowie negative Emissionen beispielsweise über CCS erreicht werden. Die EU-Kommission spricht sich in ihrer Mitteilung dafür aus, bis 2050 in der EU Treibhausgasneutralität zu erreichen. Um zu Netto-Null-Treibhausgasemissionen zu gelangen, sei es laut EU-Kommission notwendig, das Potenzial aller Optionen zu maximieren, Senken im großen Maße auszubauen sowie bei der Mobilität konsequent umzudenken.

Insgesamt erfordert die Dekarbonisierung der europäischen Wirtschaft laut EU-Kommission zusätzliche Investitionen von jährlich 175 bis 290 Milliarden Euro. Das würde bedeuten, dass der Anteil am Bruttoinlandsprodukt, der in den Energiesektor fließt, von derzeit 2 auf 2,8 Prozent steigen müsste. Im Gegenzug lasse die langfristige EU-Strategie jedoch auch Kosteneinsparungen und Vorteile erwarten, wie z. B. durch eine geringere Anzahl umweltbedingter Krankheiten, eine geringere Importabhängigkeit bei Energie und geringere Kosten für die Anpassung an die Klimaveränderungen. Insgesamt rechnet die EU-Kommission mit überwiegend positiven Impulsen für die Wirtschaft. Auf Grundlage der vorliegenden Überlegungen soll bis zum

Jahr 2020 eine langfristige EU-Klimastrategie bis 2050 entwickelt werden, die sich an den Zielvorgaben des Pariser Klimaschutzabkommens ausrichtet.

Zu den künftigen Post-Brexit-Beziehungen des Vereinigten Königreichs und der EU in Bezug auf die Energie- und Klimapolitik und das EU-ETS gibt es noch keine endgültige Einigung. Im Falle eines „Deals" wird das Vereinigte Königreich ein dem EU-ETS vergleichbar effektives CO_2-Bepreisungssystem etablieren. Die Anpassung der absoluten EU-Effizienzziele nach der Governance-Verordnung bzw. der Novelle der Energie-Effizienz-Richtlinie, die sich aus der geforderten Senkung des Energieverbrauchs um mindestens 32,5 Prozent ergeben, ist im Jahr 2019 beschlossen worden. Es handelt sich hierbei um eine reine technische Neuberechnung für die EU-27, ohne dass etwas am Ziel selber oder an der zugrunde liegenden Modellbasis geändert wurde. Die EU-Erneuerbaren-Ziele für 2020 und 2030 dürften nach dem Brexit insgesamt etwas leichter zu erreichen sein, da das Vereinigte Königreich derzeit einen Erneuerbaren-Anteil unterhalb des EU-Durchschnitts aufweist und der EU-Gesamtenergieverbrauch durch den Brexit gesenkt würde. Auf die verbindlichen nationalen Ziele für 2020 gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie hätte dies allerdings keinen Einfluss. Mit Blick auf den Strom- und Gasmarkt würde das Vereinigte Königreich nach einem harten Brexit zunächst einmal behandelt wie ein Drittstaat; viele Regeln, beispielsweise zur Vergabe grenzüberschreitender Kapazitäten, wären nicht mehr anwendbar. Es wird sich zeigen, inwieweit Kooperationen und Mechanismen verhandelt werden können, die die Versorgungssicherheit und einen effizienten Handel über Interkonnektoren zwischen dem Vereinigten Königreich und der EU gewährleisten. Ungeachtet dessen sind keine signifikanten Auswirkungen des Brexit auf den Strom- und Gasmarkt der übrigen EU-Mitgliedstaaten – mit Ausnahme Irlands – zu befürchten.

25 EU-Mitgliedstaaten und eine große Zahl Unternehmen haben im September 2018 am Rande des informellen Rates in Linz eine Erklärung zu grünem Wasserstoff unterzeichnet. Bei ambitionierten Klimazielen können langfristig auch CO_2-freie, grüne Gase eine größere Rolle bei der Reduktion von Treibhausgasen in Sektoren spielen, die andernfalls schwer dekarbonisiert werden können. In der Erklärung werden u. a. die potenziellen Einsatzmöglichkeiten und möglichen Zukunftsperspektiven für grünen Wasserstoff herausgearbeitet. Grüner Wasserstoff kann beispielsweise eine Rolle bei der Sektorkopplung, insbesondere im Bereich Schiffs- und Luftverkehr, spielen. Die unterzeichnete Erklärung ist allerdings nicht bindend.

Im globalen Kontext kommt eine aktuelle Analyse der IRENA zu dem Ergebnis, dass erneuerbare Energien bis 2050 den weltweiten Strombedarf bis zu 86 Prozent decken können. Zugleich wird in der Untersuchung darauf verwiesen, dass 2050 rund eine Milliarde E-Autos unterwegs sein könnten und Strom verstärkt zum Heizen, aber auch zur Gewinnung von Wasserstoff eingesetzt würde. Dieser wiederum könnte Kerosin oder Öl im Flug- und Schiffsverkehr ersetzen. Auf diese Weise könnte ein entscheidender Beitrag zum Einhalten der Pariser Klimaschutzziele geleistet und zusätzlich Impulse für Wirtschaftswachstum und Arbeitsplätze gegeben werden (IRENA 2019).

Zudem zeigt eine während der deutschen G20-Präsidentschaft von der IEA und der IRENA vorgelegte Studie zu den Perspektiven für die Energiewende, dass eine weitgehende Treibhausneutralität des weltweiten Energiesystems bis zum Jahr 2050 anspruchsvoll, aber technisch möglich und wirtschaftlich machbar ist (OECD/IEA, IRENA 2017). Notwendige Mehrinvestitionen bis 2050 würden etwa 0,3 Prozent des globalen BIP betragen. Dabei müssten die Investitionen in die Energieeffizienz in allen Sektoren um das Zehnfache des heutigen Niveaus steigen. Die Investitionen in die Energieerzeugung würden nicht signifikant steigen, müssten aber massiv vor allem in erneuerbare Energien umgeleitet werden.

Teil I: Quantitative Ziele der Energiewende

Die quantitativen Ziele der Energiewende beziehen sich auf fünf Themenfelder:

Erneuerbare Energien

Energieverbrauch und Energieeffizienz

Gebäude

Verkehr

Treibhausgasemissionen



4 Erneuerbare Energien

Wo stehen wir?

Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 2017 36 Prozent. Bei der Stromerzeugung stammt fast jede dritte Kilowattstunde (kWh) aus erneuerbaren Energien.

Im Jahr 2018 ist ein weiterer Aufwärtstrend auf 37,8 Prozent zu verzeichnen.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte betrug im Jahr 2017 13,4 und im Jahr 2018 13,9 Prozent.

Im Verkehrsbereich betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch im Jahr 2017 5,2 Prozent und konnte im Jahr 2018 auf 5,6 Prozent gesteigert werden.

Darüber hinaus ist der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich kostengünstiger als der bisherige Ausbau, da bei wettbewerblichen Ausschreibungen deutlich geringere Förderkosten für neue Wind- und PV-Anlagen erzielt worden sind.

Was ist neu?

Mit dem EEG 2014 und 2017 wurden wettbewerbliche Ausschreibungen für Solar-, Windenergie- und Biomasse-Anlagen eingeführt. Die Ausschreibungen bewirken eine kosteneffiziente Förderung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen sowie von Windkraftanlagen an Land und auf See.

Das Mieterstromgesetz soll Mieterinnen und Mieter unmittelbar an der Energiewende beteiligen und neue Impulse für den Ausbau der Solarstromerzeugung in Deutschland setzen.

Ein zielstrebiger, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien ist gemäß Koalitionsvertrag eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und Klimaschutzpolitik. Die Bundesregierung strebt – insbesondere im Kontext der Herausforderungen einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten – eine Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils im Stromsektor an, um das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel von etwa 65 Prozent bis zum Jahr 2030 zu erreichen. Hierfür ist die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze zentral.

Eine Erhöhung des Erneuerbaren-Ausbaus ist nicht zuletzt erforderlich, um den zusätzlichen Strombedarf zu decken, damit die Klimaschutzziele im Verkehr, in Gebäuden und in der Industrie erreicht werden können.

Das Energiesammelgesetz hat Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Photovoltaik von zusätzlich je 4 Gigawatt (GW) bis zum Jahr 2021 sowie Innovationsausschreibungen eingeführt.

Wie geht es weiter?

Die aktualisierte Zielarchitektur-Studie geht davon aus, dass die Ziele, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 35 Prozent und am Wärmeverbrauch auf 14 Prozent zu erhöhen, erfüllt werden. Auch das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 18 Prozent zu erhöhen, wird danach knapp erreicht.

Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen würden, würde der Erneuerbaren-Anteil am Endenergieverbrauch nach dem NECP-Referenzszenario bis 2030 auf 22,6 Prozent und der Anteil am Bruttostromverbrauch auf 52,9 Prozent steigen.

Daher sind weitere Anstrengungen erforderlich. Das gilt insbesondere im Hinblick auf die von der Bundesregierung angestrebte Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils im Stromsektor, um das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel von etwa 65 Prozent bis zum Jahr 2030 zu erreichen.

Um das Energiesystem bis zum Jahr 2050 weitestgehend auf erneuerbare Energien umzustellen, werden innovative technologische Lösungen und neue Geschäftsmodelle einen wichtigen Beitrag für die effiziente Umsetzung der Energiewende leisten müssen.

	2017	2020	2030	2040	2050
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	15,9 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	36 %	mindestens 35 %	mindestens 50 %* EEG 2017: 40 bis 45 % bis 2025	mindestens 65 % EEG 2017: 55 bis 60 % bis 2035	mindestens 80 %
Anteil am Wärmeverbrauch	13,2 %	14 %			

* Ein zielstrebiger, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien ist gemäß Koalitionsvertrag eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und Klimaschutzpolitik. Die Bundesregierung strebt – insbesondere im Kontext der Herausforderungen einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten – eine Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils im Stromsektor an, um das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel von etwa 65 Prozent bis zum Jahr 2030 zu erreichen. Hierfür ist die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze zentral. Eine Erhöhung des Erneuerbaren-Ausbaus ist nicht zuletzt erforderlich, um den zusätzlichen Strombedarf zu decken, damit die Klimaschutzziele im Verkehr, in Gebäuden und in der Industrie erreicht werden können.

4.1 Ausgangslage

4.1.1 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch

Seit dem Jahr 2008 hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Brutto-EEV) insgesamt um mehr als die Hälfte (5,8 Prozentpunkte) erhöht und liegt im Jahr 2017 bei 15,9 Prozent. Damit fehlen bis zur Erreichung der Zielmarke von 18 Prozent nach dem Energiekonzept der Bundesregierung im Jahr 2020 2,1 Prozentpunkte.

Im Jahr 2017 betrug die aus erneuerbaren Energien bereitgestellte Bruttoendenergie 430,5 Terawattstunden (TWh) und lag damit bei 15,9 Prozent des gesamten Bruttoendenergieverbrauchs. Das entspricht einer Zunahme gegenüber dem Vorjahr in Höhe von rund einem Prozentpunkt (siehe Abbildung 4.1). Diese positive Entwicklung wurde im Wesentlichen vom Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 36 Prozent am gesamten Bruttostromverbrauch im Jahr 2017 getragen. Im Wärmesektor ist der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte im selben Zeitraum auf 13,4 Prozent angestiegen, der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrs ist mit 5,2 Prozent konstant gegenüber dem Vorjahr.

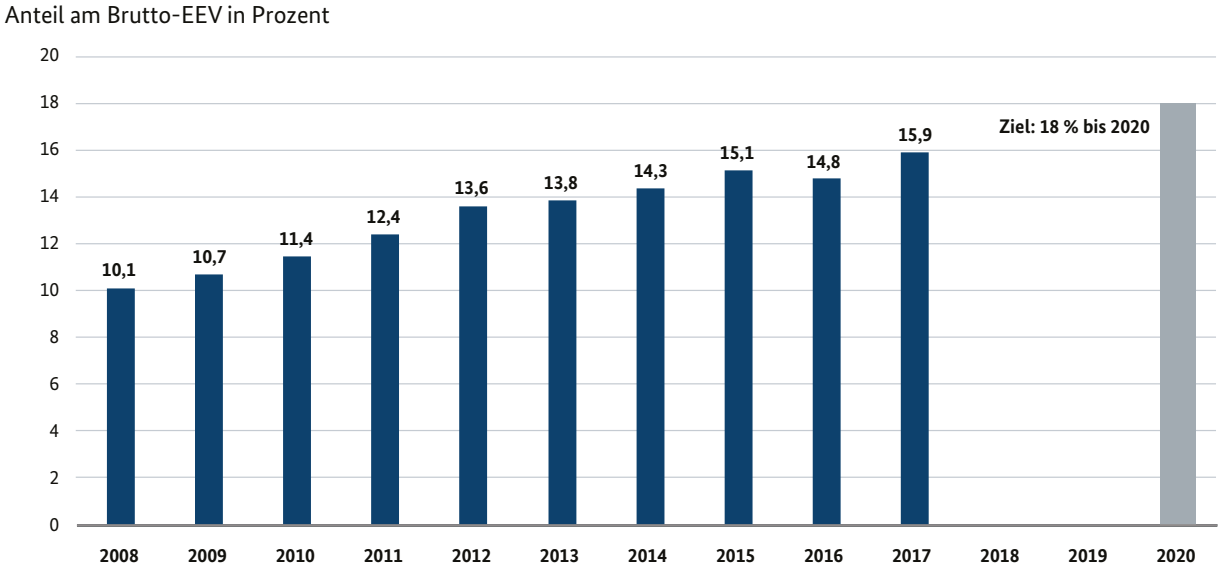
Für das Jahr 2018 gehen erste Schätzungen von einem Anteil von 16,7 Prozent der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch aus. Dies wäre eine Steigerung von rund 5 Prozent bzw. von 0,8 Prozentpunkten gegenüber dem Vorjahr (15,9 Prozent). Damit ist man dem Zielwert für das Jahr 2020 von 18 Prozent einen weiteren (großen) Schritt nähergekommen.

Trotz der positiven Entwicklung lässt das hohe Wachstum beim EE-Anteil in den Jahren 2017 und 2018 jedoch noch keine gesicherte Einschätzung hinsichtlich der Erreichung des 18-Prozent-Ziels im Jahr 2020 zu. Denn die Zielerfüllung wird nicht nur von der Ausbaudynamik im Bereich Windenergie und Photovoltaik, von den Windverhältnissen in den Jahren 2019 und 2020 sowie von der Höhe der Solarstrahlung abhängen, sondern wesentlich auch von der Ausprägung der Heizperiode und dem Energiepreisniveau in den Jahren 2019/2020, die sich auf den Bruttoendenergieverbrauch auswirken.

Der gesamte Bruttoendenergieverbrauch umfasst die Endenergie beim Letztverbraucher vor Abzug von Übertragungs- und Umwandlungsverlusten in den drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (Kraftstoffe) (vgl. Kapitel 5.1.2). Strom deckt dabei rund ein Viertel des gesamten Energiebedarfes, Prozess- und Raumwärme rund die Hälfte und Kraftstoffe rund ein Viertel.

Abbildung 4.1: Zielsteckbrief: Erneuerbare Energien und Bruttoendenergieverbrauch

Ziel 2020	Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 18 Prozent
Stand 2017	15,9 Prozent



Quelle: AGEE-Stat 02/2019

Trend	●●●●●
Maßnahmen	Erneuerbare-Energien-Gesetz, Marktanreizprogramm, Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, Treibhausgasquote u.a.

4.1.2 Erneuerbare Energien im Stromsektor

Mit 216,3 TWh wurde im Jahr 2017 deutlich mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt als im Vorjahr (2016: 189,7 TWh). Das entspricht einem Anstieg von rund 14 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch verzeichnete einen deutlichen Sprung von 31,6 Prozent im Jahr 2016 auf 36,0 Prozent im Jahr 2017. Nach vorläufigen Angaben lag der Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2018 am Bruttostromverbrauch bei 37,8 Prozent. Damit wurde die 35-Prozent-Zielmarke für das Jahr 2020 bereits vorzeitig übertroffen. Der gesamte Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 2017 601,3 TWh. Er 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- beziehungsweise Übertragungsverluste.

Motor des Ausbaus der erneuerbaren Energien war in den vergangenen Jahren insbesondere der Zubau bei Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land stieg gegenüber dem Jahr 2016 (rund 68 TWh) auf rund 88 TWh kräftig an. Neben dem Leistungszubau waren vor allem signifikant bessere Windverhältnisse als im Vorjahr die treibenden Kräfte. Insgesamt trug die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land 41 Prozent zur Stromerzeugung durch erneuerbare Anlagen bei.

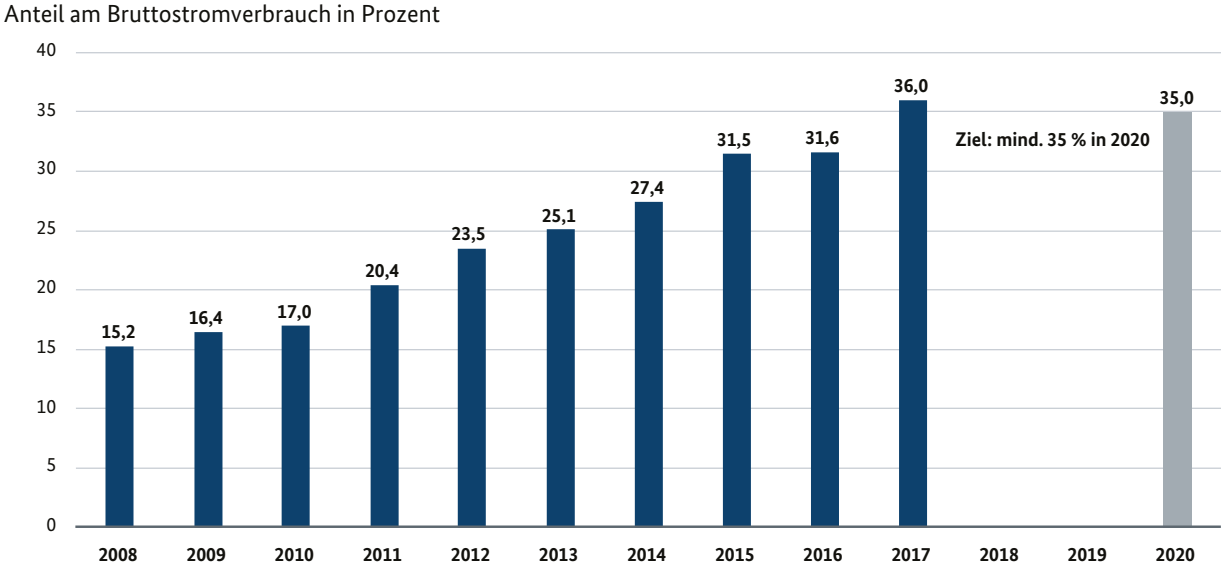
Damit war im Jahr 2017 der Ausbau der Windenergie an Land mit 5.493 Megawatt (MW) (brutto) neu installierter Leistung ein zentraler Erfolgsfaktor für die Energiewende. Unter Berücksichtigung der rückgebauten Anlagenleistung ergab sich insgesamt ein Nettozubau an Land von 5.009 MW. Der im EEG 2017 definierte jährliche Brutto-Zubaupfad für die Jahre 2017 bis 2019 von jährlich 2.800 MW wurde deutlich überschritten. Der hohe Zubau im Jahr 2017 ist insbesondere auf Vorzieheffekte aufgrund von Übergangsregelungen im EEG 2017 zurückzuführen.

Seit dem Jahr 2018 sind die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land unterzeichnet. Im Vergleich zum hohen Zubau im Jahr 2017 sank die Netto-Leistung neu installierter Windenergieanlagen um etwa 55 Prozent auf nur noch 2.273 MW im Jahr 2018. Dies ist der niedrigste Wert seit dem Jahr 2013 und liegt unterhalb des gesetzlichen Ausbaupfades. Gründe hierfür sind u. a. Effekte bei der Einführung des Ausschreibungssystems sowie weitere Fragen zur Akzeptanz der Windenergieprojekte. In Bezug auf die Akzeptanz der Windenergieanlagen werden Maßnahmen in der AG Akzeptanz der Koalitionsfraktionen diskutiert.

Genehmigungen für neue Windenergieanlagen an Land sind seit Jahresbeginn 2017 stark rückläufig. Während im Jahr

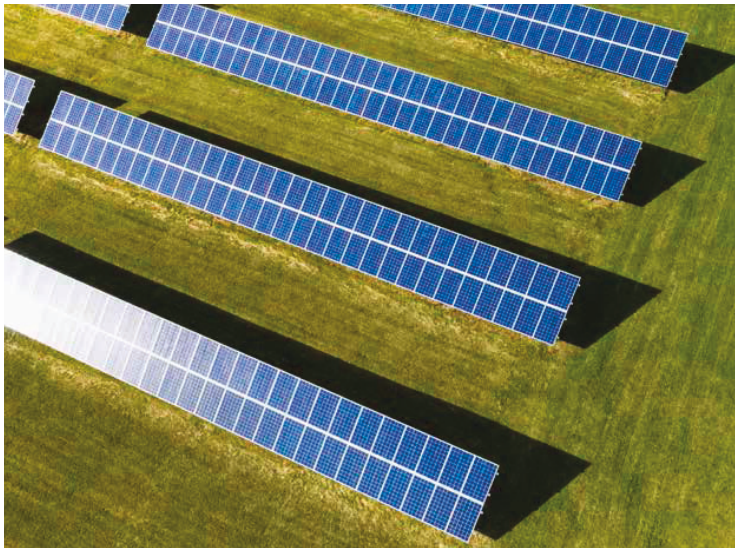
Abbildung 4.2: Zielsteckbrief: Erneuerbare Energien und Bruttostromverbrauch

Ziel 2020	Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 35 Prozent
Stand 2017	36,0 Prozent



Quelle: AGEE-Stat 02/2019

Trend	● ● ● ● ●
Maßnahmen	Erneuerbare-Energien-Gesetz



2016 Genehmigungen für neue Windenergieanlagen im Umfang von rund 9.400 MW erteilt wurden, waren es in den Jahren 2017 und 2018 rund 1.380 bzw. 1.450 MW. Dies entspricht jeweils nur etwa der Hälfte der jährlichen Bruttoausbauziele gemäß EEG 2017.

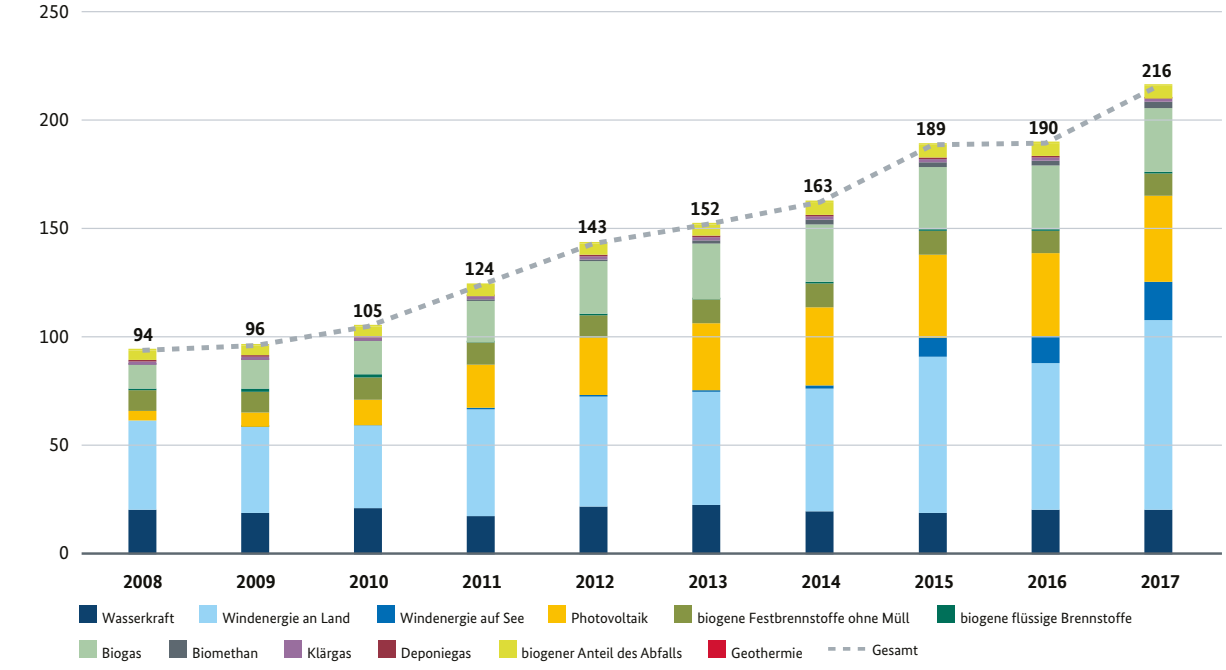
Bei Windenergie auf See wurden im Jahr 2017 Anlagen mit 1.275 MW (netto) neu errichtet. Mit einer gesamten installierten Leistung von 5.427 MW wurden 17,7 TWh Strom eingespeist. Das EEG 2017 sieht eine Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen auf See auf 6.500 MW im Jahr 2020 und auf 15.000 MW im Jahr 2030 vor. Im Jahr 2018 wurde mit 990 MW weniger Windenergieleistung als im Jahr 2017 in Betrieb genommen, insgesamt stieg damit die gesamte installierte Leistung auf 6.417 MW um über 18 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

Mit 39,4 TWh trug die Photovoltaik 18,2 Prozent zur Stromerzeugung durch erneuerbare Energien bei (2016: 38,1 TWh). Gleichzeitig lag jedoch der Zubau bei Photovoltaikanlagen mit 1.660 MW installierter Leistung im Jahr 2017 fast 1.000 MW unter dem im EEG 2017 definierten Ausbaupfad von 2.500 MW. Im Jahr 2018 stieg die Stromerzeugung aus Photovoltaik um über 17 Prozent auf 46,2 TWh an und trug mit 20,5 Prozent zur Stromerzeugung durch erneuerbare Energien bei.

Mit einer Stromerzeugung von 50,9 TWh hatte die gesamte Biomasse einen Anteil von 23,5 Prozent an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Im Bereich der Biomasse (fest, flüssig und gasförmig) setzte sich die Verlangsamung des Ausbaus fort, dieser lag mit rund 28 MW 2017 (brutto – ohne Leistungserhöhung mit dem Ziel der Flexibilisierung) unter den Vorgaben des Ausbaukorridors nach EEG 2017 eines jährlichen Bruttozubaus von 150 MW in den Jahren 2017 bis 2019.

Die Stromerzeugung aus Geothermie und Wasserkraft war Jahr 2017 leicht rückläufig. Die Stromerzeugung aus

Abbildung 4.3: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien
in TWh



Quelle: AGEE-Stat 02/2019

Wasserkraft ging bei nur geringfügig geänderter installierter Leistung witterungsbedingt leicht auf 20,2 TWh zurück (2016: 20,5 TWh). Im Jahr 2018 war aufgrund der Trockenheit die Stromerzeugung aus Wasserkraft stark rückläufig und betrug lediglich 16,5 TWh. Die Stromerzeugung aus Geothermie ging zurück auf 0,163 TWh (2016: 0,175 TWh), hier war im Jahr 2017 kein weiterer Leistungszubau zu verzeichnen.

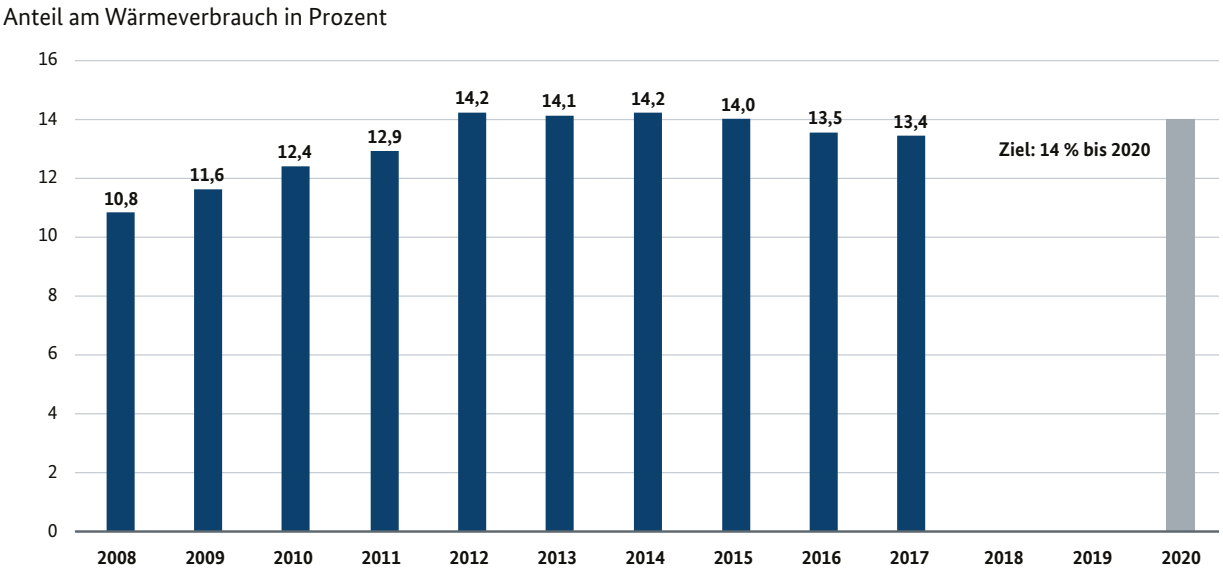
Tabelle 4.1: Ausbaukorridor gemäß EEG 2017 und Sonderausschreibungen im Energiesammelgesetz für die Jahre 2017 bis 2021 und tatsächliche Neuinstallationen in den Jahren 2017 und 2018

Technologie	Zielvorgabe zur Steigerung der installierten Leistung nach EEG 2017 § 4 und Energiesammelgesetz	Tatsächliche Neuinstallationen	
		im Jahr 2017	im Jahr 2018
Windenergie an Land	2.800 MW pro Jahr (brutto) Ab 2020: 2.900 MW Sonderausschreibungen 2019 – 2021: insg. 4.000 MW 2019: +1.000 MW 2020: +1.400 MW 2021: +1.600 MW	5.493 MW (brutto) 5.009 MW (netto)	2.457 MW (brutto) 2.273 MW (netto)
Windenergie auf See	6.500 MW bis 2020	1.275 MW (kumuliert: 5.427 MW)	990 MW (kumuliert: 6.417 MW)
Photovoltaik	2.500 MW pro Jahr (brutto) Sonderausschreibungen 2019 – 2021: insg. 4.000 MW 2019: +1.000 MW 2020: +1.400 MW 2021: +1.600 MW	1.660 MW (brutto)	2.938 MW (brutto)
Biomasse	um bis zu 150 MW pro Jahr (brutto)	28 MW (brutto)*	41 MW (brutto)

Quelle: AGEE-Stat 02/2019, UBA, BNetzA. Bei PV: brutto = netto;
* Der Gesamtzuwachs der installierten Leistung von Biomasseanlagen, überwiegend aufgrund nicht-erzeugungsrelevanter Leistungsänderung zur Flexibilisierung, betrug im Jahr 2017 301 MW (netto) (2018: 418 MW netto).

Abbildung 4.4: Zielsteckbrief: Anteil erneuerbarer Energien am Wärme- und Kälteverbrauch

Ziel 2020	Anteil erneuerbarer Energien am Wärme- und Kälteverbrauch von 14 Prozent
Stand 2017	13,4 Prozent



Quelle: AGEE-Stat 02/2019

Trend	● ● ● ● ●
Maßnahmen	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, Marktanreizprogramm

Wie Abbildung 4.3 zeigt, hat sich seit dem Jahr 2008 die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 94,3 auf 216,3 TWh mehr als verdoppelt. Im Jahr 2018 lag sie bereits bei 225,7 TWh. Seit dem Jahr 2013 ist jedoch im Strombereich eine deutliche Verlangsamung des Ausbaus der erneuerbaren Energien festzustellen. Mit steigender Bestandsgröße gewinnen jedoch Witterungseinflüsse bei der Stromerzeugung immer stärker an Bedeutung und überlagern die Auswirkungen des verlangsamten Leistungszubaus der erneuerbaren Energien.

4.1.3 Erneuerbare Energien im Wärmesektor

Der Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien ist im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr leicht angestiegen. Der gesamte Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte erhöhte sich im Jahr 2017 vor allem konjunkturbedingt um rund 3 Prozent. Der Anteil der erneuerbaren Energien sank leicht mit 170,9 TWh auf 13,4 Prozent, von 13,5 Prozent im Jahr 2016. Nach ersten Schätzungen für das Jahr 2018 ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte auf 13,9 Prozent gestiegen.

Die bedeutendste Wärmequelle der erneuerbaren Energien ist weiterhin die Biomasse. So stieg insbesondere der Holzverbrauch (einschließlich Holzpellets) privater Haushalte im Jahr 2017 im Vergleich zum Vorjahr um knapp 3 Prozent an. Grund hierfür war unter anderem eine weitere Verbreitung von modernen Holzpelletfeuerungen. Insgesamt blieb die Biomasse (fest, flüssig, gasförmig sowie biogene Abfälle) mit einem Anteil von 87,4 Prozent die wichtigste erneuerbare Energiequelle im Wärmebereich, wie auch in Abbildung 4.5 im Zeitverlauf dargestellt.

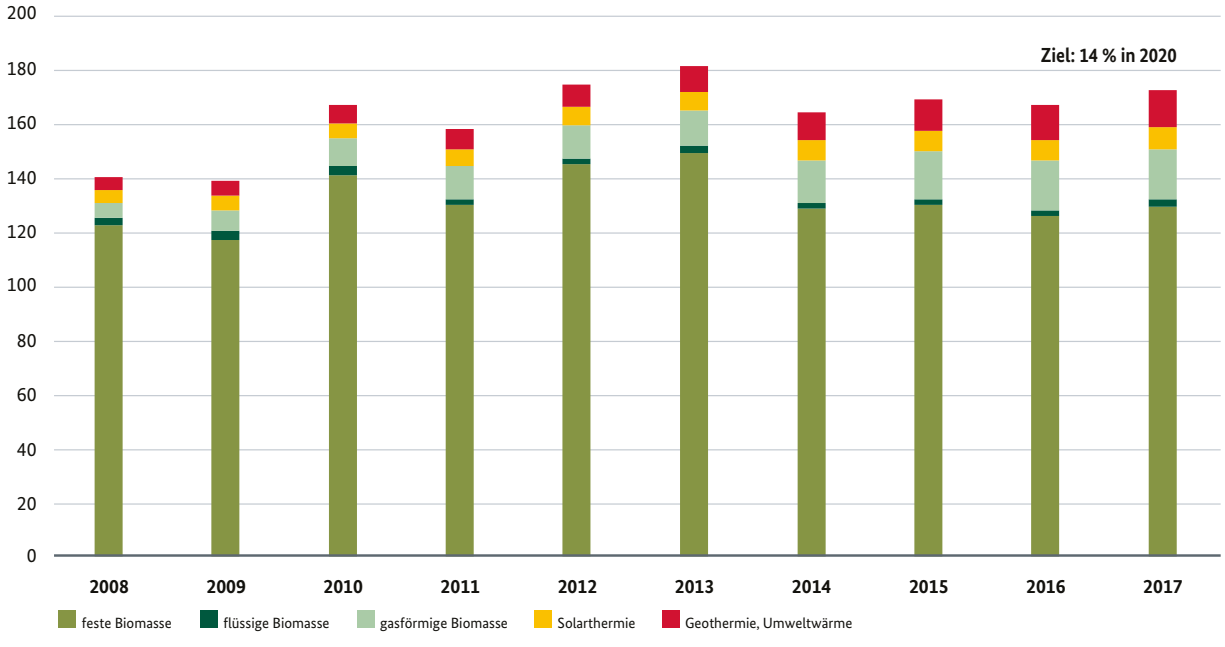
Geothermie, Umweltwärme und Solarthermie konnten ihre Bedeutung für den Endenergieverbrauch Wärme aus erneuerbaren Energien gegenüber dem Vorjahr kaum ausbauen. So stellten Geothermie und Umweltwärme etwa 8 Prozent und Solarthermie 4,6 Prozent der gesamten Wärme aus erneuerbaren Energien (zu Wärmepumpen siehe auch Kapitel 13).

Auch vor dem Hintergrund, dass bis zum Jahr 2050 der gesamte Gebäudebestand in der Bundesrepublik Deutschland nahezu klimaneutral sein soll, muss der Erneuerbaren-Anteil in den Bereichen Wärme und Kälte weiter gesteigert werden. Denn wie die Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) gezeigt hat, ist dies nur möglich, wenn durch eine Kombination aus Effizienz und der Nutzung erneuerbarer Energien zur Bereitstellung von Wärme und Kälte deutliche Fortschritte erzielt werden (siehe auch Kapitel 5).

4.1.4 Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

Der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrs stagniert und betrug im Jahr 2017 mit 34,3 TWh 5,2 Prozent (2016: 33,7 TWh, Anteil: 5,2 Prozent). Biokraftstoffe machten dabei etwa 88 Prozent der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor aus.

Abbildung 4.5: Entwicklung des Wärmeverbrauchs aus erneuerbaren Energien nach Energieträger
in TWh



Quelle: AGEE-Stat 02/2019

Ursache für den konstanten Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehr trotz leichten Anstiegs des absoluten Werts war ein Anstieg des gesamten Endenergieverbrauchs in diesem Sektor. So stieg der gesamte Endenergieverbrauch des Verkehrs von 647,9 TWh im Jahr 2016 auf 655 TWh im Jahr 2017 (ohne internationalen Flugverkehr) insbesondere wegen des erhöhten Personen- wie Güterverkehrsaufkommens an (siehe Kapitel 7). Im Jahr 2018 lag nach ersten Schätzungen der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehr bei 5,6 Prozent.

4.2 Wesentliche bisherige Maßnahmen

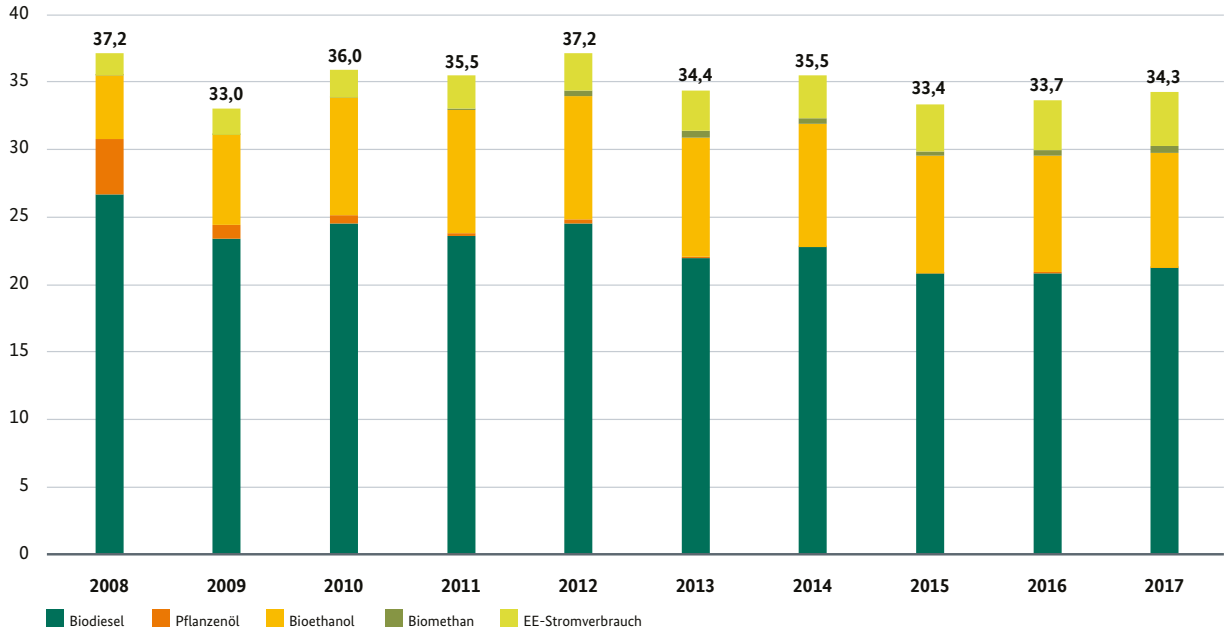
Das EEG ist das zentrale Steuerungsinstrument zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Seit seiner Einführung im Jahr 2000 wurde das Gesetz stetig weiterentwickelt – mit den Novellen in den Jahren 2004, 2009, 2012, verschiedenen PV-Novellen und dem EEG 2014 – sowie zuletzt mit dem EEG 2017 und dem Energiesammelgesetz 2018.

Der mit dem EEG 2017 vollzogene Paradigmenwechsel in der Erneuerbaren-Förderung von staatlich administrierten Festvergütungen hin zu wettbewerblich ermittelten Fördersätzen ist ein wichtiger Schritt, die Marktintegration erneuerbarer Energien voranzutreiben. Er hat zu einem kosteneffizienteren Ausbau der erneuerbaren Energien geführt. Hierfür war auch ein wirksamer Bieterwettbewerb von Wind- und Photovoltaikprojekten eine wichtige Voraussetzung. Im Bereich der Windenergie an Land sind seit dem Jahr 2018 die Ausschreibungen unterzeichnet. Die wichtigsten erneuerbaren Energien Windenergie an Land, Windenergie auf See, große PV und Biomasse müssen sich von nun an in Ausschreibungen behaupten, denn nur die kostengünstigsten Gebote erhalten einen Zuschlag. Damit geht eine Phase der Technologieförderung mit politisch festgesetzten Förderhöhen zu Ende, wobei es für Wasserkraft, Geothermie und kleine PV-Dachanlagen weiterhin die festgelegten Einspeisevergütungen gibt.

Seit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung mit Förderung über die Marktprämie und der sonstigen Direktvermarktung werden die erneuerbaren Energien immer stärker in den Markt integriert. Die damit einhergehende technische Anbindung der Anlagen führt parallel zu einer verbesserten Systemintegration. Zudem wird die volle Bilanzkreisverantwortung für diese Anlagen wahrgenommen.

Mit Urteil vom 28.3.2019 hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) den Beschluss der Europäischen Kommission zum EEG in der Fassung von 2012 für nichtig erklärt, wonach die im EEG 2012 vorgesehenen Vorteile staatliche Beihilfen darstellten. Danach seien die mit der EEG-Umlage erwirtschafteten Gelder zu Unrecht als staatliche Mittel angesehen worden. Welche Auswirkungen das Urteil auf die beihilferechtliche Einordnung der nachfolgenden Fassungen des EEG sowie weiterer Vorschriften hat, wird nun geprüft. Die nachfolgenden Fassungen des EEG wurden – vorsorglich – bei der Europäischen Kommission notifiziert und von ihr genehmigt.

Abbildung 4.6: Endenergieverbrauch im Verkehr aus erneuerbaren Energien
in TWh



AGEE-Stat 02/2019



Im Verhältnis zu den gesamten Erzeugungskapazitäten ist der Anteil der Erzeugungskapazitäten, der den Netzbetreibern für die Marktprämie gemeldet wurde, nach 43 Prozent im Jahr 2013 auf rund 62 Prozent im Jahr 2017 gestiegen (2018: durchschnittlich 65 Prozent). Die Erzeugungskapazitäten in der Direktvermarktung lagen Ende des Jahres 2017 bei insgesamt rd. 68 Gigawatt (GW) (2018: 74 GW). Mit rund 52 GW wird das Portfolio des direkt vermarkteten Stroms aus erneuerbaren Energien weiterhin stark von der Windenergie bestimmt. Die gemeldete Leistung für PV lag Ende des Jahres 2017 bei rund 9,8 GW, die gemeldete Leistung für Biomasse bei rund 5,5 GW. 92 Prozent der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land und 100 Prozent Windenergie auf See vermarkten den Strom über die Marktprämie. Dieser Anteil beträgt rund 73 Prozent bei der Biomasse und rund 22 Prozent bei der PV.

Die in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung veräußerte Gesamtstrommenge steigt seit 2012 stetig an. Das kann einerseits auf das schrittweise Absinken der Grenzwerte für die Direktvermarktungspflicht und andererseits auf den Wechsel von Bestandsanlagen in diese Veräußerungsform zurückgeführt werden. Die Mengen sind spartenspezifisch und im Zeitverlauf von 2012 bis 2017 auf gut 142.000 Gigawattstunden (GWh) angestiegen Dies entspricht einem Anteil von 75 Prozent der in 2017 insgesamt im EEG vermarkteten Strommengen (rund 188.000 GWh). Die finanzielle Förderung der Marktprämie belief sich im Jahr 2017 auf 14,7 Milliarden Euro (2016: 12,7 Milliarden Euro).

Erste Ergebnisse aus den wettbewerblichen Ausschreibungen für den Ausbau von Windenergie und PV nach den EEG-Novellen 2014 und 2017 bestätigen die Reformen als wichtige Schritte auf dem Weg zu einer erfolgreichen Energiewende. Die Ausschreibungen haben zu deutlich sinkenden Förderkosten geführt:

- **Solaranlagen:** Die Ausschreibungen im Bereich PV wurden 2015 bis 2016 im Rahmen der Pilotausschreibungen für Freiflächenanlagen und danach im Rahmen des EEG 2017 durchgeführt. Die Ausschreibungen waren von einem hohen Wettbewerbsniveau gekennzeichnet und mehrfach überzeichnet. Die durchschnittliche Förderhöhe für Strom aus großen PV-Anlagen sank kontinuierlich und konnte über alle Ausschreibungsrunden hinweg (einschließlich der Pilotphase) um rund 50 Prozent reduziert werden. Der bislang niedrigste durchschnittliche Zuschlagswert der Ausschreibung wurde im Februar 2018 (4,33 ct/kWh) erreicht. In den darauf folgenden Ausschreibungsrunden stieg dieser Wert wieder an. Weitere Details enthält Tabelle 4.2. Abschließende Ergebnisse für die Realisierungsrate liegen für alle sechs Pilotausschreibungen der Jahre 2015/2016 vor. Demnach wurden im Schnitt 96 Prozent der Anlagen, die einen Zuschlag für eine staatliche Förderung erhalten haben, innerhalb der zweijährigen Realisierungsfrist umgesetzt und in Betrieb genommen. Die Vergütung für neue Solaranlagen im Segment 40 bis 750 kW wurde mit dem Energiesammelgesetz auch aus beihilferechtlichen Gründen abgesenkt. Für Anlagen bis 40 kW ändert sich nichts.

- **Windenergie an Land:** Im Mai 2017 wurden die ersten Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land nach den neuen Regelungen des EEG 2017 gestartet. Die ersten drei Ausschreibungen bei Wind an Land im Jahr 2017 waren geprägt von einem hohen Wettbewerbsniveau und sinkenden Förderhöhen. Dies ist auf die Sonderregelungen für Bürgerenergieprojekte zurückzuführen. So sank der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagspreis von der ersten Runde von 5,71 ct/kWh auf 3,82 ct/kWh in der dritten Ausschreibungsrunde im Jahr 2017. Daraus resultieren Förderhöhen zwischen 3,40 ct/kWh (an einem 120-Prozent-Standort) und 4,93 ct/kWh (an einem 70-Prozent-Standort). Nach Streichung der Sonderrege-

lungen für Bürgerenergieprojekte gingen in den Ausschreibungsrunden des Jahres 2018 die eingereichten Gebote sowie die Gebotsmenge zurück. In den Ausschreibungsrunden seit Mai 2018 konnte die ausgeschriebene Menge nicht vollständig bezuschlagt werden. In der Folge sind die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte bis auf 6,26 ct/kWh in der vierten Runde 2018 angestiegen (gesetzlich zulässiger Höchstwert 6,30 ct/kWh). Damit liegt er deutlich über dem Niveau der Ausschreibung von Mai 2017. Weitere Details enthält die nachfolgende Tabelle 4.3.

- **Windenergie auf See:** Im Ergebnis der Anfang des Jahres 2017 durchgeführten Ausschreibungsrunde wurden vier Windparks auf See mit 1.490 MW bezuschlagt. Der durchschnittliche Mittelwert der Zuschläge lag bei 0,44 ct/kWh. Drei Zuschläge wurden mit 0 ct/kWh bezuschlagt, ein Windpark mit 6 ct/kWh. In der zweiten Ausschreibungsrunde (1. April 2018) wurden sechs Zuschläge mit einem Volumen von 1.610 MW erteilt. Das Wettbewerbsniveau war etwas geringer als in der ersten Runde, da nur bestehende Projekte teilnehmen konnten, für die noch freie Netzkapazitäten verfügbar waren und die in der ersten Runde keinen Zuschlag erhalten hatten. Darüber hinaus griff die so genannte „Ostseequote", nach der mindestens 500 MW an Projekten in der Ostsee bezuschlagt werden mussten. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert in der zweiten Runde lag bei 4,66 ct/kWh. Der höchste Gebotswert, der noch einen Zuschlag erhalten hat, lag bei 9,83 ct/kWh. Zwei Zuschläge wurden für 0 ct/kWh erteilt. Der mittlere mengengewichtete Zuschlagswert über beide Runden liegt bei 2,3 ct/kWh. Weitere Details enthält die nachfolgende Tabelle 4.4.

Tabelle 4.2: Ausschreibungsergebnisse für Solaranlagen nach dem EEG 2017

Ausschreibungen	2017			2018		
Gebotstermin	1. Feb 17	1. Jun 17	1. Okt 17	1. Feb 18	1. Jun 18	1. Okt 18
Anzahl der eingegangenen Gebote	97	133	110	79	59	76
mit Gebotsvolumen	488 MW	646 MW	754 MW	546 MW	360 MW	551 MW
Ausgeschlossene Gebote	9	17	6	16	1	3
Niedrigster Gebotswert	6,00 ct/kWh	5,34 ct/kWh	4,29 ct/kWh	3,86 ct/kWh	3,89 ct/kWh	3,86 ct/kWh
Höchster Gebotswert	8,86 ct/kWh	6,54ct/kWh	7,20 ct/kWh	5,74 ct/kWh	6,26 ct/kWh	8,73 ct/kWh
Anzahl der bezuschlagten Gebote	38	32	20	24	28	37
bezuschlagtes Gebotsvolumen	200 MW	201 MW	222 MW	201 MW	183 MW	192 MW
Niedrigster Zuschlagswert	6,00 ct/kWh	5,34 ct/kWh	4,29 ct/kWh	3,86 ct/kWh	3,89 ct/kWh	3.86 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	6,75 ct/kWh	5,90 ct/kWh	5,06 ct/kWh	4,59 ct/kWh	4,96 ct/kWh	5,15 ct/kWh
Durchschnittlicher Zuschlagswert	6,58 ct/kWh	5,66 ct/kWh	4,91 ct/kWh	4,33 ct/kWh	4,59 ct/kWh	4,69 ct/kWh

Quelle: BNetzA

Tabelle 4.3: Ausschreibungsergebnisse für Windenergieanlagen an Land nach dem EEG

Ausschreibungen	2017			2018			
Gebotstermin	1. Mai 17	1. Aug 17	1. Nov 17	1. Feb 18	1. Mai 18	1. Aug 18	1. Okt 18
Anzahl der eingegangenen Gebote	256	281	210	132	111	91	62
mit Gebotsvolumen	2.137 MW	2.927 MW	2.591 MW	989 MW	604 MW	709 MW	396 MW
Ausgeschlossene Gebote	12	14	15	2	0	5	5
Niedrigster Gebotswert	4,20 ct/kWh	3,50 ct/kWh	2,2 ct/kWh	3,8 ct/kWh	4,30 ct/kWh	4,00 ct/kWh	5,00 ct/kWh
Höchster Gebotswert	7,00 ct/kWh	6,45 ct/kWh	6,66 ct/kWh	6,28 ct/kWh	6,28 ct/kWh	6,30 ct/kWh	6,30 ct/kWh
Anzahl der bezuschlagten Gebote	70	67	61	83	111	86	57
bezuschlagtes Gebotsvolumen	807 MW	1.013 MW	1.000 MW	709 MW	604 MW	666 MW	363 MW
Niedrigster Zuschlagswert	4,20 ct/kWh	3,50 ct/kWh	2,20 ct/kWh	3,80 ct/kWh	4,65 ct/kWh	4,00 ct/kWh	5,00 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	5,78 ct/kWh	4,29 ct/kWh	3,82 ct/kWh	5,28 ct/kWh	6,28 ct/kWh	6,30 ct/kWh	6,30 ct/kWh
Durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert	5,71 ct/kWh	4,28 ct/kWh	3,82 ct/kWh	4,73 ct/kWh	5,73 ct/kWh	6,16 ct/kWh	6,26 ct/kWh

Quelle: BNetzA

- **Ausnahme bleibt die Biomasse:** Die ersten beiden Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen wichen von den Ausschreibungen bei Solar- und Windenergie hinsichtlich des Teilnehmerkreises und des Ausschreibungsergebnisses ab. Betreiber von Bestandsanlagen, deren bisheriger Förderanspruch nur noch maximal acht Jahre beträgt, konnten an der Ausschreibung teilnehmen und einen Zuschlag für eine 10-jährige Anschlussförderung erhalten. Beide Ausschreibungsrunden bei Biomasse zeigen im Ergebnis eine geringe Wettbewerbsintensität auf, mit Zuschlägen in der Nähe des jeweiligen Höchstwertes. Weitere Details enthält die nachfolgende Tabelle 4.5.

Der Gesetzgeber hat die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften angepasst. In den ersten drei Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 ging der überwiegende Anteil der Zuschläge für Windenergieanlagen an Land an Bürgerenergiegesellschaften und somit an Projekte, die noch nicht über die erforderliche Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz verfügten. Zudem hatten die Bürgerenergiegesellschaften im Vergleich zu anderen Bietern eine längere Realisierungsfrist. Um die hiermit verbundene Verzerrung des Wettbewerbs und weitere Fehlentwicklungen zu beseitigen, hat der Gesetzgeber die für Bürgerenergiegesellschaften geltenden Sonderregelungen angepasst. So dürfen seit 2018 nur noch Bürgerenergiegesellschaften mit genehmigten Projekten an den Ausschreibungen teilnehmen. Die Realisierungsfrist wurde zudem vereinheitlicht. Die Bundesregierung will die Akteursvielfalt sichern und daher Möglichkeiten für Bürgerinnen und Bürger verbessern, sich an den Ausschreibungsprojekten zu beteiligen, ohne dass die Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien steigen. Zur Steigerung der Akzeptanz des Erneuerbaren-Ausbaus wird zudem geprüft, wie Standortgemeinden durch eine bundeseinheitliche Regelung stärker an der Wertschöpfung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien beteiligt werden können.

Um einen zusätzlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten, setzt das EEG zusätzlich ab dem Jahr 2019 Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Photovoltaik um. Insgesamt sollen je 4 GW Windenergie an Land und Photovoltaik im Zeitraum 2019 bis 2021 zusätzlich ausgeschrieben werden. Um den Wettbewerb zu erhöhen, sollen die Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaik von je 1 GW im Jahr 2019 über je 1,4 GW im Jahr 2020 auf je 1,6 GW im Jahr 2021 anwachsen. Ebenfalls im EEG wird die Verordnungsermächtigung für Innovationsausschreibungen angepasst. Im Rahmen der Innovationsausschreibungen sollen im Jahr 2019 250 MW, 2020 400 MW und im Jahr 2021 500 MW ausgeschrieben werden Die Mengen der Innovationsausschreibung werden von den regulären Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen abgezogen und dienen als Testfeld für mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit.

Tabelle 4.4: Ausschreibungsergebnisse für Offshore-Windenergieanlagen nach dem WindSeeG

Ausschreibungen	2017	2018
Gebotstermin	1. Apr 17	1. Apr 18
Anzahl der bezuschlagten Gebote	4	6
bezuschlagtes Gebotsvolumen	1.490 MW	1.610 MW
Niedrigster Zuschlagswert	0,00 ct/kWh	0,00 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	6,00 ct/kWh	9,83 ct/kWh
Durchschnittlicher Zuschlagswert (mengengewichtet)	0,44 ct/kWh	4,66 ct/kWh

Quelle: BNetzA

Tabelle 4.5: Ausschreibungsergebnisse für Biomasse nach dem EEG

Ausschreibungen	Biomasse	
Gebotstermin	1. Sep 2017	1. Sep 2018
Anzahl der bezuschlagten Gebote	24	79
bezuschlagtes Gebotsvolumen	27,55 MW (davon 77 % Bestandsanlagen > 150 kW und 22 % Neuanlagen)	76,5 MW
Niedrigster Zuschlagswert	9,86 ct/kWh	10,00 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	16,9 ct/kWh	16,73 ct/kWh
Durchschnittlicher Zuschlagswert (mengengewichtet)	14,30 ct/kWh	14,73 ct/kWh

Quelle: BNetzA

Der Gesetzgeber wird den Erneuerbaren-Pfad für das Jahr 2030 festlegen. Im Nachgang zum Energiesammelgesetz haben die Koalitionsfraktionen Beratungen u. a. über Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz bei dem Ausbau der Windenergie an Land aufgenommen. Dazu gehören etwa Stärkung der Entscheidungsbefugnisse von Städten und Kommunen und die regionale Steuerung des Ausbaus. Das Ergebnis der Beratungen soll u. a. als Grundlage für die Entscheidung im Herbst 2019 zu den weiteren Ausbaupfaden der einzelnen Technologien bis 2030 dienen, um das im Koalitionsvertrag angestrebte Ziel von 65 Prozent erneuerbaren Energien zu erreichen.

Der Finanzierungsbedarf für bestehende Erneuerbaren-Anlagen stieg im Jahr 2017 und 2018 weiter an. Dieser entspricht der Differenz von EEG-Vergütungs- bzw. Prämienzahlungen

Transparenz und Beteiligung: Mieterstrom wird wirtschaftlich attraktiver

Die Akzeptanz bei der Windkraft an Land wird verbessert
Die deutsche Bevölkerung steht dem Umstieg von fossilen Energien auf erneuerbare Energien positiv gegenüber. Teilweise wird bemängelt, dass die Umsetzung der Energiewende nicht zügig genug vollzogen wird. Die Aufgeschlossenheit für den Ausbau von erneuerbaren Energien besteht gerade auch bei Anwohnern in der Nachbarschaft von solchen Anlagen. Es gibt aber auch Hinweise, wonach die Zustimmungsrate bei unmittelbarer Betroffenheit im eigenen Umfeld abnehmen könnte (siehe Kasten zu Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz in Kapitel 1). Das Energiesammelgesetz trägt dem in einem wichtigen Bereich Rechnung: Als eine erste akzeptanzsteigernde Maßnahme für Wind an Land wird die sog. bedarfsgerechte Befeuerung eingeführt. Dadurch blinken Windenergieanlagen nachts nicht mehr dauerhaft rot, sondern nur noch, wenn tatsächlich ein Flugzeug, das durch die Beleuchtung gewarnt werden soll, in der Nähe ist. Zu weiteren Akzeptanzfragen wurde eine Arbeitsgruppe der Koalitionsfraktionen eingesetzt.

Mieterstrom wirtschaftlich attraktiver gestalten
Ziel der Mieterstromförderung ist, Mieterinnen und Mieter unmittelbar an der Energiewende zu beteiligen und weitere Anreize für den Betrieb von Solaranlagen auf Wohngebäuden zu schaffen. Als Mieterstrom wird Strom bezeichnet, der in Solaranlagen auf dem Dach eines Wohngebäudes erzeugt und an Letztverbraucher, insbesondere Mieter, in diesem Gebäude oder in Wohngebäuden und Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang ohne Netzdurchleitung geliefert wird. Der von den Mietern nicht verbrauchte Strom wird ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und vergütet. Anders als beim Strombezug aus dem Netz entfallen beim Mieterstrom einige Kostenbestandteile (z. B. Netzentgelte und Stromsteuer). Zusätzlich gibt es künftig eine Förderung für jede kWh Mieterstrom – den so genannten Mieterstromzuschlag – welche über die EEG-Umlage finanziert wird. Auf diese Weise soll sich das Projekt für den Vermieter durch die direkte und indirekte Förderung rechnen, während Mieter kostengünstigen Strom vom „eigenen" Dach beziehen. Auf diese Weise sollen sie damit helfen, den Ausbau der erneuerbaren Energien in den Städten voranzutreiben. Das Potenzial ist da: Bis zu 3,8 Millionen Wohnungen könnten mit Mieterstrom versorgt werden. Bislang rechnete sich Mieterstrom für Vermieter in der Regel dennoch nicht, unter anderem, weil in Mieterstrommodellen erhebliche Kosten für Vertrieb, Messwesen und Abrechnung entstehen. Der Mieterstromzuschlag soll den Mieterstrom wirtschaftlich attraktiver machen. Wohnungsgenossenschaften und -vereine sollen vom Jahr 2019 an ihren Mietern leichter Mieterstrom anbieten können. So sieht der im November 2018 vom Deutschen Bundestag beschlossene Gesetzentwurf zur steuerlichen Förderung des Mietwohnungsneubaus auch eine Änderung des § 5 Abs. 1 Nr. 10 des Körperschaftsteuergesetzes vor. Mit der Änderung bleibt bei Wohnungsgenossenschaften und -vereinen deren Steuerbefreiung für Vermietungseinkünfte grundsätzlich erhalten, wenn sie solare Mieterstromanlagen betreiben. Hiermit wird eine Maßnahme des am 21. September 2018 stattgefundenen Wohngipfels der Bundesregierung umgesetzt. Die Zustimmung des Bundesrates zu diesem Gesetz steht allerdings noch aus; es wurde bislang nicht für eine abschließende Beratung im Plenum vorgesehen.

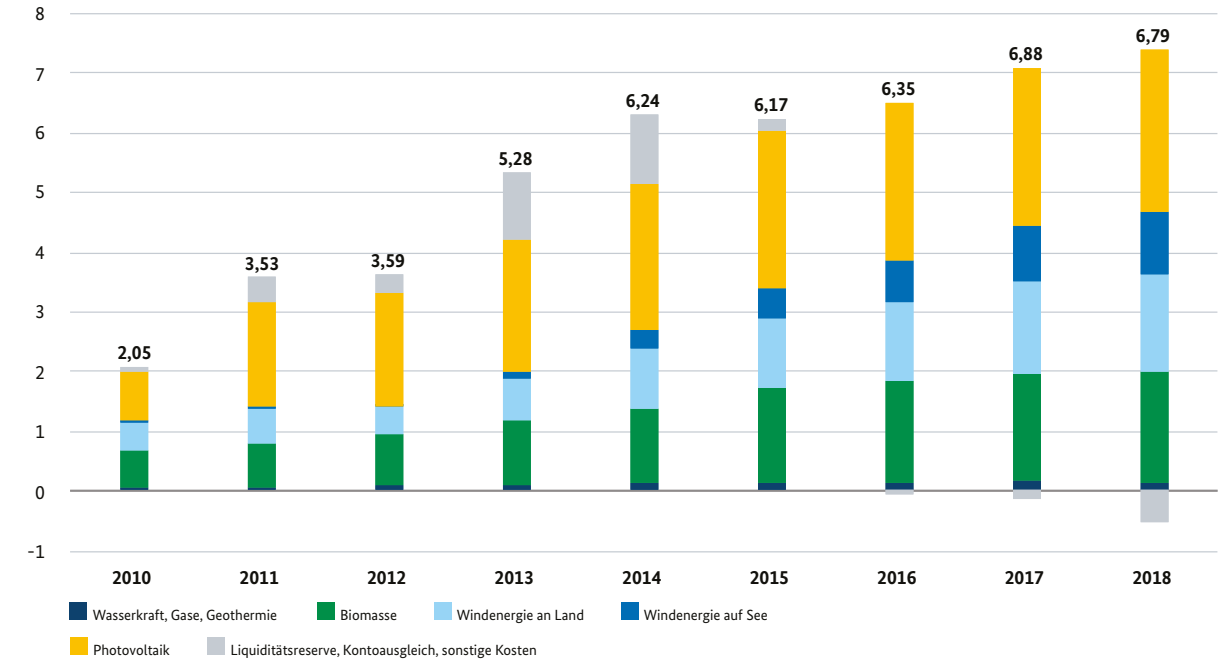
Das Regionalnachweisregister für Strom aus erneuerbaren Energien ist gestartet
Seit Januar 2019 kann jeder Haushalt die Energiewende vor Ort voranbringen. Das neue Regionalnachweisregister ermöglicht die Ausstellung von Regionalnachweisen für Strom aus erneuerbaren Energien. Damit können Endkunden sehen, dass dieser Strom in ihrer Region erzeugt wurde, beispielsweise von der Windenergieanlage nebenan. Mit dem Regionalnachweisregister wird die Energiewende in der Region für Stromkunden greifbar. Stromlieferanten können ihren Produkten ein regionales Gesicht geben. Strom aus der Region steigert die Akzeptanz der Energiewende vor Ort. Bei Verwendung von Regionalnachweisen dürfen Stromversorger nun in ihrer Stromkennzeichnung ausweisen, dass der von ihnen gelieferte EEG-Strom – also aus der EEG-Umlage finanzierter Strom aus erneuerbaren Energien – aus Anlagen in der Region stammt. Durch das Regionalnachweissystem stellt das Umweltbundesamt sicher, dass die regionale Eigenschaft einer aus erneuerbaren Energien erzeugten kWh Strom nur einmal verkauft wird.

an die Betreiber von Erneuerbare-Energie-Anlagen und den Einnahmen aus dem Verkauf des Stroms aus erneuerbaren Energien an der Strombörse. Zwar stiegen 2017 die Preise und Einnahmen an der Strombörse gegenüber dem Vorjahr, jedoch erhöhte sich die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gegenüber den Jahren 2015 und 2016 um rund 16 Prozent und damit auch Zahlungen für Einspeisevergütungen und Marktprämie. Gründe dafür waren einerseits der hohe Zubau bis Jahresende (rund 8 GW), vor allem aber die witterungsbedingt stark erhöhte Stromerzeugung aus Windenergieanlagen Zudem tragen die erneuerbaren Energien wegen ihrer geringen Grenzkosten zur Senkung der Börsenstrompreise bei (so genannter Merit-Order-Effekt). Insgesamt ist der Finanzierungsbedarf nach nur leichtem Anstieg in den Vorjahren (von 21,9 Milliarden Euro in 2015 auf 22,2 Milliarden Euro im Jahr 2016) im Jahr 2017 wieder stärker gestiegen, und zwar auf rund 23,4 Milliarden Euro. Im Jahr 2018 betrug er 25,6 Milliarden Euro (Prognosewert). Die Vergütungen für bestehende erneuerbare Anlagen basieren auf garantierten Vergütungssätzen über bis zu 20 Jahre. Im Falle von Neuanlagen ist im Rahmen der Ausschreibungsergebnisse zu beobachten, dass durch technischen Fortschritt erzielte Kostensenkungspotenziale im wettbewerblichen Verfahren sichtbar werden und dementsprechend die EEG-Vergütungssätze sinken.



Dem Finanzierungsbedarf stehen positive Wirkungen der erneuerbaren Energien gegenüber, wie zum Beispiel vermiedene Emissionen von Treibhausgasen sowie von Luftschadstoffen und daraus resultierend verringerte Gesundheits- und Umweltschäden. Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien konnten im Jahr 2018 rund 184 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente eingespart werden. Außerdem schafft der Ausbau der erneuerbaren Energien gesamtwirtschaftliche Impulse wie die Einsparung fossiler Energieträger, wodurch Energieimporte sinken (siehe Kapitel 3, 8 und 11). Zudem hat die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland über das EEG hinaus auch international zur Technologiekostensenkung im Bereich der erneuerbaren Energien beigetragen (siehe Kapitel 15).

Abbildung 4.7: EEG-Umlage nach Technologiesparten
in ct/kWh



Quelle: BMWi auf Basis der Prognose der ÜNB gem. AusglMechV 15.10.2018

Die EEG-Umlage 2019 beträgt 6,405 ct/kWh. Damit sinkt sie das zweite Jahr infolge und zwar um rund 6 Prozent gegenüber dem Jahr 2018. Seit 2014 liegt die Umlage im Bereich zwischen 6,2 und 6,9 ct/kWh. In den Jahren zuvor stieg sie noch drastisch an (von 3,59 ct/kWh im Jahr 2012 auf 6,24 ct/kWh im Jahr 2014) (siehe Abbildung 4.7). Die EEG-Umlage schleppt einen großen Kostenrucksack aus der Vergangenheit mit sich, nämlich die Vergütung der Bestandsanlagen mit hohen Vergütungssätzen, die wegen Bestands- und Vertrauensschutz nicht veränderbar sind. Neuanlagen benötigen viel niedrigere Vergütungssätze, wodurch sie die EEG-Umlage im Vergleich auf lange Sicht deutlich weniger belasten.

Infolge der EEG-Reformen 2014 und 2017 ist es gelungen, den Anstieg der EEG-Umlage zu begrenzen und gleichzeitig den EE-Ausbau voranzutreiben. Die Kostendynamik in den Jahren davor konnte somit spürbar abgebremst werden. Gleichzeitig ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien um rund 50 Prozent gestiegen.

Darüber hinaus ist der weitere EE-Ausbau deutlich kostengünstiger als der bisherige EE-Ausbau, da die Kosten neuer Wind- und PV-Anlagen tendenziell gefallen sind. Dabei reduziert ein ausgewogener Mix an Wind an Land und auf See sowie PV die Netz- und Systemintegrationskosten und damit letztlich auch die Gesamtkosten (siehe Kapitel 8 und 15).

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich erneuerbare Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

- Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017
- Änderungsgesetz zum EEG 2017
- Mieterstromgesetz
- Energiesammelgesetz (u. a. Umsetzung von Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Photovoltaik)
- Novelle des Marktanreizprogramms von 2015, inklusive Wärmepumpen-Förderung und Ergänzung durch das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) seit 2016 (siehe Kapitel 5 und 6)
- Abgestimmtes Regelungswerk für den Wärmemarkt (siehe Kapitel 5)
- Niedertemperaturwärmenetze mit Saisonal-Wärmespeicher
- Maßnahmen Elektromobilität/Biokraftstoffe/Schienenverkehr (siehe Kapitel 7)



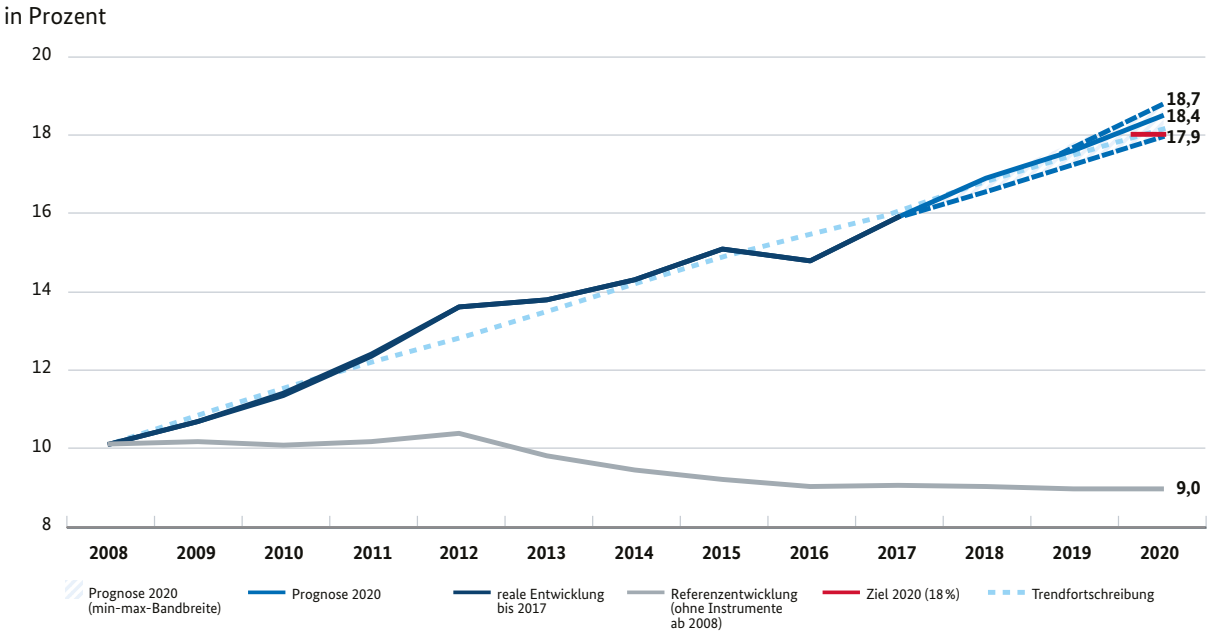
4.3 Ausblick

4.3.1 Ausblick bis 2020

Die aktualisierte Zielarchitektur-Studie (siehe Kapitel 2.2) kommt auf Basis der durchgeführten Analysen zu folgenden Szenarien: Das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 18 Prozent zu erhöhen, wird danach knapp erreicht. Die Studie geht davon aus, dass sich der Anteil bis 2020 auf etwa 18,4 Prozent beläuft (innerhalb einer Bandbreite von 17,9 bis 18,8 Prozent, siehe Abbildung 4.8). Dabei wurde die Wirkung der Maßnahmen im Rahmen der Zielarchitektur berücksichtigt.

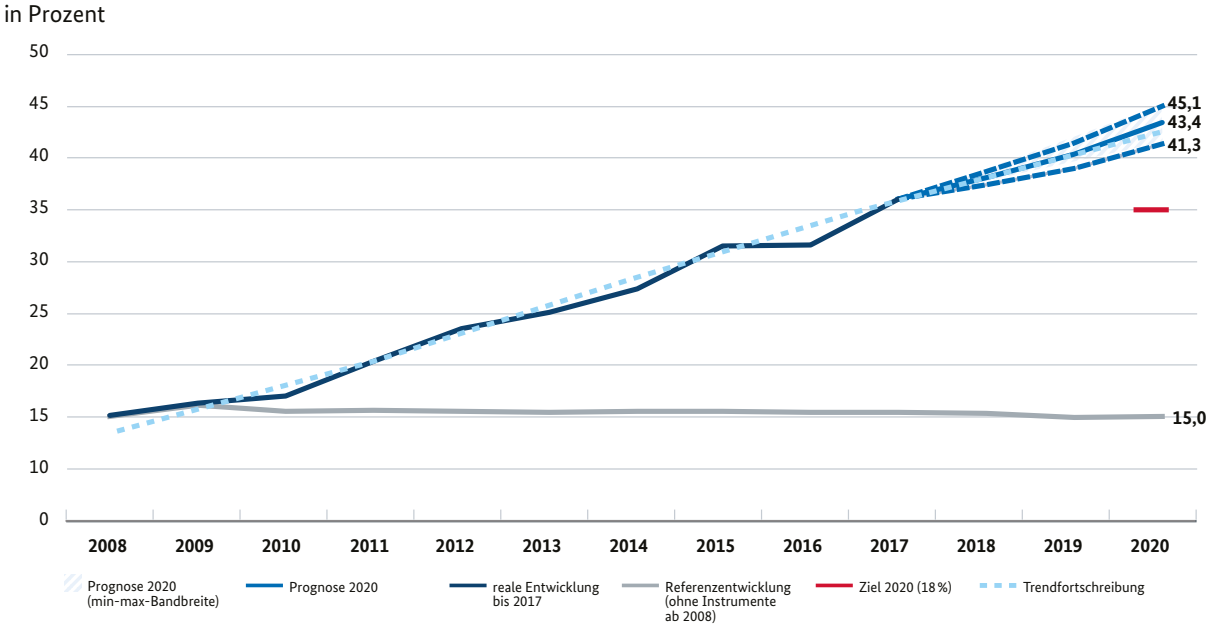
Das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 35 Prozent zu erhöhen, wird laut aktualisierter Zielarchitektur-Studie übererfüllt. Bereits im Jahr 2017 lag der Anteil bei 36 Prozent und die Studie geht davon aus, dass sich der Anteil bis zum Jahr 2020 auf rund 43,4 Prozent beläuft (innerhalb einer Bandbreite von 41,3 bis 45,1 Prozent, siehe Abbildung 4.9). Dabei wurde die Wirkung der Maßnahmen im Rahmen der Zielarchitektur berücksichtigt.

Abbildung 4.8: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch laut aktualisierter Zielarchitektur-Studie



Quelle: Prognos, Fh ISI (2019)

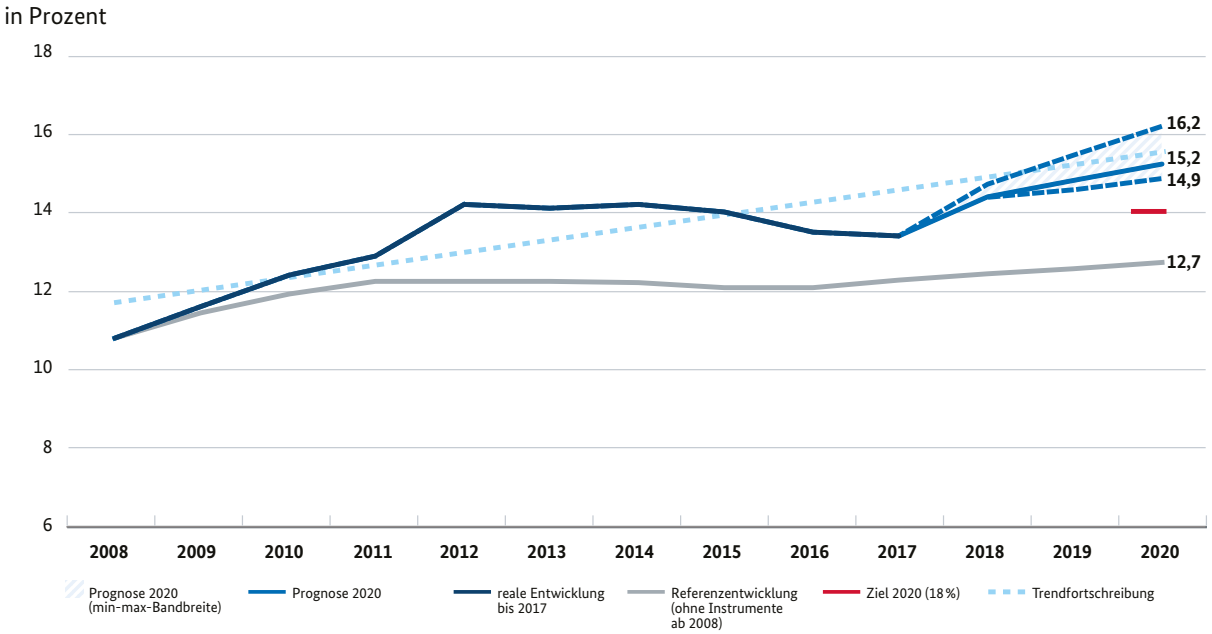
Abbildung 4.9: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch laut aktualisierter Zielarchitektur-Studie



Quelle: Prognos, Fh ISI (2019)

Das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Wärme- und Kälteverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 14 Prozent zu erhöhen, wird laut aktualisierter Zielarchitektur-Studie erfüllt. Bereits im Jahr 2017 lag dieser Wert bei 13,4 Prozent und die Studie geht davon aus, dass sich der Anteil bis 2020 auf rund 15,2 Prozent beläuft (innerhalb einer Bandbreite von 14,9 bis 16,2 Prozent, siehe Abbildung 4.10).

Abbildung 4.10: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärme- und Kälteverbrauch laut aktualisierter Zielarchitektur-Studie

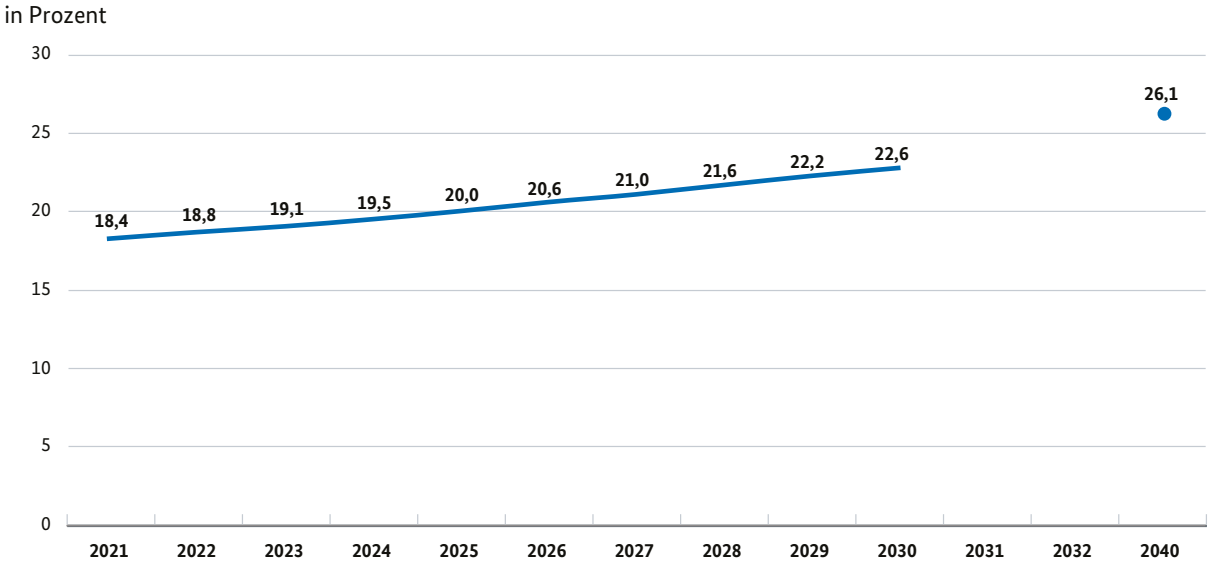


Quelle: Prognos, Fraunhofer ISI, DLR (2019)

4.3.2 Ausblick bis 2030

Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen würden, würde der Erneuerbaren-Anteil am Endenergieverbrauch nach dem NECP-Referenzszenario bis 2030 auf rund 22,6 Prozent steigen. Der ansteigende Trend setzt sich demnach aus den stark ansteigenden Produktionsmengen in der Stromerzeugung, den steigenden Mengen im Endenergieverbrauch und zu einem kleinen Teil den etwas langsamer anwachsenden Mengen in der Fernwärme aus erneuerbaren Energien zusammen. Das Szenario geht dabei davon aus, dass der gesamte Bruttoendenergieverbrauch im selben Zeitraum leicht absinkt. Im Jahr 2040 liegt der Anteil der Erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch im NECP-Referenzszenario bei 26,1 Prozent (siehe Abbildung 4.11).

Abbildung 4.11: Entwicklung des Erneuerbaren-Anteils am Bruttoendenergieverbrauch nach NECP-Referenzszenario bis 2040



Quelle: Prognos, Fh ISI, GWS, iinas (2019)

Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen würden, würde der Erneuerbaren-Anteil am Bruttostromverbrauch nach dem NECP-Referenzszenario bis 2030 auf rund 52,9 Prozent steigen. Danach würde das Ziel des Energiekonzepts (mindestens 50 Prozent bis 2030) erfüllt. Nicht erfüllt würde aber die von der Bundesregierung angestrebte Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils im Stromsektor, um das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel von etwa 65 Prozent bis zum Jahr 2030 zu erreichen. Dieses Ziel steht auch im Kontext der Herausforderungen einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten. Hierfür ist die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze zentral. Ab dem Jahr 2028 sind die Erneuerbaren dem NECP-Referenzszenario zufolge für über die Hälfte der Stromproduktion in Deutschland verantwortlich. Der Anteil steigt demnach langsamer als in den starken Wachstumsjahren von 2008 bis 2015 und wird bis 2040 noch etwas langsamer, aber weiterhin stetig anwachsen. Der gesamte Bruttostromverbrauch sinkt von 2021 bis 2030 in der Referenzentwicklung leicht ab. Im Jahr 2040 liegt der Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch im NECP-Referenzszenario bei 56 Prozent (siehe Abbildung 4.12).

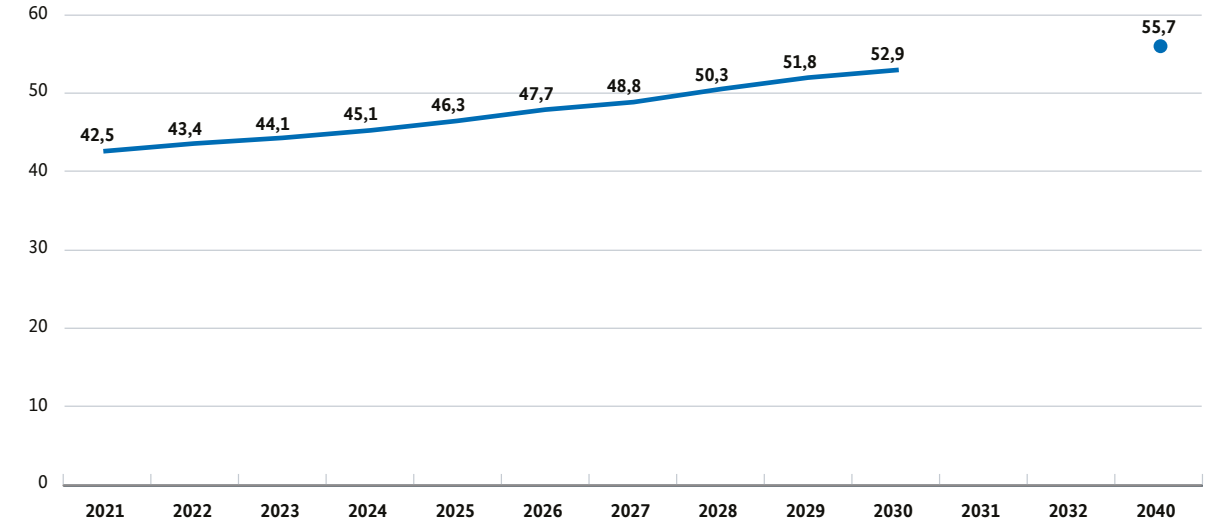
Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen würden, würde der Erneuerbaren-Anteil am Wärme- und Kälteverbrauch nach dem NECP-Referenzszenario bis 2030 auf rund 18,8 Prozent steigen. Dabei geht die Referenzentwicklung von einem nahezu konstanten Wachstum in den Jahren 2021 bis 2030 aus. Die Produktionsmenge von erneuerbarer Energie in der Fernwärme bleibt demnach über denselben Zeithorizont annähernd konstant. Der gesamte Wärmeverbrauch nimmt von 2021 bis 2030 leicht ab und zwar mit durchschnittlich 0,9 Prozent im Jahr. Im Jahr 2040 liegt der Anteil der Erneuerbaren am Wärme- und Kälteverbrauch im NECP-Referenzszenario bei 22,3 Prozent (siehe Abbildung 4.13).

4.3.3 Fazit

Bei den 2020-Zielen für den Erneuerbaren-Anteil am Bruttostrom- und Wärmeverbrauch ist die Energiewende auf Zielkurs, auch wenn in den letzten Jahren (2013 – 2017) im Strombereich ein langsamerer Ausbau der erneuerbaren Energien beobachtet werden konnte. Das 2020-Ziel für den Erneuerbaren-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch wird laut Zielarchitektur-Studie knapp erreicht, weitere Anstrengungen sind erforderlich. Das gilt insbesondere im Hinblick auf die von der Bundesregierung angestrebte Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils im Stromsektor, um das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel von etwa 65 Prozent bis zum Jahr 2030 zu erreichen, entspricht es doch nahezu dem ursprünglich für 2040 vorgesehenen Ziel.

Künftig sind daher zusätzliche Anstrengungen notwendig, um den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor weiter voranzutreiben. Für die Sicherung der Zielstellung entsprechend dem Koalitionsvertrag, bis zum Jahr 2030 den Anteil der erneuerbaren Energien auf 65 Prozent zu steigern, ist ein zielstrebiger, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich. Zudem muss ein wirksamer Bieterwettbewerb stattfinden und dafür Planungssicherheit und ausreichend genehmigte Flächen für Wind und PV zur Verfügung stehen. Für Planungs- und Rechtssicherheit ist die Festlegung der Ausbaupfade für die einzelnen Technologien

Abbildung 4.12: Entwicklung des Erneuerbaren-Anteils am Bruttostromverbrauch nach NECP-Referenzszenario bis 2040
in Prozent



Quelle: Prognos, Fh ISI, GWS, iinas (2019)

zum Erreichen des 65-Prozent-Ziels zentral. Zur Steigerung der Akzeptanz beim Ausbau der erneuerbaren Energien können flankierende Maßnahmen beitragen, wie etwa eine stärkere Beteiligung der Standortkommunen an der Wertschöpfung und die Verbesserung der Möglichkeiten einer Projektbeteiligung von Bürgerinnen und Bürgern, ohne dass dies insgesamt zu Kostensteigerungen beim Ausbau von erneuerbaren Energien führt.

Die Genehmigungen für neue Windenergieanlagen an Land sind seit Jahresbeginn 2017 stark rückläufig. Während im Jahr 2016 Genehmigungen für neue Windenergieanlagen im Umfang von rund 9.400 MW erteilt wurden, waren es in den Jahren 2017 und 2018 rund 1.380 bzw. 1.450 MW. Dies entspricht jeweils nur etwa der Hälfte der jährlichen Bruttoausbauziele gemäß EEG 2017. Diese Entwicklung schlug sich im Jahr 2018 in unterzeichneten Ausschreibungen nieder, so dass vom gesamten Ausschreibungsvolumen in Höhe von 2.710 MW lediglich 2.343 MW vergeben werden konnte (vgl. auch Kapitel 4.2).

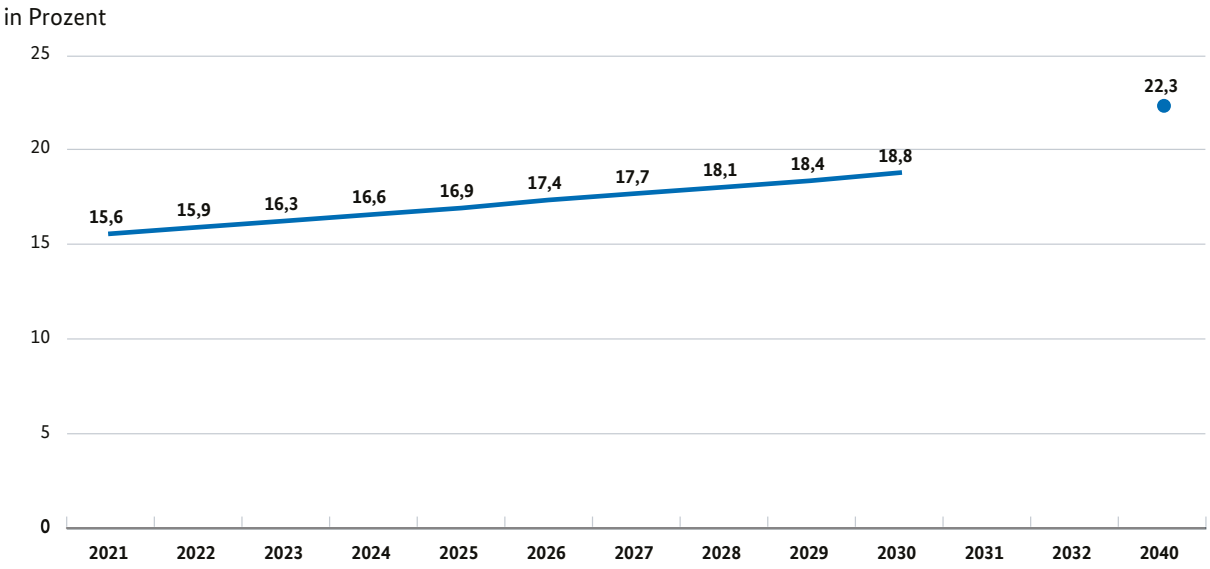
Um das 65-Prozent-Ziel im Jahr 2030 erreichen zu können, ist es erforderlich, weitere Flächen für die Windenergienutzung auszuweisen. Zentrale Voraussetzung für den Ausbau der Windenergie an Land ist die raumplanerische Bereitstellung von Flächen. Deutschlandweit ist aktuell rund ein Prozent der Landesfläche für die Nutzung der Windenergie vorgesehen. Auf mehr als der Hälfte dieser Fläche sind bereits Windenergieanlagen vorhanden. Im Rahmen des Repowering wird geprüft werden, ob diese Flächen weiter für Windenergie genutzt werden können. Auf der übrigen Fläche stehen in vielen Fällen mangelnde Akzeptanz oder genehmigungsrechtliche Hindernisse (bspw. Belange des Naturschutzes, der Luftfahrt oder des Militärs) einer Errichtung von Windenergieanlagen entgegen. Die Hemmnisse für eine weitere Flächenausweisung werden daher analysiert und sollen abgebaut werden.

Für den Ausbau der Photovoltaik sind ausreichend Potenziale auf Dächern und Freiflächen vorhanden. Nach dem Wissenschaftlichen Gesamtbericht zum EEG-Erfahrungsbericht 2018 nutzt der derzeitige Solar-Dachflächenbestand von circa 30 GW das Potenzial für die Solarenergie zu 10 Prozent. „Damit wird deutlich, dass auch unter Berücksichtigung des Flächenbedarfs für bestehende und künftige Solarthermieanlagen und schätzungsbedingter Unsicherheiten ein hohes Potenzial nutzbarer Flächen für einen weiteren Ausbau von Solar-Dachanlagen vorhanden ist“ (S. 10 des Wissenschaftlichen Gesamtberichts).

4.4 Schlussfolgerungen

Ein zielstrebiger, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien ist gemäß Koalitionsvertrag eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und Klimaschutzpolitik. Die Bundesregierung strebt – insbesondere im Kontext der Herausforderungen einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten – eine Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils im Stromsektor an, um das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel von etwa 65 Prozent bis zum Jahr 2030 zu erreichen. Hierfür ist die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze zentral. Eine Erhöhung

Abbildung 4.13: Entwicklung des Erneuerbaren-Anteils am Wärme- und Kälteverbrauch nach NECP-Referenzszenario bis 2040



Quelle: Prognos, Fh ISI, GWS, iinas (2019)



des Erneuerbaren-Ausbaus ist nicht zuletzt erforderlich, um den Kohlestrom zu ersetzen und den zusätzlichen Strombedarf zu decken, damit die Klimaschutzziele im Verkehr, in Gebäuden und in der Industrie erreicht werden können.

Die Bundesregierung hält weiter an einem konsequenten Ausbau der erneuerbaren Energien fest. Um über Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz bei der Windkraft an Land zu beraten, wurde eine Arbeitsgruppe der Koalitionsfraktionen eingesetzt (siehe oben). Auf deren Basis sowie der Ergebnisse der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (siehe Kapitel 1) und der weiteren Entwicklung beim Netzausbau wird bis Herbst 2019 über konkrete Akzeptanzmaßnahmen und über Förderbedingungen sowie die weiteren Ausbaupfade für erneuerbare Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2030 entschieden, um das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel von etwa 65 Prozent erneuerbare Energien zu erreichen. In einer dreijährigen Pilotphase (2019 – 2021) sammelt die Bundesregierung überdies Erfahrungen mit technologieübergreifenden Ausschreibungen.

Weitere Schritte bei der Umsetzung der Energiewende bauen zunehmend auf eine integrierte Entwicklung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Auch in den nächsten Jahren ist von einer steigenden Bedeutung der Erneuerbaren in allen drei Sektoren auszugehen. Neben der Steigerung der Energieeffizienz und dem Ausbau der erneuerbaren Energien wird auch die Interaktion zwischen den Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr und Gebäude (Sektorkopplung) zunehmen. Die Bundesregierung wird die für das Erreichen der Energie- und Klimaziele unabdingbare Wärmewende vorantreiben (siehe Kapitel 13).

Um das Energiesystem bis zum Jahr 2050 fast vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen, werden innovative technologische Lösungen und neue Geschäftsmodelle einen wichtigen Beitrag für die effiziente Umsetzung der Energiewende leisten müssen. Dazu gilt es, in verstärktem Maße privates Kapital zu mobilisieren. Marktprozesse nutzen das dezentrale Wissen der Akteure bestmöglich und sorgen dafür, dass neues Wissen entdeckt wird. So können technologie- und sektorübergreifend die effizientesten Lösungen gefunden werden.


6 am
3 pm
on

5 Energieverbrauch und Energieeffizienz

Wo stehen wir?

Der Primärenergieverbrauch ist im Jahr 2017 leicht um 0,8 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Zu diesem Anstieg trug vor allem das gute Wirtschaftswachstum bei.

Im Jahr 2018 sank der Primärenergieverbrauch nach einer Schätzung um 4,6 Prozent. Hierzu trugen insbesondere deutlich gestiegene Energiepreise, die außergewöhnlich milde Witterung und ein starker Anstieg der Energieproduktivität bei.

Die Maßnahmen des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) und der energiepolitischen Beschlüsse vom 1. Juli 2015 tragen mit den erzielten Energie- und Treibhausgaseinsparungen zum Klimaschutz bei.

Was ist neu?

Das Pilotprogramm Einsparzähler wurde in 2018 novelliert und bis zum Jahr 2022 verlängert und das Fördervolumen auf insgesamt 160 Millionen Euro aufgestockt. Die neue Förderbekanntmachung ist Anfang 2019 in Kraft getreten. Im Rahmen der Förderstrategie „Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien“ wurden die Industrieförderprogramme gebündelt und adressatenorientierter gestaltet. Im Januar 2019 ist das neue Programm Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft gestartet. Im April 2019 ging darüber hinaus auch der BMWi-Wettbewerb Energieeffizienz an den Start.

Wie geht es weiter?

Die aktualisierte Zielarchitektur-Studie geht davon aus, dass die Ziele, bis zum Jahr 2020 den Primärenergieverbrauch um 20 Prozent bzw. den Bruttostromverbrauch um 10 Prozent zu senken, deutlich verfehlt bzw. verfehlt werden.

Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen würden, würden der Primärenergieverbrauch nach dem NECP-Referenzszenario im Jahr 2030 bei 11.364 PJ und der Bruttostromverbrauch bei 575 TWh liegen.

Der Handlungsbedarf bleibt daher sehr hoch, den Primärenergieverbrauch bis 2030 zu reduzieren.

Die Förderstrategie und das entwickelte „Zielfoto Effizienzförderung 2020“ werden weiter konsequent umgesetzt. Die Antragsverfahren werden kundenfreundlicher gestaltet und das Informationsangebot verbessert, um die Effizienz und Effektivität der Förderung weiter zu erhöhen.

Die Bundesregierung plant eine sektorenübergreifende Energieeffizienzstrategie zu verabschieden. Diese soll konkrete Maßnahmen enthalten, um die Vorgaben des Energiekonzepts und den deutschen Beitrag zum EU-Energieeffizienzziel für das Jahr 2030 zu erreichen. Dafür soll die Strategie ein konkretes Maßnahmenpaket für die Dekade 2021 – 2030 (NAPE 2.0) bündeln.

	2017	2020	2030	2040	2050
Effizienz und Verbrauch					
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-5,5 %	-20 % →			-50 %
Endenergieproduktivität (2008–2050)	1,0 % pro Jahr (2008–2017)	2,1 % pro Jahr (2008–2050)			
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-3,3 %	-10 % →			-25 %

5.1 Ausgangslage

5.1.1 Primärenergieverbrauch und Primärenergieproduktivität

Der Primärenergieverbrauch ist 2017 gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen. Im Jahr 2017 lag der Primärenergieverbrauch bei 13.594 PJ und damit 0,8 Prozent über dem Vorjahreswert (siehe Abbildung 5.1). Beigetragen haben dazu insbesondere das gute Wirtschaftswachstum von 2,2 Prozent sowie ein Zuwachs der Bevölkerung um rund 308.000 Personen. Bereinigt um Witterungs- und Lagerstandseffekte lag der Primärenergieverbrauch im Jahr 2017 bei 1,1 Prozent über dem Vorjahresniveau. Den verbrauchssteigernden Effekten der Konjunktur sowie des Bevölkerungswachstums konnten also nur teilweise durch die Steigerung der Energieeffizienz entgegengewirkt werden.

Die Nachfrage nach erneuerbaren Energien und Erdgas ist auch im Jahr 2017 wieder deutlich gestiegen. Auch Mineralöl wurde stärker nachgefragt. Dagegen ging der Verbrauch von Stein- und Braunkohle sowie von Kernenergie erneut zurück. Zu dem Anstieg der erneuerbaren Energien trugen neben dem weiteren Zubau an Kapazitäten auch die günstigen Windverhältnisse bei. Hauptursache für den Zuwachs bei Erdgas war die weiter gestiegene Bedeutung dieses Energieträgers in der Strom- und Wärmeerzeugung.

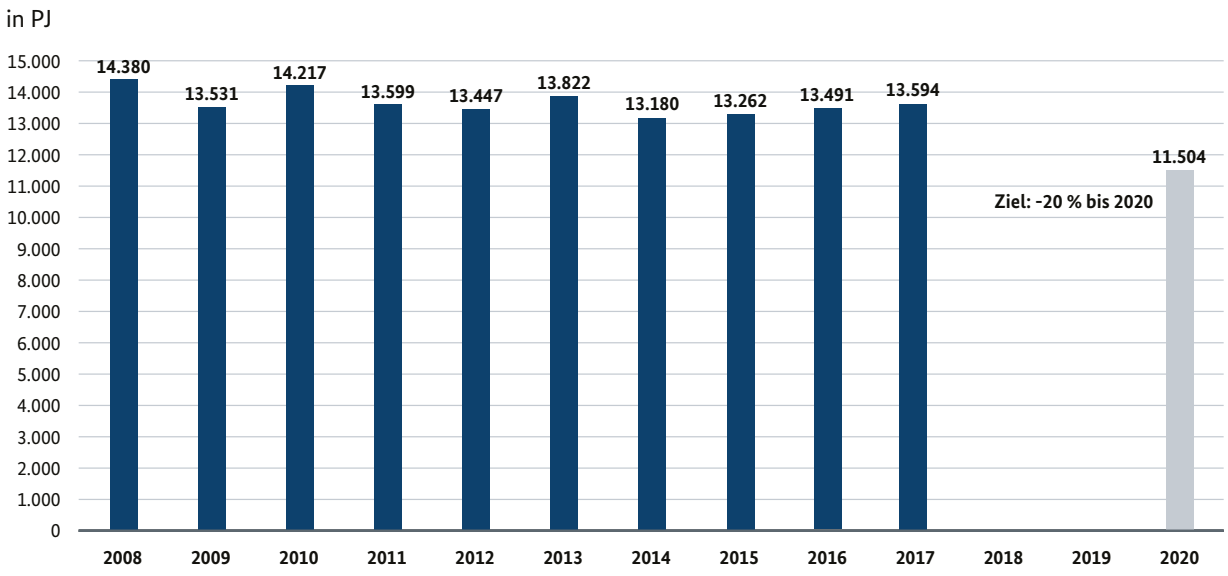
Gegenüber dem Bezugsjahr 2008 hat sich der Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017 insgesamt um 5,5 Prozent verringert. Um das Reduktionsziel für den Primärenergieverbrauch bis 2020 noch zu erreichen, müsste der Primärenergieverbrauch gegenüber dem Niveau von 2017 noch um rund 14,5 Prozentpunkte zurückgehen. In absoluten Zahlen entspräche dies rund 2.090 PJ, also etwa dem gesamten deutschen Stromverbrauch eines Jahres. Einen solchen Rückgang bis 2020 zu erreichen, ist unwahrscheinlich.

Im Jahr 2018 ist der Primärenergieverbrauch nach einer Schätzung gegenüber dem Vorjahr deutlich gesunken und zwar um 4,6 Prozent. Dies geht aus dem Jahresbericht der AGEB (2019b) hervor. Damit ging der deutsche Energieverbrauch erstmals seit 2014 wieder zurück und lag auf dem niedrigsten Niveau seit 1972. Der Rückgang des Energieverbrauchs kann vor allem auf die deutlich gestiegenen Energiepreise, die außergewöhnlich milde Witterung sowie einen starken Anstieg der Energieproduktivität zurückgeführt werden.

Zentral ist neben dem absoluten Energieverbrauch auch, wie effizient eine Volkswirtschaft mit der Ressource Energie umgeht. Ein Maß dafür ist die Energieproduktivität. Um diese zu berechnen, wird die volkswirtschaftliche Leistung eines Landes (z. B. Bruttoinlandsprodukt oder Bruttowert-

Abbildung 5.1: Zielsteckbrief: Reduktion des Primärenergieverbrauchs

Ziel 2020	Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 Prozent (ggü. 2008)
Stand 2017	-5,5 Prozent



Quelle: AGEB 08/2018

Trend	●●○○○
Maßnahmen	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz und weitere bestehende Energieeffizienzprogramme

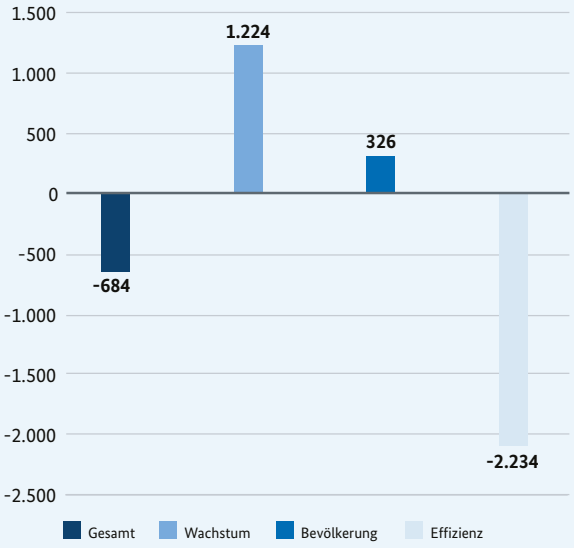
Einflussfaktoren des Energieverbrauchs

Die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs lassen sich auf unterschiedliche Einflussfaktoren zurückführen. Die wichtigsten Determinanten sind neben der Witterung die Entwicklung der Bevölkerung (demographische Komponente), die Veränderung des Bruttoinlandsprodukts (Wachstumskomponente) und die gesamtwirtschaftliche Energieintensität (Energieintensitätskomponente). Mithilfe einer Komponentenzerlegung etwa nach der Methode von Sun (1998) können Aussagen über die Beiträge der einzelnen Einflussfaktoren zur Entwicklung des Primärenergieverbrauchs getroffen werden. Die einzelnen Beiträge quantifizieren die Veränderung des Gesamtenergieverbrauchs, die sich theoretisch ergäbe, wenn sich nur eine der Komponenten verändern würde, während alle übrigen Faktoren konstant gehalten werden.

Im Ergebnis ist der Gesamtrückgang beim temperaturbereinigten Primärenergieverbrauch zwischen 2008 und 2017 um 684 PJ maßgeblich auf die Verbesserung der Energieintensität zurückzuführen. Im Gegensatz dazu wirkte sich die positive Wirtschaftsentwicklung in diesem Zeitraum verbrauchssteigernd auf den Energieverbrauch aus. Auch das Bevölkerungswachstum, das im betrachteten Zeitraum von 2008 bis 2017 insgesamt rund 1,9 Millionen Personen betrug, führte für sich genommen zu einer leichten Erhöhung des Energieverbrauchs. Die Komponentenzerlegung gibt Anhaltspunkte dafür, dass Effizienzsteigerungen im Zeitraum von 2008 bis 2017 verbrauchserhöhende Effekte wie steigende Pro-Kopf-Einkommen und wachsende Bevölkerung überkompensieren konnten. Dies wird auch durch die Berechnungsergebnisse der Europäischen Kommission für die einzelnen Verbrauchssektoren in den Jahren 2005 – 2015 bestätigt (KOM-1). So zeigen diese Ergebnisse, dass im Industriesektor sowie im Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) der Anstieg des Endenergieverbrauchs von 2005 bis 2015 insbesondere auf gestiegene Wirtschaftsaktivitäten zurückgeführt werden kann. Aus den Ergebnissen der EU-Kommission geht auch hervor, dass eine Verbesserung der Energieintensität im Industrie- und GHD-Sektor und eine geringfügige Verlagerung zu weniger energieintensiven Prozessen (struktureller Effekt) im gleichen Zeitraum einem Verbrauchsanstieg entgegengewirkt haben.

Abbildung 5.2: Komponenten der Veränderung des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 2008 bis 2017

in PJ



Quelle: BMWi, eigene Darstellung auf Basis von AGEB 01/2019



schöpfung) ins Verhältnis zum Energieverbrauch gesetzt. Somit gibt die Energieproduktivität den Wert der Güter und Dienstleistungen an, die mit einer Einheit Energie erzeugt werden können.

Die Primärenergieproduktivität ist gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Im Jahr 2017 konnten gegenüber dem Vorjahr mit demselben Energieeinsatz 1,4 Prozent mehr Produkte und Dienstleistungen erzeugt werden (siehe untere Kurve in Abbildung 5.3). Bereinigt um Witterungseffekte sowie um Änderungen der Lagerbestände lag der Anstieg bei 1,1 Prozent.

5.1.2 Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch ist gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Endenergie ist der Teil der Primärenergie, der den Verbrauchern nach Abzug von Übertragungs- und Umwandlungsverlusten sowie des nichtenergetischen Verbrauchs zur Verfügung steht. Im Jahr 2017 lag der Endenergieverbrauch bei 9.329 PJ, ein Anstieg um 2,8 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Bereinigt um Temperatur- und Lagerstandseffekte lag der Endenergieverbrauch im Jahr 2017 um 3,3 Prozent über dem Vorjahreswert. Differenziert nach Sektoren, war der unbereinigte Verbrauchsanstieg in der Industrie mit 3,5 Prozent am höchsten, vor dem Gewerbe- und Dienstleistungssektor mit 3,4 und dem Verkehr mit 2,4 Prozent. Die Haushalte verbrauchten 2,2 Prozent mehr Endenergie als im Vorjahr.

Betrachtet man die einzelnen Energieträger, so war der Anstieg des Verbrauchs von Heizöl mit 7,8 Prozent am deutlichsten. Der Verbräuche von Gas und Braunkohle stiegen jeweils um 5,4 bzw. 4,0 Prozent. Kaum verändert haben sich dagegen der Verbrauch von Strom und Fernwärme. Kraftstoffe erfuhren einen Anstieg um 2,6 Prozent.

Die Endenergieproduktivität ist im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken. Das Energiekonzept der Bundesregierung bezieht das Effizienzziel auch auf die Endenergieproduktivität, also auf das reale Bruttoinlandsprodukt pro Einheit Endenergieverbrauch. Im Jahr 2017 lag die Endenergieproduktivität bei 314,4 Euro/GJ gegenüber 316,4 Euro/GJ im Vorjahr (siehe obere Kurve in Abbildung 5.3).

Zwischen 2008 und 2017 hat sich die Endenergieproduktivität jährlich um durchschnittlich 1,0 Prozent verbessert, was deutlich unter der Zielvorgabe von jährlich 2,1 Prozent liegt. Um die Zielvorgabevorgabe des Energiekonzepts für die Endenergieproduktivität zu erreichen, müsste sie sich in den drei Jahren zwischen dem Berichtsjahr 2017 und dem Zieljahr 2020 um durchschnittlich 5,4 Prozent im Jahr verbessern. Eine solche Beschleunigung ist unwahrschein-

Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz im Bereich Energieeffizienz

Gerade im Bereich der Energieeffizienz gibt es vielfältige Möglichkeiten für Bürger, Unternehmen und Kommunen, die Energiewende aktiv mitzugestalten und von ihr zu profitieren. Dazu stellt die Bundesregierung für Unternehmen, Kommunen und private Haushalte hohe finanzielle Fördermittel zu Verfügung. So stehen dem BMWi zwischen 2016 und 2020 für alle laufenden und neuen Effizienzmaßnahmen insgesamt rund 17 Milliarden Euro zur Verfügung. Hiervon stehen zur Umsetzung der Maßnahmen des NAPE Mittel von insgesamt rund 2,5 Milliarden Euro für die Jahre 2016 bis 2020 zur Verfügung. Schon kleinere Maßnahmen z. B. im Gebäudebereich, für die es Investitionszuschüsse oder Darlehen gibt, können sich durch die damit erreichte Energieeinsparung finanziell lohnen.

Die Informations- und Aktivierungskampagne „Deutschland macht's effizient" informiert alle gesellschaftlichen Akteure über das Gemeinschaftsprojekt Energiewende und trägt insbesondere dazu bei, von der Notwendigkeit eines noch effizienteren Einsatzes von Energie zu überzeugen. Die Kampagne richtet sich gleichermaßen an private Haushalte, Unternehmen sowie öffentliche Einrichtungen und bindet alle Akteure im Rahmen des Stakeholder-Dialogs ein. Darüber hinaus werden über die „Plattform Energieeffizienz" alle interessierten Kreise und Beteiligten an den politischen Prozessen zur Energieeffizienzpolitik in einem transparenten kontinuierlichen Verfahren beteiligt.

Verbraucherinnen und Verbraucher tragen zum Beispiel zur Energiewende bei, indem sie sich beim Kauf neuer Geräte für besonders energieeffiziente Modelle entscheiden. Mit dem EU-Energielabel besteht ein erfolgreiches Instrument, das komplexe technische Fragen der Energieeffizienz von Produkten zu aussagekräftigen und leicht erfassbaren Informationen zusammenführt. Indem es Produkte über die bekannte Effizienzskala von grün für „hocheffizient" bis rot für „wenig effizient" für die Kaufentscheidung vergleichbar macht, schafft das Label Transparenz. Gleichzeitig wird ein Wettbewerb unter den Herstellern um die effizientesten Produkte geschaffen. Um die Aussagekraft des EU-Energielabels weiter zu steigern, hat die Europäische Kommission in Abstimmung mit den Mitgliedstaaten bis Januar 2019 für die ersten sechs Produktgruppen (Kühlgeräte, Beleuchtung, TV und Displays, Geschirrspüler und Waschmaschinen sowie Kühlschränke mit Verkaufsfunktion) eine Rückkehr zur A-G-Skala beschlossen.

lich. Ziel ist und bleibt jedoch, das reale Bruttoinlandsprodukt mit einem möglichst geringen Endenergieeinsatz zu produzieren und unnötigen Energieverbrauch zu vermeiden. Aus diesem Grund müssen Unternehmen, Haushalte und der öffentliche Sektor weiterhin ihr Augenmerk auf den effizienten Umgang mit Energieressourcen legen.

5.1.3 Stromverbrauch und Stromeffizienz

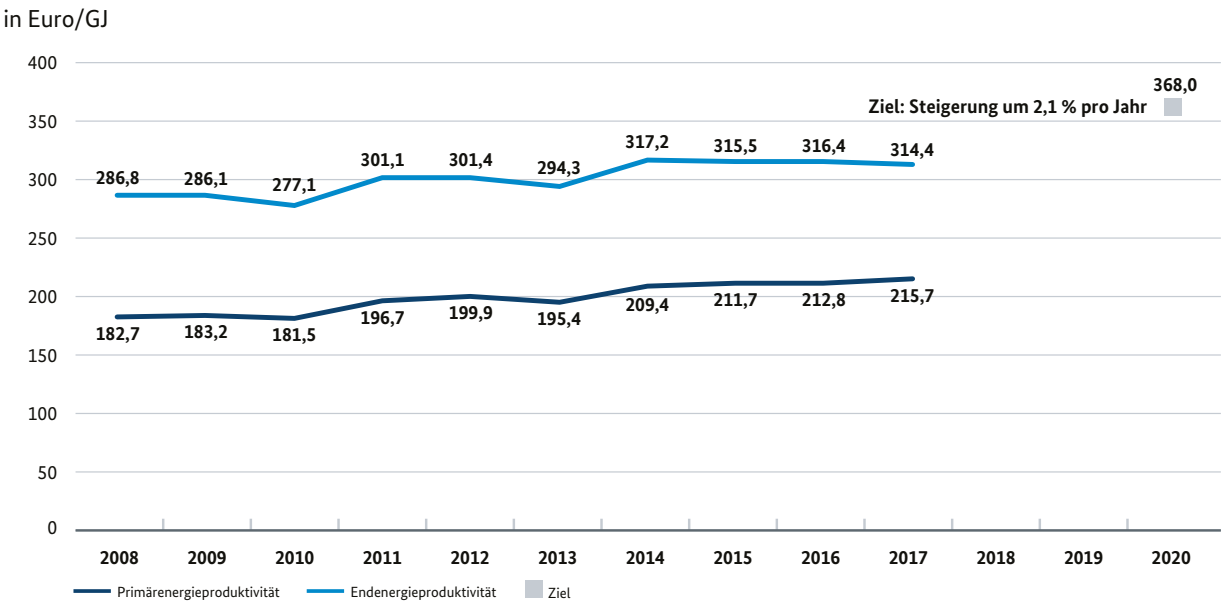
Der Bruttostromverbrauch ist im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr leicht um 0,3 Prozent gestiegen. Der Bruttostromverbrauch gibt die im Inland verbrauchte Strommenge wieder. Er lag im Jahr 2017 bei rund 598 TWh (siehe Abbildung 5.4). Effizienzgewinne konnten die verbrauchssteigernden Faktoren, also das gute Wirtschaftswachstum und den Bevölkerungsanstieg, somit nicht vollständig kompensieren.

Zwischen 2008 und 2017 hat sich der Bruttostromverbrauch um rund 3,3 Prozent verringert. Das Ziel ist, den Bruttostromverbrauch um 10 Prozent bis 2020 (ggü. 2008) zu senken. Um dieses Ziel zu erreichen müsste der Verbrauch in den verbleibenden Jahren zwischen dem Berichtsjahr 2017 und dem Zieljahr 2020 um weitere 6,9 Prozentpunkte bzw. rund 42 TWh zurückgehen. Dies ist mehr als die jährliche Stromproduktion von vier Kernkraftwerken. Dabei ist auch zu berücksichtigen: Um in den Bereichen Wärme und Verkehr die Dekarbonisierung weiter voranzutreiben, soll dort im Rahmen der Sektorkopplung zunehmend erneuerbar erzeugter Strom auf effiziente Weise eingesetzt werden. Dadurch entstehen neue Stromverbraucher. Damit der zusätzliche Bedarf an erneuerbarem Strom jedoch so gering wie möglich gehalten werden kann, sollen bei der Sektorkopplung grundsätzlich die Technologien verwendet werden, die Strom effizient in Wärme, Kälte oder Antrieb umwandeln und somit mit wenig erneuerbarem Strom möglichst viele Brennstoffe ersetzen (siehe Kapitel 13).

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität hat sich auch im Jahr 2017 weiter verbessert. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität stellt das reale Bruttoinlandsprodukt bezogen auf den gesamten Bruttostromverbrauch dar und ist somit ein Maß dafür, wie effizient Strom in einer Volkswirtschaft eingesetzt wird. Sie verzeichnete im Jahr 2017 einen Anstieg gegenüber dem Vorjahr um 1,7 Prozent. Bereits seit den 1990er Jahren besteht ein Trend zur zunehmenden Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Entwicklung des Stromverbrauchs. Im Jahr 2017 lag die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität rund 38 Prozent über dem Niveau von 1990. Durchschnittlich stieg sie in diesem Zeitraum jedes Jahr um rund 1,2 Prozent.

Abbildung 5.3: Zielsteckbrief: Energieproduktivität

Ziel 2020	Erhöhung der Endenergieproduktivität um 2,1 Prozent pro Jahr
Stand 2017	1,0 Prozent jährlich seit 2008

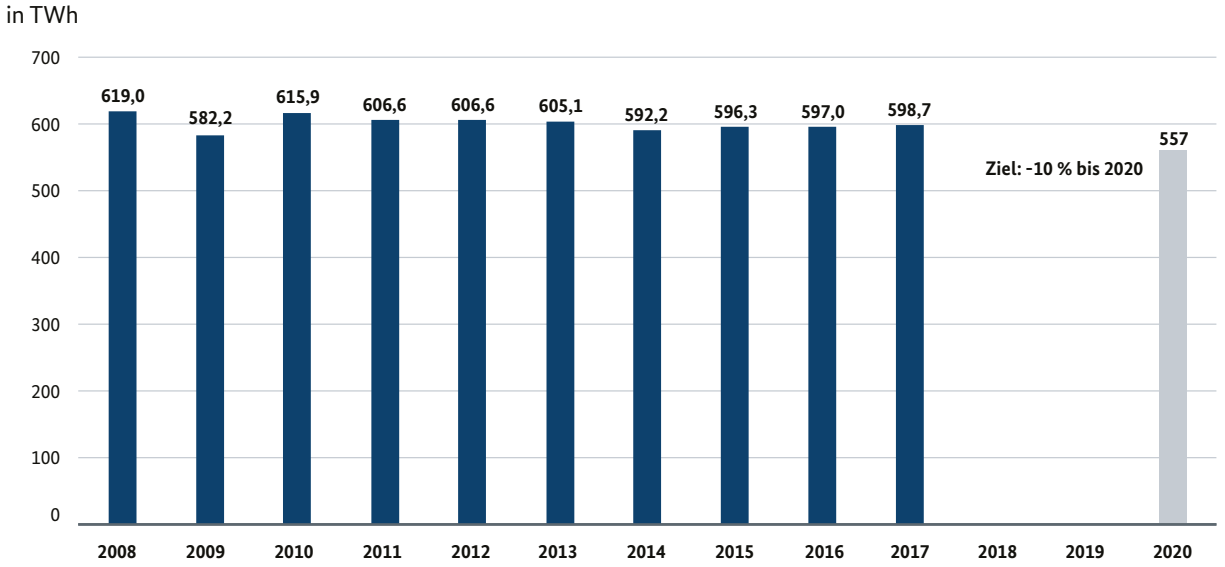


Quelle: AGEB 01/2019

Trend	●●○○○
Maßnahmen	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz

Abbildung 5.4: Zielsteckbrief: Stromverbrauch

Ziel 2020	Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 10 Prozent bis 2020 (ggü. 2008)
Stand 2017	-3,3 Prozent



Quelle: AGEB 08/2018

Trend	●●○○○
Maßnahmen	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz

5.2 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Um die Energieeffizienz zu steigern, hat die Bundesregierung mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) bereits im Jahr 2014 eine umfassende Strategie auf den Weg gebracht. Der NAPE definiert Sofortmaßnahmen und weiterführende Arbeitsprozesse, um die nationalen Effizienz- und Klimaschutzziele zu erreichen. Der NAPE leistet auch einen signifikanten Beitrag zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020.

Die wichtigsten Handlungsfelder der Energieeffizienzpolitik sind:

- Voranbringen der Energieeffizienz im Gebäudebereich
- Etablieren der Energieeffizienz als Rendite- und Geschäftsmodell
- Erhöhen der Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz

Für diese Handlungsfelder definiert der NAPE sektorübergreifende Maßnahmen, mit denen der Energieverbrauch auf der Nachfrageseite gesenkt werden kann. Das Ziel war, durch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Zusammenhang des NAPE insgesamt 390 bis 460 PJ Primärenergie bis zum Jahr 2020 einzusparen.

Programme auf Grundlage der Beschlüsse der Parteivorsitzenden der Koalition aus CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015 ergänzen den NAPE. Damit sollten bis zum Jahr 2020 zusätzlich 5,5 Millionen t CO_2 durch Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebereich, in den Kommunen, in der Industrie sowie bei der Deutschen Bahn AG eingespart werden.

Seit Januar 2019 erfolgt die Finanzierung der Energieeffizienz weitestgehend aus dem „Energie- und Klimafonds" (EKF). Die Energieeffizienzmaßnahmen wurden bislang zum Großteil aus dem Sondervermögen EKF und im Übrigen aus dem allgemeinen Bundeshaushalt finanziert. Mit dem Bundeshaushalt 2019 wurden alle Energieeffizienzmaßnahmen des BMWi in den EKF überführt und werden dort neu strukturiert. Der EKF wird aus den Erlösen der Versteigerung der Emissionshandelszertifikate sowie einem Bundeszuschuss gespeist. Er verfügt daneben über eine Rücklage. Der EKF hatte im Jahr 2018 ein Gesamtvolumen von rund sechs Milliarden Euro. Für die Förderung von Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien stehen im Zeitraum 2016 bis 2020 insgesamt rund 17 Milliarden Euro zur Verfügung.

Im Jahr 2017 wurden mit den NAPE-Maßnahmen, für die entsprechende Einsparwerte belastbar quantifizierbar sind, rund 15 Millionen t CO_2 bzw. rund 196 PJ Primärenergieeinsparung eingespart. Diese im Jahr 2017 erzielten Einspa-

rungen berücksichtigen sowohl neue Einsparungen aus Effizienzmaßnahmen, die im Jahr 2017 durchgeführt wurden, als auch Einsparungen im Jahr 2017, die sich aus durchgeführten Effizienzmaßnahmen in den Vorjahren ergeben (so genannte NAPE-Logik). Neue Einsparungen, also die im Jahr 2017 neu eingespart wurden, belaufen sich auf 49 PJ Primärenergieeinsparungen. Ein direkter Vergleich mit den prognostizierten Wirkungen des NAPE ist nicht möglich, da hier teilweise nur die Aufstockung einzelner Programme berücksichtigt wurde. Änderungen ergaben sich bei manchen Maßnahmen bezüglich der erzielten Einsparungen im Jahr 2016 und der Vorjahre aufgrund von nun vorliegenden Evaluierungsergebnissen (siehe oben) oder aufgrund neuer Datenerkenntnisse.

Die direkte und indirekte Einsparwirkung von Energieeffizienzinstrumenten ist teilweise nicht einfach zu quantifizieren. Insbesondere ist schwer zu messen, wie sich Informationsangebote auf das tatsächliche Handeln der Akteure auswirken. Hinzu kommt, dass Informations- und Beratungsmaßnahmen ihre Wirkung oftmals erst mittelbar entfalten, indem sie z. B. andere Maßnahmen flankieren oder tatsächliche Energieeffizienzinvestitionen im Nachgang aktivieren. Erhebliche methodische Schwierigkeiten und verschiedene methodische Ansätze bestehen auch bei der Quantifizierung von Mitnahme-, Multiplikatoren- und Überlappungseffekten. Überlappungseffekte, also Doppelzählungen von Einsparung, sind zu vermeiden. Sie können entstehen, wenn eine eingesparte Einheit Energie sowohl der mittelbaren Wirkung einer Informations- und Aktivierungsmaßnahme als auch der unmittelbaren Wirkung eines Förderprogramms (z. B. Dämmung des Gebäudes) zugeschrieben wird.

Es ist davon auszugehen, dass sich die Wirkungen der neuen Instrumente im Laufe ihrer jeweiligen Programmlaufzeiten weiter verstärken werden. Insofern stellen die in Tabelle 5.1 aufgeführten Summenwerte der bislang quantifizierbaren Maßnahmenwirkungen keine repräsentativen Anteile für die Gesamtwirkung des NAPE bis zum Jahr 2020 dar. Präzisere Aussagen zu den NAPE-Wirkungen werden erst in den Folgejahren auf Basis der laufenden Programmevaluierungen getroffen werden können. Eine umfassende Evaluierung des Energieeffizienzfonds, der insgesamt knapp 20 Maßnahmen (zum Teil auch NAPE-Maßnahmen), v. a. aus dem Industriebereich, enthält, wurde im Jahr 2018 abgeschlossen. Der Evaluierungszeitraum reicht von 2011 bis 2017. In dieser Zeit wurde die Einsparung von Treibhausgasemissionen in einem Umfang von 16 Millionen Tonnen angestoßen. Die Energieeinsparungen, die allein durch im Jahr 2017 umgesetzte Maßnahmen realisiert wurden, führen zu THG-Minderungen von rund 1,2 Millionen Tonnen CO_2. Die Evaluierung bestätigt, dass sich Energieeffizienz lohnt: die geförderten Maßnahmen werden im Evaluierungszeitraum zu Energiekosteneinsparungen in Höhe von rund 235 Millionen Euro jährlich führen; über die Lebensdauer der geförderten Maßnahmen betrachtet betragen die Kosteneinsparungen mehr als drei Milliarden Euro. Durch die Förderung wurden bis Ende 2017 bereits private Investitionen in einem Umfang von mehr als zwei Milliarden Euro angereizt. Dies belegt eindrucksvoll den gesamtwirtschaftlichen Effekt der Energieeffizienzförderung.

Das Monitoring aller Effizienzmaßnahmen wird stetig weiter verbessert. Hierzu wird, aufbauend auf den Erfahrungen der Evaluierung des Energieeffizienzfonds, eine einheitliche Methodik zur Evaluierung sämtlicher Effizienzmaßnahmen aktuell entwickelt.

Um die Wirksamkeit und Effizienz der Förderprogramme weiter zu erhöhen, hat das BMWi die Förderstrategie „Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien" gestartet und die Beratungs- und Investitionsförderung grundlegend reformiert. So werden im Zeitraum von 2017 bis 2020 die Förderprogramme schrittweise neu geordnet, themenspezifisch gebündelt und adressatengerecht ausgerichtet. Die Förderung besteht jeweils aus den aufeinander aufbauenden Modulen Beratung, Einstiegsförderung, systemische Förderung und anspruchsvolle Innovationsprojekte. Um Fortschritte beim Energiesparen wirksamer anzureizen, werden die Förderkonditionen nach dem Prinzip „Je ambitionierter, desto attraktiver das Förderangebot" gestaltet. Darüber hinaus soll die Kundenorientierung weiter gesteigert und der Zugang zur Förderung vereinfacht werden. Leitbild ist die Entwicklung eines „One Stop Shop", der alle relevanten Informationen bündelt und interessierte Bürgerinnen und Bürger sowie Unternehmen Schritt für Schritt von der Erstinformation über das Energiesparen bis zur Umsetzung einer Fördermaßnahme begleitet.

Im Jahr 2018 hat das BMWi im Rahmen der Förderstrategie die Industrieförderprogramme gebündelt. Der Ansatz ist dabei technologieoffen und branchenübergreifend. Zudem erfolgt die Förderung nun wahlweise als direkter Zuschuss oder als Tilgungszuschuss. Zudem besteht die Möglichkeit, Förderung über eine Teilnahme am BMWi-Wettbewerb Energieeffizienz zu erhalten. Damit finden die unterschiedlichen Finanzierungsbedürfnisse von Unternehmen Berücksichtigung. Durch die Neuausrichtung der Industrieförderprogramme sollen insbesondere Investitionen in komplexere und stärker auf eine systemische energiebezogene Optimierung der Produktionsprozesse ausgerichtete Maßnahmen wirksamer gefördert werden. Daneben ist auch weiterhin eine Förderung von Einzelmaßnahmen im Bereich hocheffizienter Querschnittstechnologien, erneuerbare Technologien zur Prozesswärmebereitstellung sowie Mess-, Steuer- und Regelungstechnik und Energiemanagement-Software möglich. Das neue Förderpaket tritt in 2019 in Kraft. Im Jahr 2019 wird die Förderung im Gebäudebereich ebenfalls neu strukturiert werden.

Tabelle 5.1: Bislang quantifizierbare Wirkungen von Effizienzmaßnahmen ab 2016

NAPE-Maßnahme und Programme auf Grundlage der Beschlüsse der Parteivorsitzenden der Koalition aus CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015	Primärenergieeinsparung* (in PJ)		CO_2-Einsparungen* (in Mt CO_2-Äq.)	
	2016	2017	2016	2017
NAPE-Maßnahmen (nur Maßnahmen mit für die Berichtsjahre quantifizierten Primärenergieeinsparungen)				
CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Wohngebäude	96,5	115,4	8,04 **	8,4
CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Nichtwohngebäude	4,8	6,3	0,2	0,3
Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)	1,6	4,1	0,1	0,3
Nationales Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen	0,01	2,4	0,0	0,1
Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP)	2,1	3,0	1,2	1,1
KfW-Energieeffizienzprogramm für Produktionsanlagen und -prozesse	9,6	10,1	0,5	0,6
Initiative Energieeffizienznetzwerke	13,3	19,1	1,1	1,6
Energieauditpflicht für Nicht-KMU	4,1	8,3	0,3	0,5
Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE)	0,6	0,9	0,0	0,1
Energieeffiziente und klimaschonende Produktionsprozesse	3,0	3,9	0,2	0,7
Nationale Top-Runner-Initiative (NTRI)	0,0	0,1	0,0	0,005
STEP up! „STromEffizienzPotenziale nutzen“	0,1	0,6	0,0	0,0
Einsparzähler	0,0	0,01	0,0	0,001
Energiemanagementsysteme	0,5	0,7	0,03	0,04
Energieberatung	7,4	12,8	0,5	0,7
Programme auf Grundlage der Beschlüsse vom 1. Juli 2015				
Förderung der Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich	0,1	0,9	0,0	0,1
Querschnittstechnologien	2,5	4,6	0,2	0,2
Abwärmerichtlinie	0,8	2,9	0,1	0,2
Gesamtwirkung	**147**	**196**	**12**	**15**

Quelle: BMWi 04/2019
* kumulierte Wirkung nach NAPE-Logik seit Beginn der jeweiligen Maßnahmen bis einschließlich 2016 bzw. 2017
** bezieht sich auf das gesamte Programm

Neben nationalen Maßnahmen leisten auch verschiedene EU-Maßnahmen einen wichtigen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz. Dazu zählen u. a. das EU-Ökodesign und die EU-Energieverbrauchskennzeichnung. Das EU-Ökodesign trägt maßgeblich dazu bei, dass nur energieeffiziente Technologien und Geräte von Händlern angeboten werden können und sich so im Markt durchsetzen. In der Zeit von September 2018 bis Januar 2019 wurden für die Produktgruppe der Haushalts-Kühlgeräte, Beleuchtungsmittel, TVs und elektronischischen Displays, Haushalts-Geschirrspüler, Haushalts-Waschmaschinen, Motoren, Transformatoren, externen Netzteile, Schweißgeräte und der Kühlgeräte mit Verkaufsfunktion ambitionierte Ökodesign-Standards beschlossen. Die Verordnungen legen Anforderungen an das umweltgerechte Design energieverbrauchsrelevanter Produkte fest, um das Potenzial für gestaltungsbedingte Verbesserungen ihrer Umweltverträglichkeit zu nutzen. Die neuen Verordnungen werden voraussichtlich im Sommer 2019 in Kraft treten.

Monitoring der wesentlichen Maßnahmen zur Förderung von Energieeinsparungen

KfW-Energieeffizienzprogramm für Produktionsanlagen und -prozesse			
Kurzbeschreibung	Das KfW-Energieeffizienzprogramm unterstützt Energieeffizienzmaßnahmen im Bereich Produktionsanlagen und -prozesse gewerblicher Unternehmen mit zinsgünstigen Darlehen. Gefördert werden alle Investitionsmaßnahmen, die eine Energieeinsparung von mind. 10 % (Einstiegsstandard) bzw. mind. 30 % (Premiumstandard) erzielen. Es werden sowohl Modernisierungs- als auch Neuinvestitionen in den Bereichen Maschinen/Anlagen/Prozesstechnik, Druckluft/Vakuum/Absaugtechnik, Elektrische Antriebe/Pumpen, Prozesswärme/-kälte, Wärmerückgewinnung/Abwärmenutzung, Mess-, Regel- und Steuerungstechnik, Informations- und Kommunikationstechnik sowie KWK-Anlagen gefördert. Der Kredithöchstbetrag beträgt in der Regel bis zu 25 Millionen Euro pro Vorhaben. Die Kreditlaufzeiten können zwischen 5, 10 oder 20 Jahren gewählt werden.		
Aktueller Stand 2017	Das KfW-Energieeffizienzprogramm für Produktionsanlagen und -prozess ist durch die transparente und attraktive Förderung auf eine sehr breite Marktakzeptanz getroffen.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Unternehmen		
Betroffene Energieträger	alle		
Laufzeit des Instruments	2015 bis offen		
Vollzug	KfW		
Letzte Evaluierung	In 2017: Förderjahrgänge 2015 – 2016		
Nächste Evaluierung	In 2019: Förderjahrgänge 2017 und 2018		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	9,6	10,1	30
Endenergieeinsparung (in PJ)	4,0	6,6	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,5	0,6	2

Initiative Energieeffizienznetzwerke	
Kurzbeschreibung	Ziel der „Initiative Energieeffizienz-Netzwerke“, die von der Bundesregierung gemeinsam mit mittlerweile 22 Verbänden und Organisationen der Wirtschaft getragen wird, ist es, bis Ende 2020 rund 500 neue Energieeffizienz-Netzwerke (EEN) in Deutschland zu initiieren. An dem Aktionsbündnis sind die relevanten Industriesektoren, die Energiewirtschaft, das Handwerk und der Handel beteiligt. Der Leitgedanke dabei ist, dass über den Erfahrungsaustausch im Netzwerk erheblich mehr Effizienzmaßnahmen in den Unternehmen angeregt werden als ohne diesen. Die Unternehmen setzen sich zu Beginn des Netzwerks sowohl individuelle Ziele als auch ein gemeinsames Einsparziel. Fachkundige Energieberater strukturieren und begleiten die Netzwerkarbeit.
Aktueller Stand 2017	Gemeinsam mit mittlerweile 22 Wirtschaftsverbänden hat die Bunderegierung die Initiative Energieeffizienz-Netzwerke (IEEN) ins Leben gerufen, mit dem Ziel, Unternehmen dabei zu unterstützen, sich eigenverantwortlich Ziele zu setzen, um Energie effizienter zu nutzen. Ziel ist es, bis Ende 2020 insgesamt 500 neue Energieeffizienz-Netzwerke zu initiieren. Im Rahmen IEEN schließen sich mindestens fünf Unternehmen über einen festgelegten Zeitraum zu einem Netzwerk zusammen, setzen sich ein gemeinsames Energieeinsparziel und tauschen sich zur Umsetzung entsprechender Effizienzmaßnahmen aus. Die gegenseitige Motivation und der moderierte Erfahrungsaustausch zwischen den Unternehmen tragen zum Erfolg der Netzwerkarbeit bei. So können Unternehmen in den Netzwerken das notwendige fachliche und organisatorische Wissen erwerben, um deutliche Fortschritte bei der Effizienz zu erzielen. Im Jahr 2017 wurden 45 neue Netzwerke bei der Geschäftsstelle der Initiative registriert. Dazu kommen die bisherigen 102 Netzwerke aus den Jahren 2016 und 2015, sodass es im Jahr 2017 insgesamt 147 Netzwerke gab.
Charakter des Instruments	Selbstverpflichtung der Wirtschaft

→

Initiative Energieeffizienznetzwerke			
Zielgruppe	Unternehmen in Industrie, Gewerbe, Handel		
Betroffene Energieträger	alle		
Laufzeit des Instruments	03.12.2014 bis 31.12.2020		
Vollzug	Ansprache der Unternehmen durch Verbände und Organisationen der Wirtschaft. Diese treten in Einzelfällen auch als Netzwerkinitiatoren auf. Bundesregierung unterstützt insbesondere durch Öffentlichkeitsarbeit und Finanzierung einer Geschäftsstelle.		
Letzte Evaluierung	30.03.2018		
Nächste Evaluierung	Q1/2019		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	13,3	19,1	75
Endenergieeinsparung (in PJ)	9,7	13,9	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	1,1	1,6	5

Energieauditpflicht für Nicht-KMU			
Kurzbeschreibung	Zur Steigerung der Energieeffizienz von Unternehmen sind seit dem 22.04.15 alle Unternehmen, die kein kleines oder mittleres Unternehmen (KMU) sind, nach dem Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G) verpflichtet gewesen, bis zum 05.12.15 ein Energieaudit durchzuführen und ab diesem Zeitpunkt mindestens alle vier Jahre ein weiteres Energieaudit durchzuführen. Durch die Einführung der Auditpflicht im Rahmen des NAPE hat die Bundesregierung Art. 8 Absatz 4 – 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie umgesetzt.		
Aktueller Stand 2017	laufende Begleitung der Energieauditpflicht in Zusammenarbeit mit dem BAFA; Evaluierung der ersten Energieauditrunde aus 2015.		
Charakter des Instruments	Ordnungsrecht		
Zielgruppe	Nicht-KMU/verbundene Unternehmen		
Betroffene Energieträger	alle		
Laufzeit des Instruments	01.05.15 mit erster Nachweisverpflichtung zur Durchführung Energieaudit zum 05.12.15 oder alternativ Energiemanagementsystem nach ISO 50001 oder EMAS zum 31.12.16 mit unbegrenzter Laufzeit		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	2017		
Nächste Evaluierung	Unbekannt		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	4,1	8,3	51
Endenergieeinsparung (in PJ)	3,0	6,0	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,3	0,5	3,4

Querschnittstechnologien			
Kurzbeschreibung	Ziel der Förderung von Investitionen in hocheffiziente Querschnittstechnologien ist es, die in der Industrie und im Gewerbe bestehenden Potenziale für Effizienzverbesserungen bei allgemein anwendbaren Technologien rasch zu erschließen. Das Förderprogramm schafft somit spezielle Anreize für Investitionen von Unternehmen in diese Technologien. Gefördert werden im Rahmen von Einzelmaßnahmen elektrische Motoren und Antriebe, Pumpen, Ventilatoren, Druckluftsysteme und Standardtechnologien zur Abwärmenutzung. Bei systemischen Maßnahmen wird die Erneuerung mind. eines technischen Systems in den unter Einzelmaßnahmen genannten Technologien gefördert. Voraussetzung für systemische Maßnahmen ist eine Energieberatung. Die Fördersätze betragen nach Unternehmensgröße gestaffelt 20 – 30 Prozent. Bei systemischen Maßnahmen sind die Fördersätze zudem abhängig von der nachgewiesenen Energieeinsparung (mind. 25 %).		
Aktueller Stand 2017	Nach einem Rückgang der Antragseingänge 2016, bedingt durch die Einführung einer geänderten Förderrichtlinie, hat sich die Zahl der Anträge in 2017 fast verdoppelt. Die Förderschwerpunkte lagen in diesem Jahr im Bereich der Druckluftanlagen, bei Ventilatoren und Motoren. Insgesamt wird das Programm vorwiegend von KMU genutzt. Auf große Unternehmen entfielen nur ca. 10 Prozent der bewilligten Anträge.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Unternehmen (insbesondere KMU)		
Betroffene Energieträger	alle		
Laufzeit des Instruments	2012 bis mind. 2019		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	Sommer 2018 für 2017		
Nächste Evaluierung	Frühjahr 2019 für 2018		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	2,5	4,6	k. A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	2,0	2,4	k. A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,2	0,2	0,9

Abwärmerichtlinie	
Kurzbeschreibung	Ziel des Programms zur Förderung von Abwärmevermeidung und Abwärmenutzung in gewerblichen Unternehmen (Abwärmeprogramm) ist es, bis 2020 jährlich 1 Millionen t CO_2 einzusparen. Das Programm dient der Umsetzung der sog. „Offensive Abwärmevermeidung“ aus dem NAPE. Gefördert werden Investitionen in Ersatz, Modernisierung, Erweiterung oder Neubau von Anlagen, wenn dadurch Abwärme vermieden oder bislang ungenutzte Abwärme inner- und außerbetrieblich effizient genutzt wird. Die Förderung wird wahlweise als Zuschuss oder als Tilgungsschuss zu einem KfW-Kredit gewährt. Fördervoraussetzung ist die Vorlage eines Abwärmekonzepts, das von einem zugelassenen Energieberater zu erstellen ist. Darlehen mit Tilgungszuschuss (Zuschuss: 30 bis 40 % der förderfähigen Investitionen; Bonus von 10 % für KMU).
Aktueller Stand 2017	Maßnahme in Kraft. BMWi verzeichnet deutliche Aktzeptanzsteigerung und Bekanntheit im Markt. Zudem wurde im September 2017 neben dem Tilgungszuschuss (in Verbindung mit KfW-Kredit) als zusätzliche Förderoption der Zuschuss eingeführt.
Charakter des Instruments	Förderprogramm
Zielgruppe	Unternehmen
Betroffene Energieträger	Strom, Brennstoffe
Laufzeit des Instruments	2016 bis 2019
Vollzug	KfW

→

Abwärmerichtlinie			
Letzte Evaluierung	Sommer 2018 für 2017		
Nächste Evaluierung	Unbekannt		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,8	2,9	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,8	2,4	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,1	0,2	1

Contracting-Bürgschaft			
Kurzbeschreibung	Ziel des Programms „Contracting-Bürgschaft“ ist es, Finanzierungshemmnisse für kleine und mittlere Unternehmen wie Handwerksbetriebe oder Dienstleistungsunternehmen zu beseitigen und somit Contractingmaßnahmen in der gewerblichen Wirtschaft verstärkt auf den Weg zu bringen (insbesondere durch Ausfallbürgschaften der Bürgschaftsbanken im Bereich Energieeinspar-Contracting).		
Aktueller Stand 2017	Die Antragseinreichung und -bewilligung sowie abschließende Prüfung/Auszahlung erfolgte durchgehend.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	KMU		
Betroffene Energieträger	Alle Energieträger		
Laufzeit des Instruments	2015 bis 2017		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	2018		
Nächste Evaluierung	nicht bekannt		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,0	0,1	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,0	0,1	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,0	0,005	k.A.

Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE)			
Kurzbeschreibung	Die Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE) unterstützt seit dem 01.01.13 Unternehmen bei der Energiewende und bietet durch Qualifizierungs- und Netzwerkprojekte konkrete Hilfestellung für kleine und mittelständische Unternehmen aus Handwerk und Industrie beim Thema Energieeffizienz und Klimaschutz. Die Unternehmen sollen durch eine Optimierung von Informationen und Beratung sowie die Intensivierung von Weiterbildung, Qualifizierung und Erfahrungsaustausch konkret unterstützt werden. Die Mittelstandsinitiative ist ein Gemeinschaftsprojekt von BMWi, BMU, DIHK und ZdH. Die Finanzierung des Projektvolumens erfolgte zur Hälfte von BMWi und BMU aus dem EKF mit einem 20-prozentigen Eigenanteil der Projektpartner. Zur Vermeidung von Mischfinanzierungen werden die Projekte des DIHK vom BMU und die Projekte des ZDH durch das BMWi gefördert.		
Aktueller Stand 2017	Im Rahmen der Maßnahme wurden im Zeitraum von 2013 bis 2018 ca. 20.000 Unternehmen zum Thema Energieeffizienz angesprochen und 1.000 Unternehmen vor Ort über Effizienzdialoge begleitet. Darüber hinaus wurden gewerkespezifische Leitfäden zur Energieeffizienz im Handwerk erarbeitet, ein Energiebuch entwickelt und ein Werkzeugkoffer mit Werkzeugen für den Effizienzdialog (wie z. B. Messgeräte, Effizienzsteckbriefe) im Rahmen der Vor-Ort-Besuche geschaffen. Der Roll-Out dieser Instrumente erfolgt über ein Netzwerk von bisher drei Handwerkskammern, zwölf Verbänden und weiteren Akteuren.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Unternehmen (Mittelstand, Handwerk)		
Betroffene Energieträger	Strom, Brennstoffe		
Laufzeit des Instruments	2013 bis 2021		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	Sommer 2018 für 2017		
Nächste Evaluierung	Unbekannt		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,6	0,9	75
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,4	0,5	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,04	0,1	5



Energieeffiziente und klimaschonende Produktionsprozesse			
Kurzbeschreibung	Gefördert werden Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung in gewerblichen und industriellen Produktionsprozessen. Hierzu gehören insbesondere die Umstellung von Produktionsprozessen sowie Maßnahmen zur effizienten Nutzung von Energie aus Produktionsprozessen bzw. Produktionsanlagen. Die Maßnahmen werden bis zu einem Höchstbetrag von 20 Prozent der zuwendungsfähigen Ausgaben gefördert. Hierfür müssen kumulativ die Voraussetzungen von mind. 50.000 Euro Investitionsmehrkosten, eine spezifische Energieeinsparung von mind. 5 Prozent gegenüber dem Durchschnittsverbrauch der letzten drei Jahre sowie eine Einsparung von mind. 100 kg CO_2/Jahr im Verhältnis zu 100 Euro Investitionskosten gegeben sein.		
Aktueller Stand 2017	Es wurden vier Ausschreibungsrunden durchgeführt. Die letzte Förderrunde wurde mit dem 31.12.2017 geschlossen, d.h. die Förderentscheidung erfolgte erst im Jahr 2018. Diese Vorhaben werden in der Bilanzierung des Förderjahrgangs 2017 nicht einbezogen. Mit dem 31.12.2017 endet das Programm.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Unternehmen, Kontraktoren		
Betroffene Energieträger	Strom, Brennstoffe		
Laufzeit des Instruments	2013 bis 2017		
Vollzug	Projektträger Karlsruhe – Produktionstechnologie		
Letzte Evaluierung	2018		
Nächste Evaluierung	nicht bekannt		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	3,0	3,9	5
Endenergieeinsparung (in PJ)	2,6	3,1	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,2	0,7	0,35

Unterstützung der Marktüberwachung	
Kurzbeschreibung	Zur Stärkung der Zuverlässigkeit, Effektivität und Effizienz bestehender und gegebenenfalls neuer Prüfmethoden/-standards, und damit letztlich auch zur Stärkung der Effektivität und Glaubwürdigkeit der produktbezogenen Energieeffizienzinstrumente der EU, wurde die Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM) mit der Durchführung dieses Projekts beauftragt. Dazu werden Ringversuche durchgeführt, die die Prüfmethoden validieren oder mögliche Mängel aufzeigen sollen. Es wird geprüft, ob die Normen, die im Rahmen der Prüfungen der Marktüberwachung zur Anwendung kommen, geeignet, d.h. reproduzierbar, wirksam und effizient sind sowie die in der Praxis auftretenden Energieverbräuche realistisch abbilden. Die Methoden werden außerdem auf die Möglichkeit der Vereinfachung und Optimierung durch weitere Einzelprüfungen bei unabhängigen Instituten untersucht, wobei mögliche Mängelschwerpunkte bei den untersuchten Produkten erkannt werden können.
Aktueller Stand 2017	Mit dem NAPE-Projekt „Unterstützung der Marktüberwachung“ soll die Prüfungsmethodik für die Effizienzmessungen bei EU-Produktgruppen weiterentwickelt werden, die Rechtskonformität bei den Herstellern erhöht und damit die Wirksamkeit des Labels selbst verbessert werden. Die BAM soll in dem Projekt bei unterschiedlichen Produktgruppen, auch bei bisher nicht von den Marktüberwachungsbehörden untersuchten Produktgruppen (z.B. Dunstabzugshauben, Wäschetrockner, Wärmepumpen und Klimaanlagen), Produktprüfungen bei gut 500 Geräten beauftragen und bestehende Prüfmethoden weiterentwickeln. 2017 waren 305 (61 %) erreicht.
Charakter des Instruments	Marktüberwachung
Zielgruppe	Gerätehersteller, Marktüberwachungsbehörden, Haushalte
Betroffene Energieträger	alle

→

Unterstützung der Marktüberwachung			
Laufzeit des Instruments	01.04.2016 bis zeitlich unbegrenzt		
Vollzug	Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM)		
Letzte Evaluierung	11.06.2018		
Nächste Evaluierung	30.04.2019		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,0	0,0	0,2
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,0	0,0	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,0	0,0	0,014

Nationale Top-Runner-Initiative (NTRI)			
Kurzbeschreibung	Mit der Nationalen Top-Runner-Initiative (NTRI) strebt die Bundesregierung eine Bündelung von Maßnahmen zur beschleunigten Marktdurchdringung energieeffizienter Produkte (Top-Runner) an, um so die produktbezogene und sektorübergreifende Stromeffizienz zu steigern. Dieses Ziel soll erreicht werden, indem die Motivation und Kompetenz für Stromeffizienz, produktbezogene Energieeffizienz und rationelle Energienutzung entlang der Wertschöpfungskette – von den Geräteherstellern über den Handel bis zu den Verbraucherinnen und Verbrauchern – ausgeweitet werden. Die NTRI bezieht sich auf alle Produkte, die von den EU-Richtlinien Ökodesign und EU-Label geregelt werden. Sie begann im Januar 2016 und ist vor allem in folgenden Bereichen aktiv: (a) Verbraucher-Kommunikation (energieeffiziente Produkte, Nutzerverhalten), (b) Handel als Effizienz-Multiplikator, (c) Anstöße zur Entwicklung zukünftiger Produkte, Prototyp der EU-Produktdatenbank, (d) Stakeholder-Veranstaltungen.		
Aktueller Stand 2017	Die Maßnahme läuft planmäßig. Zahlreiche Materialien wurden für die fünf Produktgruppen der NTRI (Beleuchtung, weiße Ware, Multimedia) erstellt. Der Produktfinder (Onlinetool für Besteffizienzgeräte) wurde fertiggestellt und ist auf der Webseite der Dachkampagne verfügbar.		
Charakter des Instruments	Öffentlichkeitsarbeit		
Zielgruppe	Gerätehersteller, Handel, Endverbraucher		
Betroffene Energieträger	alle		
Laufzeit des Instruments	2016 bis 2019		
Vollzug	BAFA/BfEE		
Letzte Evaluierung	22.07.2017		
Nächste Evaluierung	Frühjahr 2019		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,0	0,1	1,02
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,0	0,03	0,425
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,0	0,005	0,0595

EU-Energie-Label-Verordnung			
Kurzbeschreibung	Deutschland hat sich im Rahmen der EU-Verhandlungen zur Energie-Label-Verordnung erfolgreich für ein klares und aussagekräftiges Energielabel eingesetzt. Die Verordnung sieht einen Übergang von A+++ zum A- bis G-Label vor und beschreibt das Verfahren und die Fristen, im Rahmen derer der Übergang vollzogen wird. Mit dem Aufbau einer EU-Produktdatenbank zum 01.01.19 soll den Verbrauchern der Effizienzvergleich zwischen den Produkten und den Marktüberwachungsbehörden die Überprüfung der Labelanforderungen erleichtert werden. Für die ersten fünf Produktgruppen (z. B. Kühlschränke, TV und Monitore, Waschmaschinen und Geschirrspüler) wird das neue Energielabel für die Verbraucher ab März 2021 in den Geschäften sichtbar.		
Aktueller Stand 2017	Die EU-Energielabel-Verordnung ist am 01.08.2017 in Kraft getreten.		
Charakter des Instruments	Information, Ordnungsrecht		
Zielgruppe	Gerätehersteller, Händler, Haushalte		
Betroffene Energieträger	alle		
Laufzeit des Instruments	01.08.2017 bis unbeschränkte Geltung		
Vollzug	BMWi		
Letzte Evaluierung	keine Evaluierung geplant		
Nächste Evaluierung	keine Evaluierung geplant		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,0	0,0	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,0	0,0	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,0	0,0	k.A.

STEP up! „STromEffizienzPotenziale nutzen“	
Kurzbeschreibung	Die bis Ende des Jahres 2018 geplante Pilotphase des Förderprogramms STEP up! (STromEffizienzPotenziale nutzen) wurde im Juni 2016 gestartet. Mit STEP up! wird in Deutschland erstmals ein wettbewerblich ausgestaltetes Ausschreibungsmodell zur Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt. Mit dem Programm soll die Suchfunktion des Marktes nach den kostenoptimal erschließbaren Einsparmöglichkeiten aktiviert werden. Das Programm wurde technologie-, akteurs- und sektoroffen gestaltet. Auf der Grundlage des Kosten-Nutzen-Wertes (Förder-Euro/eingesparter kWh) werden alle in einer Runde zur Förderung eingereichten Maßnahmen im Vergleich zueinander bewertet. Den Zuschlag erhalten die Maßnahmen, die im Wettbewerb um die Förderzuschüsse die wirtschaftlichsten Kosten-Nutzen-Werte aufweisen. Ergänzt werden die offenen Ausschreibungen durch thematisch wechselnde sog. „geschlossene Ausschreibungen“. Während der Pilotphase soll die Umsetzbarkeit wettbewerblicher Ausschreibungen für Energieeffizienzmaßnahmen erprobt werden sowie das Programm kontinuierlich weiterentwickelt und verbessert werden (lernendes Programm).
Aktueller Stand 2017	Das Pilotprogramm STEP up! („STromEffizienzPotenziale nutzen“) erprobt die wettbewerbliche Vergabe von Fördermitteln. In 2017 haben zwei Ausschreibungsrunden (01.03.2017 – 31.05.2017 und 01.09.2017 – 30.11.2017) stattgefunden. Die erste Ausschreibung zielte auf die Umsetzung von Stromeffizienzmaßnahmen in Rechenzentren ab. Mit der zweiten Ausschreibung in 2017 wurden in dem Programm erstmals auch Kombiprojekte Strom-Wärme zugelassen. Diese fokussierten sich auf die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen bei Trocknungs- und Reinigungsprozessen.
Charakter des Instruments	Förderprogramm
Zielgruppe	Unternehmen (und über Sammelprojekt ggf. auch private Verbraucher)

→

STEP up! „STromEffizienzPotenziale nutzen“			
Betroffene Energieträger	Strom; Einsparungen anderer Energieträger sind ab der vierten Runde im Rahmen der geschlossenen Ausschreibungen zulässig; Ausweitung auf Wärme soll bis Ende 2018 geprüft werden.		
Laufzeit des Instruments	01.06.2016 bis 2018		
Vollzug	Projektträger VDI/VDE-IT GmbH		
Letzte Evaluierung	01.10.2018		
Nächste Evaluierung	unbekannt		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,10	0,62	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,04	0,26	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,01	0,03	k.A.

Einsparzähler	
Kurzbeschreibung	Das Pilotprogramm Einsparzähler fördert digitale Plattformen für die Energiewende. Förderfähig sind alle Unternehmen, die innovative digitale Systeme und darauf aufbauende Geschäftsmodelle zur Energieeinsparung erproben und bei Endkunden als skalierbares Geschäftsmodell entwickeln wollen. Voraussetzung ist, dass digitale Systeme wie z.B. Smart Home, Smart Meter, Smart Building, Mess-, Steuer- und Regeltechnik bei Kunden installiert werden und diesen dabei helfen, Energie zu sparen. Die Hälfte der Projektförderung wird dabei vom Nachweis der erzielten Energieeinsparungen beim Endkunden mittels eines Energiesparzählers abhängig gemacht. Pilotprojekte zur Einsparung von Strom, Gas, Wärme und Kälte können bis zu 1 Millionen Euro Projektförderung erhalten. Leitgedanke ist, auf Grundlage der kontinuierlich gemessenen individuellen Energieverbrauchswerte tatsächliche Energiesparpotenziale individualisiert („Assistent“) auszuweisen und darauf basierend Mehrwertdienste für Energieeffizienz auf digitalen Plattformen zu ermöglichen. Zusätzlich schafft das Förderprogramm erstmals die methodischen Voraussetzungen zur – methodisch stets vergleichbaren – Quantifizierung tatsächlicher Energieeinsparungen. Hierbei soll u.a. das Ausmaß von Rebound-Effekten quantifiziert, Gegenmaßnahmen entwickelt und Mehrwertdienste wie Lastmanagement zur Sektorkopplung implementiert werden. Förderfähig ist die Entwicklung digitaler Plattformen und Energiedienstleistungen, welche Einsparungen bei Endkunden anreizen, nicht aber die Umsetzung der Einsparmaßnahmen selbst; diese bleibt dem Markt vorbehalten.
Aktueller Stand 2017	Erhöhung des Antragseingangs von 14 im Jahr 2016 auf 27. Etablierung des Prüfverfahrens durch das BAFA, Erhöhung der Anzahl der bearbeiteten Anträge von drei im Jahr 2016 auf 25. Kontinuierliche Weiterentwicklung des Förderprogramms. Durchführung von zwei Informationsveranstaltungen für potenzielle Antragsteller (03.4. und 30.8.) sowie mehrerer Workshops für Antragsteller zum Transfer von Wissen. Themen waren unter anderem: Datenschutz, IT-Sicherheit, Durchführung von Benchmarkings, Anbieten von datengestützten Mehrwertdiensten sowie IT-Sicherheit. Vorstellung der Zwischenergebnisse auf der ECEEE in Frankreich.
Charakter des Instruments	Förderprogramm
Zielgruppe	Start-ups, Energiewirtschaft, Kontraktoren, Unternehmen, die Energiesparprojekte bei Endkunden durchführen
Betroffene Energieträger	leitungsgebundene Energieträger (Strom, Gas, Wärme, Kälte)
Laufzeit des Instruments	01.05.2016 bis 31.12.2022
Vollzug	BAFA
Letzte Evaluierung	12.10.2018
Nächste Evaluierung	31.05.2019

→

Einsparzähler			
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,0	0,011	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,0	0,009	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,0	0,001	0,37

Energiemanagementsysteme			
Kurzbeschreibung	Ziel der Förderrichtlinie Energiemanagementsysteme ist es, die Verbreitung von Energiemanagementsystemen nach ISO 50001 in der Industrie zu erhöhen. Der Leitgedanke dabei ist, dass nur durch die Identifikation von Energieverbräuchen wirkungsvolle Einsparmaßnahmen identifiziert und in der Folge umgesetzt werden können. Die ISO 50001-Norm folgt dem Plan-Do-Act-Check-Zyklus und sieht eine kontinuierliche Verbesserung der Energieleistung des Unternehmens vor. Es zeigt sich, dass Unternehmen, die ein Energiemanagementsystem nach ISO 50001 betreiben, insbesondere sich schnell amortisierende Maßnahmen umsetzen. Es wird davon ausgegangen, dass Unternehmen mit einem Berichtssystem je nach Branche bis zu zehn Prozent ihres Primärenergieverbrauchs einsparen können.		
Aktueller Stand 2017	In 2017 wurde das Programm zur Förderung von Energiemanagementsystemen fortgeführt und ist zum Ende 2017 ausgelaufen. Ein Teil der Förderung soll im Rahmen der Förderstrategie „Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft“ in der Neustrukturierung der Industrieförderprogramme erneut aufgegriffen werden.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Unternehmen		
Betroffene Energieträger	Brennstoffe, Strom		
Laufzeit des Instruments	01.07.2013 bis 2017		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	Sommer 2018 für 2017		
Nächste Evaluierung	Unbekannt		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,5	0,7	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,3	0,4	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,03	0,04	0,083

Das Monitoring der zentralen Maßnahmen zur Förderung von Energieeinsparungen im Gebäudebereich erfolgt in Kapitel 6.4.

5.3 Ausblick

5.3.1 Ausblick bis 2020

Die aktualisierte Zielarchitektur-Studie (siehe Kapitel 2.2) kommt auf Basis der durchgeführten Analysen zu folgendem Szenario: Das Ziel, den Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2008 um 20 Prozent zu senken, wird danach deutlich verfehlt. Die Studie geht davon aus, dass sich die Reduktion bis 2020 lediglich auf rund minus 10,8 Prozent beläuft (innerhalb einer Bandbreite von minus 10,3 bis minus 11,2 Prozent, siehe Abbildung 5.5). Dabei wurde die Wirkung der Maßnahmen im Rahmen der Zielarchitektur berücksichtigt.

Insgesamt ist der Primärenergieverbrauch zwischen 2008 und 2018 gesunken. Von der Bundesregierung und anderen Akteuren angestoßene Effizienzmaßnahmen, Verhaltensänderungen bei Konsumenten und technologische Entwicklungen haben zu diesem Rückgang beigetragen. Dennoch wird das 2020-Ziel voraussichtlich nicht erreicht werden.

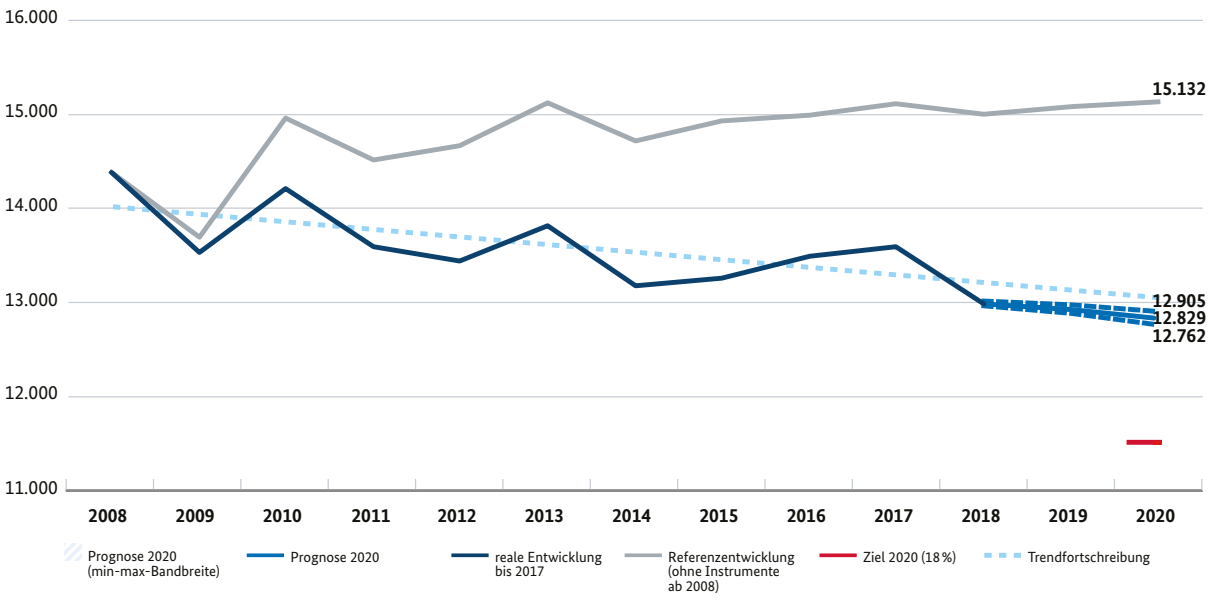
Grund für die Zielverfehlung ist u. a. die positive Wirtschaftsentwicklung in dem Zeitraum 2008 bis 2017, die sich verbrauchssteigernd auf den Energieverbrauch ausgewirkt hat. Da die Bundesregierung bis 2020 von einer positiven Wirtschaftsentwicklung ausgeht, wird sich dies ebenfalls in den Energieverbrauchszahlen niederschlagen. Auch das Bevölkerungswachstum, das im betrachteten Zeitraum von 2008 bis 2017 insgesamt rund 1,9 Millionen Personen betrug, führte zu einer leichten Erhöhung des Energieverbrauchs. Auch diesbezüglich wird von einem weiteren Wachstum bis 2020 ausgegangen, was sich wiederum verbrauchserhöhend auswirken wird.

Die Zielerreichung wird auch durch Hemmnisse bei der Durchführung von Energieeinsparmaßnahmen erschwert. Trotz eines umfassenden Informations- und Förderangebotes für Effizienzmaßnahmen auf Bundes-, Länder- oder kommunaler Ebene sind oftmals fehlende Informationen und Ansprechpartner für Effizienzlösungen, Engpässe bei Fachbetrieben oder fehlende Finanzierungsmöglichkeiten für Endkunden ein Hindernis, ihren Energieverbrauch langfristig durch Effizienzmaßnahmen zu senken.

Oftmals fehlen auch die wirtschaftlichen Anreize für Effizienzinvestitionen. So können niedrige Energiepreise beispielsweise einen Konsumenten davon abhalten, Investitionen in Effizienztechnologien oder eine Wärmedämmung durchzuführen, da die finanziellen Vorteile über eine Energiekostenersparnis sich erst nach sehr vielen Jahren auszahlen würden. In Zeiten höherer Energiepreise wären die finanziellen Vorteile dagegen schneller spürbar und Effizienzinvestitionen würden damit attraktiver.

Auch Verhaltensänderungen der Endverbraucher können sich verbrauchssteigernd auf den Energieverbrauch auswirken. Besonders direkte Rebound-Effekte durch ein geändertes Nutzerverhalten (z. B. ein sparsameres Auto wird häufiger gefahren) und indirekte Rebound-Effekte durch ein geändertes Nachfrageverhalten (z. B. Kauf zusätzlicher Güter) können durch Effizienzmaßnahmen und die damit verbundenen Energiekostenersparnisse ausgelöst werden. Rebound-Effekte lassen sich methodisch nur schwer quan-

Abbildung 5.5: Reduktion des Primärenergieverbrauchs laut aktualisierter Zielarchitektur-Studie



Quelle: Prognos, Fh ISI (2019)

tifizieren, gelten jedoch in der Wissenschaft als ein Faktor, der Einsparungen aus Energieeffizienzmaßnahmen schmälert. Ein weiterer verbrauchssteigernder Einfluss kann ebenfalls durch Einkommenseffekte ausgelöst werden. Steigt beispielsweise das verfügbare Einkommen privater Haushalte, so kann dies zu Verhaltensänderungen und höheren Komfortbedürfnissen führen, z. B. höheres Heizverhalten, steigende Reisetätigkeit oder höheres Verkehrsaufkommen.

Das Ziel, den Bruttostromverbrauch bis 2020 gegenüber 2008 um 10 Prozent zu senken, wird laut aktualisierter Zielarchitektur-Studie verfehlt. Die Studie geht davon aus, dass sich die Reduktion bis zum Jahr 2020 auf rund minus 4,0 Prozent beläuft (innerhalb einer Bandbreite von minus 2,5 bis minus 5,2 Prozent, siehe Abbildung 5.6). Dabei wurde die Wirkung der Maßnahmen im Rahmen der Zielarchitektur berücksichtigt.

Insgesamt ist der Bruttostromverbrauch zwischen 2008 und 2018 auf einem relativ konstanten Niveau verblieben. Ursachen für die Zielverfehlung sind zum einen die obigen, zur Entwicklung des Energieverbrauchs angeführten Gründe, zum anderen auch ein Erstarken der Elektromobilität sowie ein erhöhter Einsatz von Sektorkopplungstechnologien wie z. B. Wärmepumpen (vgl. Kapitel 7 und 13).

Die zu erwartenden Zielverfehlungen 2020 bzgl. des Primärenergieverbrauchs und Bruttostromverbrauchs lassen sich somit auf verschiedene Faktoren zurückführen, die es mittels zielgerichteter Effizienzmaßnahmen und Setzung entsprechender Rahmenbedingungen zu adressieren gilt. Entsprechende Schlussfolgerungen sind Kapitel 5.4 zu entnehmen.

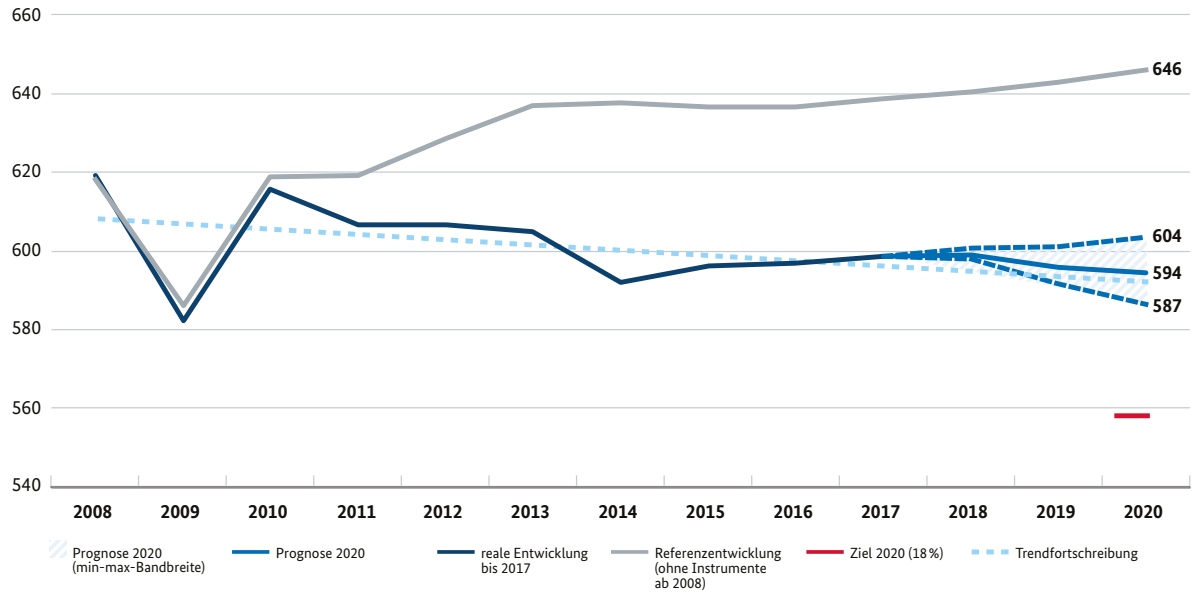
5.3.2 Ausblick bis 2030

Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen würden, würde der Primärenergieverbrauch nach dem NECP-Referenzszenario im Jahr 2030 bei 11.364 PJ liegen. Im Zeitraum zwischen 2021 und 2030 beträgt die durchschnittliche Abnahme demnach 1,2 Prozent pro Jahr. Im Vergleich zu dem Primärenergieverbrauch von 14.380 PJ im Jahr 2008 bedeutet das eine Reduktion von 21,0 Prozent im Jahr 2030. Im Jahr 2040 liegt der Primärenergieverbrauch im NECP-Referenzszenario bei 10.171 PJ (siehe Abbildung 5.7).

Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen würden, würde der Bruttostromverbrauch nach dem NECP-Referenzszenario im Jahr 2030 bei 575 TWh liegen. Im Zeitraum zwischen 2021 und 2030 beträgt die durchschnittliche Abnahme demnach 0,3 Prozent pro Jahr. Im Vergleich zum Bruttostromverbrauch von 619 TWh im Jahr 2008 nimmt der Verbrauch bis 2030 um 7,2 Prozent ab. Im Jahr 2040 liegt der Primärenergieverbrauch im NECP-Referenzszenario bei 571 TWh (siehe Abbildung 5.8).

Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen würden, würde die Endenergieproduktivität nach dem NECP-Referenzszenario im Jahr 2030 bei 408,4 Euro/GJ liegen. Die Endenergieproduktivität steigt in der Referenzentwicklung von 2021 bis 2030 im Schnitt um 1,8 Prozent pro Jahr. Für das Bruttoinlandsprodukt wird dabei im selben Zeitraum ein durchschnittlicher Anstieg um 1,2 Prozent pro Jahr angenommen. Der Endenergieverbrauch nimmt im Szenario leicht um 0,6 Prozent pro Jahr ab. Im Jahr 2040 liegt die Endenergieproduktivität im NECP-Referenzszenario bei 481,2 Euro/GJ (siehe Abbildung 5.9).

Abbildung 5.6: Reduktion des Bruttostromverbrauchs laut aktualisierter Zielarchitektur-Studie
in TWh



Quelle: Prognos, Fh ISI (2019)

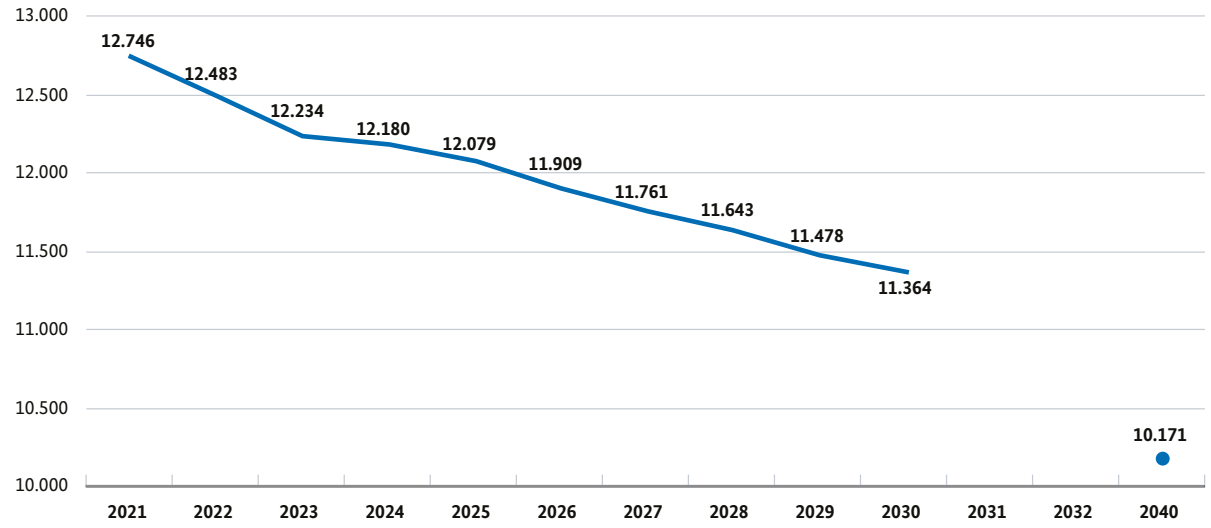
5.3.3 Fazit

Insgesamt bleibt der Handlungsbedarf sehr hoch, um die 2020-Ziele im Bereich der Energieeffizienz so schnell wie möglich zu erreichen. Die bisher erzielten Fortschritte reichen nicht aus. Für die 2030-Ziele zeigt das NECP-Referenzszenario, dass zur Zielerreichung weitere Maßnahmen ergriffen werden müssen.

5.4 Schlussfolgerungen

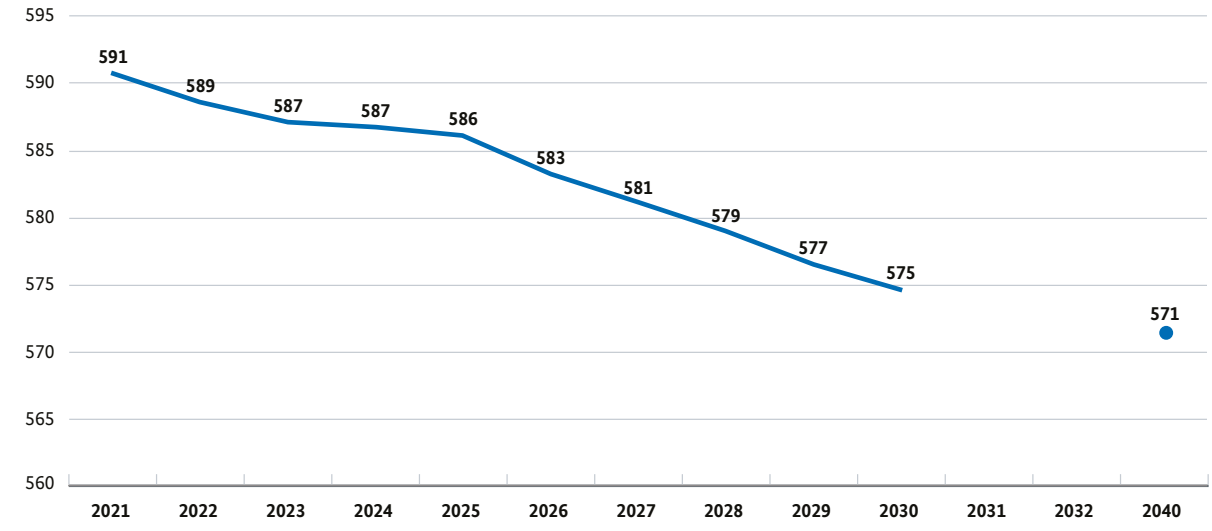
Die Bundesregierung plant im Jahr 2019 eine Energieeffizienzstrategie vorzulegen. Energieeffizienz gehört zu den tragenden Säulen der Energiewende. Ohne zusätzliche Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind die nationalen energie- und klimapolitischen 2020-, 2030- und 2050-Ziele nicht zu erreichen. Dies gilt auch für die Verpflich-

Abbildung 5.7: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach NECP-Referenzszenario bis 2040



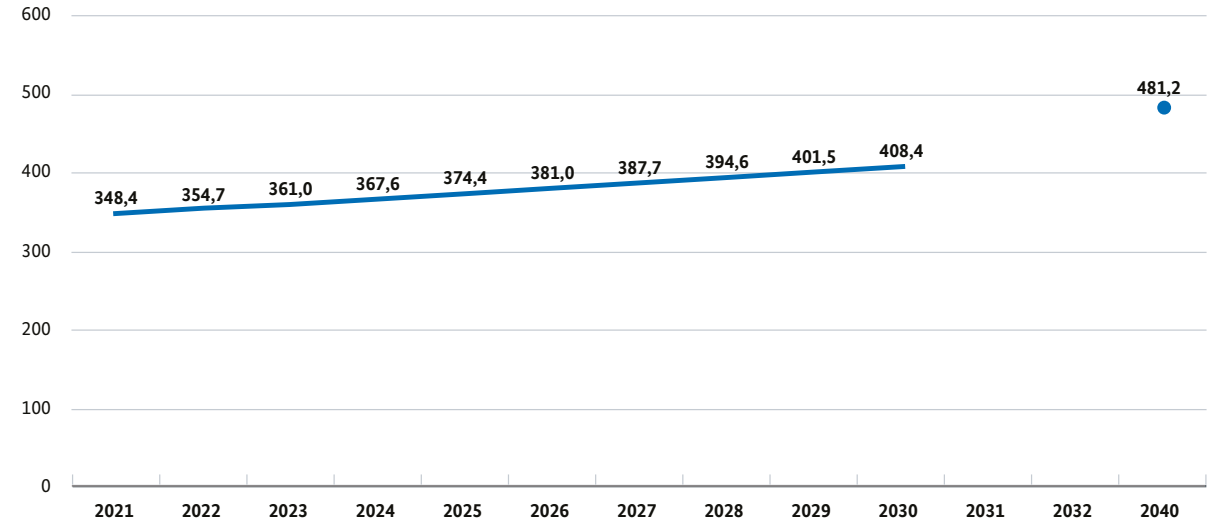
Quelle: Prognos, Fh ISI, GWS, iinas (2019)

Abbildung 5.8: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs nach NECP-Referenzszenario bis 2040



Quelle: Prognos, Fh ISI, GWS, iinas (2019)

Abbildung 5.9: Entwicklung der Endenergieproduktivität nach NECP-Referenzszenario bis 2040
Euro BIP real/GJ



Quelle: Prognos, Fh ISI, GWS, iinas (2019)

tungen, die Deutschland auf europäischer Ebene insbesondere im Non-ETS-Bereich (siehe Kapitel 3) eingegangen ist.

Die Effizienzstrategie soll im Jahr 2019 von der Bundesregierung beschlossen werden. Kern der Strategie ist die Festlegung eines Primärenergie-Zwischenziels für das Jahr 2030. Richtschnur bleibt das Leitziel, den Primärenergieverbrauch bis 2050 (ggü. 2008) zu halbieren. Ein Schwerpunkt der Strategie soll auch auf der Wärmewende liegen. Der 2014 von der Bundesregierung beschlossene Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) soll zudem basierend auf den Ergebnissen des Grünbuchs Energieeffizienz weiterentwickelt und möglichst schnell umgesetzt werden. Dieser Nationale Aktionsplan Energieeffizienz 2.0 soll ein konkretes Maßnahmenpaket für die Dekade 2021 – 2030 mit Maßnahmen für die Sektoren und übergreifenden Instrumenten enthalten. Dieses Maßnahmenpaket soll sowohl die Basis für das „Energieeffizienz-Kapitel" des deutschen Nationalen Energie- und Klimaplans als auch für die Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 bilden. Eine umfassende Einbindung der relevanten Akteure wird über die Plattformen Energieeffizienz und Gebäude sichergestellt.

Um die nationalen und europäischen Energie- und Klimaziele zu erreichen, muss die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung von Gebäuden sowie des Industrie- und GHD-Sektors deutlich vorangetrieben werden. Die Wärmewende wird daher verstärkt in den politischen Fokus genommen. Da sich selbst bei einem ambitioniertem Ausbaupfad der aktuelle Wärmebedarf nicht vollständig aus erneuerbaren Energien decken lassen würde, soll auch im Wärmebereich der Dreiklang der Energiewende konsequent weiterverfolgt werden: Zunächst muss der Energieverbrauch im Wärmebereich deutlich gesenkt werden, dann die direkte thermische Nutzung erneuerbarer Energien verstärkt ausgereizt und schließlich der verbleibende Bedarf über energieeffiziente Sektorkopplung gedeckt werden. Die Grenzen des nachhaltig verfügbaren Biomassepotenzials müssen dabei berücksichtigt werden. Wärmenetze, die eine dekarbonisierte Wärmeversorgung ermöglichen, sind dabei eine der Schlüsseltechnologien und werden ein Schwerpunkt der Arbeiten sein (siehe Kapitel 13). Dabei können – insbesondere in schwierig erreichbaren ländlichen Räumen – auch an Nahwärmenetze angeschlossene Biogasanlagen einen Beitrag leisten.

Die Förderstrategie „Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien" des BMWi wird weiterhin konsequent umgesetzt. Hierzu soll, wie zuvor bereits im Industriebereich, nun auch die Förderung im Gebäudebereich neu strukturiert werden. Durch eine weitere Bündelung und eine adressatenorientierte Ausgestaltung der Förderprogramme kann die Wirksamkeit erhöht werden.



6 Gebäude

Wo stehen wir?

Der Primärenergiebedarf im Gebäudebereich (Definition siehe Kapitel 6.1.2) ist im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr um 1,9 Prozent gestiegen. Gegenüber dem Basisjahr 2008 ergibt sich jedoch eine Minderung um 18,8 Prozent.

Der Endenergieverbrauch in Gebäuden ist im Vergleich zum Vorjahr um 2,6 Prozent gestiegen. Gegenüber dem Basisjahr 2008 ist der Verbrauch um 6,9 Prozent gesunken.

Der Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch betrug im Jahr 2017 13,4 Prozent. Damit ist das 2020-Ziel von 14 Prozent bereits beinahe erreicht.

Was ist neu?

Im Jahr 2017 wurden auf Grundlage der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudebereich weiterentwickelt. So wurde beispielsweise der Kreis der Antragsteller für die Förderung effizienter Brennstoffzellenheizungen auf Unternehmen sowie kommunale und gemeinnützige Einrichtungen erweitert.

Wie geht es weiter?

Die fortgeschriebene Prognose in der BMWi Zielarchitektur-Studie geht davon aus, dass das 2020-Einsparziel für den Wärmebedarf von Gebäuden deutlich verfehlt wird.

Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen würden, würde der gebäuderelevante Endenergieverbrauch nach dem NECP-Referenzszenario im Jahr 2030 bei 2.877 PJ liegen.

Erhebliche weitere Anstrengungen sind erforderlich, um das 2020-Ziel so schnell wie möglich zu erreichen.

Mit der Umsetzung der „Förderstrategie Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien“ sollen auch im Gebäudebereich die Förderlandschaft bis zum Jahr 2020 zielgerichteter und übersichtlicher ausgestaltet sowie der Zugang zur Förderung deutlich vereinfacht werden.

Mit dem Gebäudeenergiegesetz wird die Bundesregierung das Energieeinsparrecht für Gebäude novellieren.

Die steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung ist eine prioritäre Maßnahme im Koalitionsvertrag, um die energie- und klimapolitischen Ziele im Gebäudebereich zu erreichen. Sie soll die bislang existierende Förderlandschaft im Gebäudebereich sinnvoll ergänzen. Die Bundesregierung prüft verschiedene Optionen, um die Umsetzung so auszugestalten, dass die haushaltspolitischen Vorgaben des Koalitionsvertrags berücksichtigt werden.

Die Bundesregierung wird ein Maßnahmenpaket für den Gebäudebereich erarbeiten, mit dem die 2030-Ziele erreicht werden sollen, und in den Nationalen Energie- und Klimaplan einbringen.

Die Bundesregierung wird außerdem auf Grundlage der Pflichten der europäischen Gebäuderichtlinie eine „Langfristige Renovierungsstrategie“ erarbeiten.

	2017	2020	2030	2040	2050
Effizienz und Verbrauch					
Primärenergiebedarf Gebäude (gegenüber 2008)	-18,8 %	→			-80 %
Wärmebedarf Gebäude (gegenüber 2008)	-6,9 %	-20 %			
Erneuerbare Energien					
Anteil am Wärmeverbrauch	13,4 %	14 %			

6.1 Ausgangslage

6.1.1 Gebäuderelevanter Energieverbrauch

Der Gebäudesektor spielt eine zentrale Rolle bei der Energiewende. Der Anteil des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs lag im Jahr 2017 bei insgesamt rund 34,5 Prozent. Der größte Teil davon entfiel auf die privaten Haushalte, gefolgt vom Gewerbe- und Dienstleistungssektor und der Industrie (siehe Abbildung 6.1).

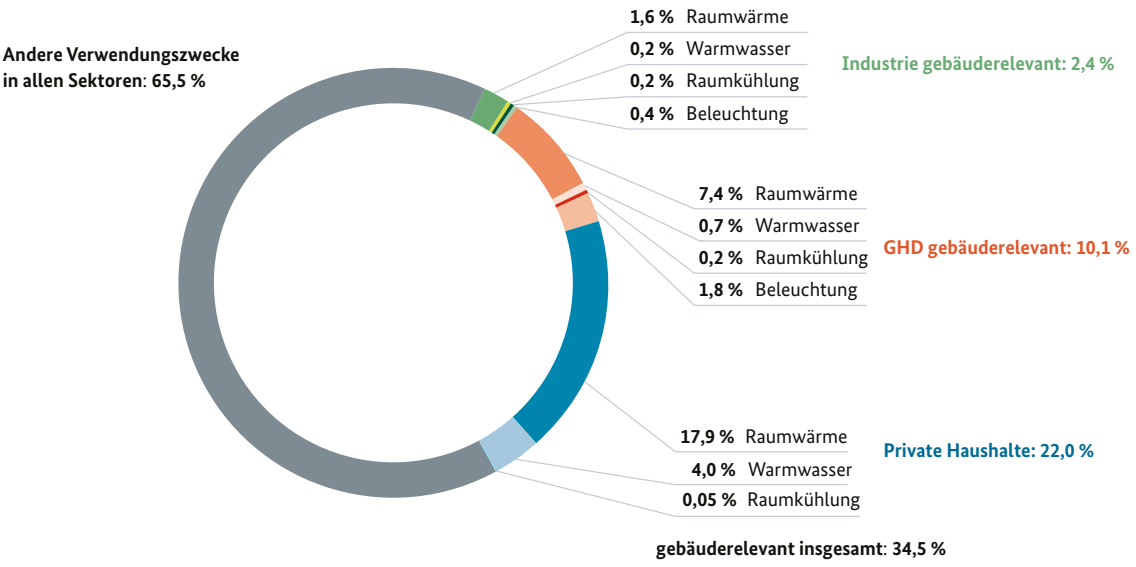
Der Endenergieverbrauch in Gebäuden, im Folgenden auch als Wärmebedarf bezeichnet, ist im Jahr 2017 im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Als gebäuderelevanter Endenergieverbrauch für Wärme (Wärmebedarf) werden die Verbrauchswerte für Raumwärme (Heizung), Raumkühlung und Warmwasserbereitung ausgewiesen. Zusätzlich wird in Nichtwohngebäuden der Stromverbrauch für die (fest installierte) Beleuchtung bilanziert. Im Jahr 2017 betrug der Wärmebedarf rund 3.214 PJ, ein Anstieg um 2,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Der Anstieg ist hauptsächlich auf die im Vergleich zum Vorjahr kühlere Witterung im Januar und September zurückzuführen, die mit erhöhtem Heizbedarf einherging.

Auch wenn der Wärmebedarf in den vergangenen vier Jahren jeweils angestiegen ist, hat er sich seit dem Jahr 2008 insgesamt um 6,9 Prozent verringert. Das bedeutet: Der Wärmebedarf ist in diesem Zeitraum im Durchschnitt um rund 0,8 Prozent pro Jahr gesunken. Um die Zielvorgabe einer Reduktion von 20 Prozent bis 2020 gegenüber dem Niveau von 2008 einzuhalten, müsste der Wärmebedarf gegenüber dem Niveau von 2017 noch um 13,1 Prozentpunkte zurückgehen. Einen solchen Rückgang bis 2020 zu erreichen, ist unwahrscheinlich.

Die Energieeffizienz im Gebäudebereich ist im Jahr 2017 im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte ist gegenüber dem Vorjahr stärker gestiegen als die Wohnfläche. Das Verhältnis dieser beiden Größen spiegelt die Energieeffizienz im Gebäudebereich wider. Dieser so genannte spezifische Endenergieverbrauch für Raumwärme pro Wohnfläche der privaten Haushalte ist gegenüber dem Vorjahr um ein Prozent gestiegen. Bereinigt um Witterungseffekte ergibt sich ein Anstieg um 1,6 Prozent.

Verglichen mit dem Jahr 2008 wird Energie im Wohngebäudebereich heute deutlich effizienter genutzt. So wurde im Jahr 2017 im Mittel 14,0 Prozent weniger Energie zur Beheizung eines Quadratmeters benötigt als noch 2008 (siehe Abbildung 6.3). Das bedeutet, dass Energie im Wohngebäudebereich im Mittel zunehmend effizienter genutzt wurde und damit trotz steigender Wohnfläche insgesamt bis 2014 eine Verringerung des Wärmebedarfs stattfand. Temperaturbereinigt ergab sich im Jahr 2017 ein um 13,5 Prozent niedrigerer spezifischer Endenergieverbrauch für Raumwärme der privaten Haushalte als 2008.

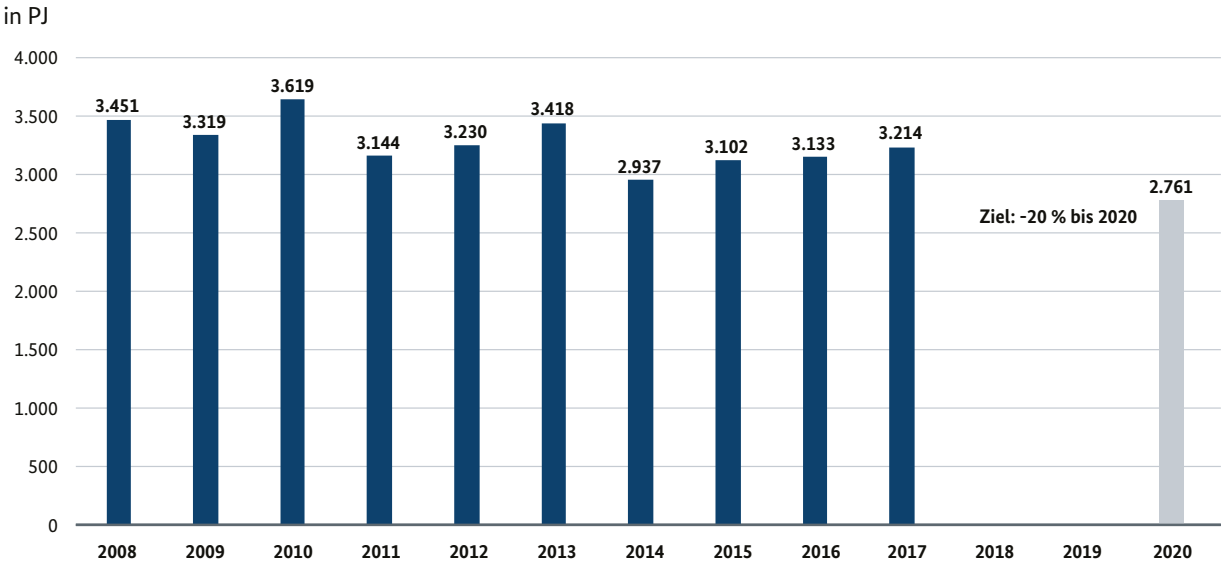
Abbildung 6.1: Anteil des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs am gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2016



Quelle: AGEB 11/2018

Abbildung 6.2: Zielsteckbrief: Endenergieverbrauch für Wärme

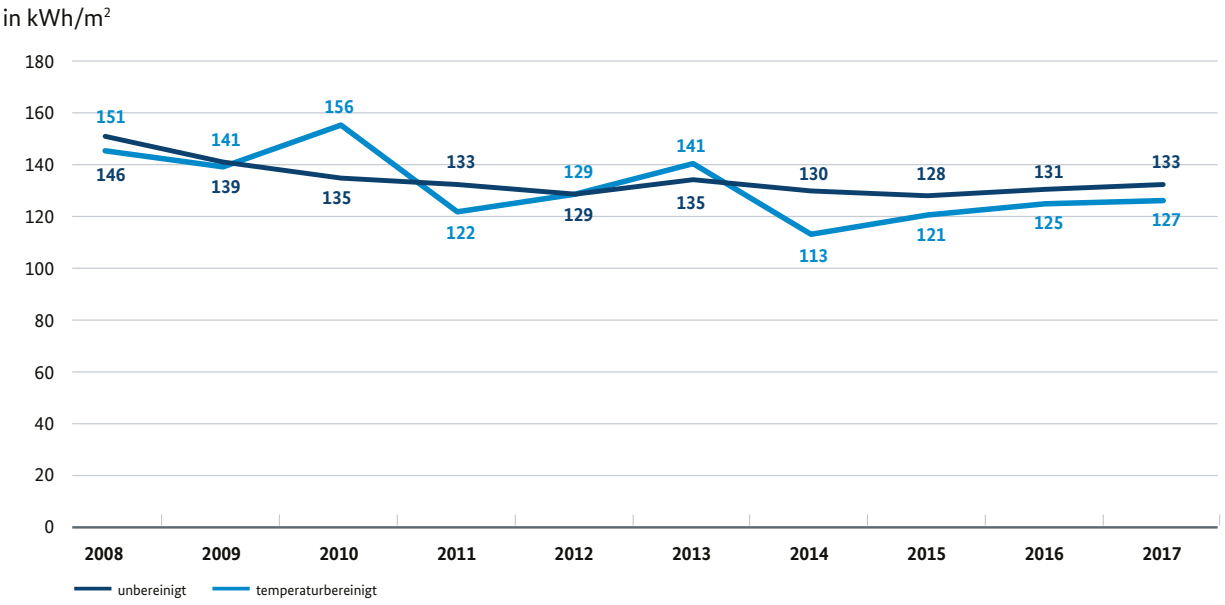
Ziel 2020	Reduktion des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs (Wärmebedarf) um 20 Prozent (ggü. 2008)
Stand 2017	-6,9 Prozent



Quelle: AGEB 11/2018

Trend	●●●○○
Maßnahmen	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz, Energieeffizienzstrategie Gebäude und Aktionsprogramm Klimaschutz

Abbildung 6.3: Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Erzeugung von Raumwärme in privaten Haushalten



Quelle: AGEB und StBA 11/2018

6.1.2 Primärenergiebedarf

Der Primärenergiebedarf von Gebäuden stieg im Jahr 2017 um 1,9 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Der Indikator Primärenergiebedarf berücksichtigt neben der Bereitstellung von Heizung, Kühlung und Warmwasser (für Nichtwohngebäude zusätzlich Beleuchtung) auch den nicht erneuerbaren Aufwand für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport bzw. die Verteilung der einzelnen Energieträger. Der Primärenergiebedarf umfasst jedoch keine erneuerbaren Energien. Er kann somit sowohl durch Energieeffizienzsteigerungen als auch durch die Erhöhung des Anteils von erneuerbaren Energien an der Deckung des Wärmebedarfs gesenkt werden. Im Jahr 2017 lag der Primärenergiebedarf bei 3.555 PJ gegenüber 3.488 PJ im Vorjahr.

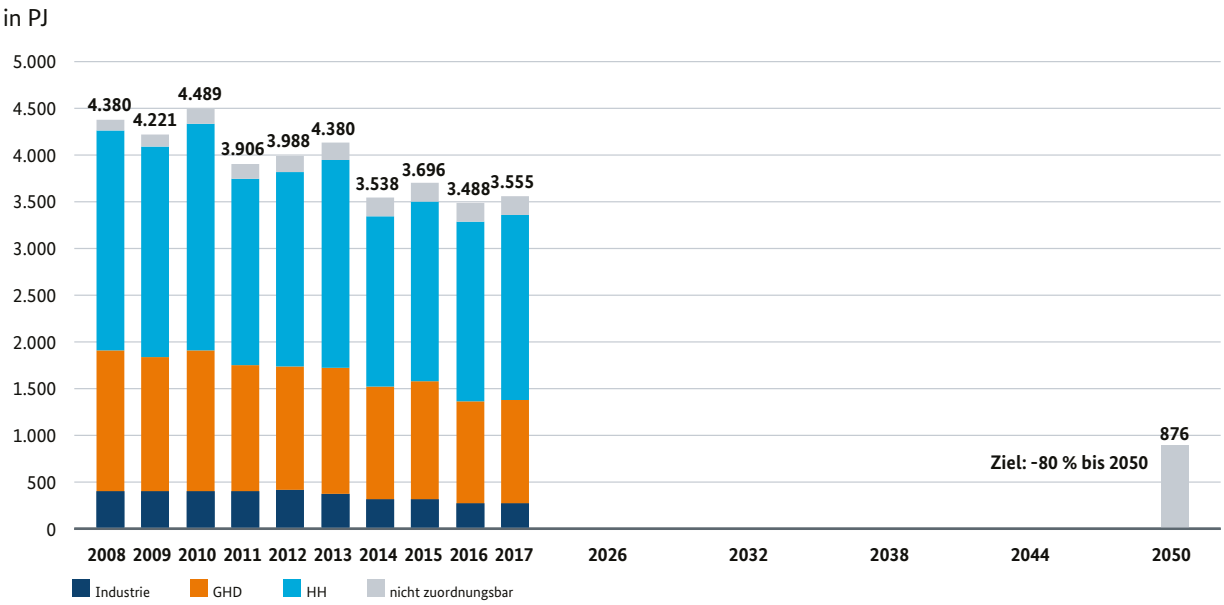
Seit dem Jahr 2008 hat sich der Primärenergiebedarf bereits um 18,8 Prozent verringert. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Minderung um 2,3 Prozent. Das zeigt, dass der richtige Pfad zur Reduktion des Primärenergiebedarfs eingeschlagen ist (siehe Abbildung 6.4). Jedoch blieben die Werte seit 2014 näherungsweise konstant. Eine lineare Fortschreibung zur Einschätzung des Zielerreichungsgrades ist aufgrund des weit in der Zukunft liegenden Zielwertes (80 Prozent Reduktion gegenüber 2008 bis 2050) nicht sinnvoll. Gemäß der Prognose des Referenzszenarios der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) sinkt der Primärenergiebedarf auf Grundlage der bestehenden Instrumente (Stand 2013) bis 2050 um nicht mehr als rund 60 Prozent gegenüber 2008, so dass das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes verfehlt würde.

6.1.3 Sanierung und Investitionen im Gebäudesektor

Im Jahr 2017 wurden im Wohnungsbau Baugenehmigungen für die Sanierung bzw. die Errichtung von insgesamt rund 340 Tsd. Wohneinheiten erteilt und rund 279 Tsd. Baufertigstellungen verzeichnet. Dies entspricht einem Rückgang um knapp sieben (Genehmigungen) bzw. einem Anstieg (Fertigstellungen) um rund drei Prozent gegenüber dem Vorjahr. Neuerrichtungen machten rund 300 Tsd., d.h. etwa 88 Prozent der 340 Tsd. Wohneinheiten aus. Zeitgleich wurden im Jahr 2017 Neubauvorhaben mit rund 117 Tsd. Wohneinheiten über das KfW-Programm „Energieeffizient Bauen“ im Rahmen des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms finanziell unterstützt. Das heißt, mindestens rund 40 Prozent der 2017 genehmigten neuen Wohneinheiten wurden vom Bund gefördert und damit nach höherem Energieeffizienzstandard errichtet, als die Energieeinsparverordnung (EnEV) vorschreibt. Durch das KfW-Förderprogramm „Energieeffizient Sanieren“ wurde 2017 die Energieeffizienz von insgesamt rund 276 Tsd. Wohneinheiten erhöht. Energieeffi-

Abbildung 6.4: Zielsteckbrief: Primärenergiebedarf

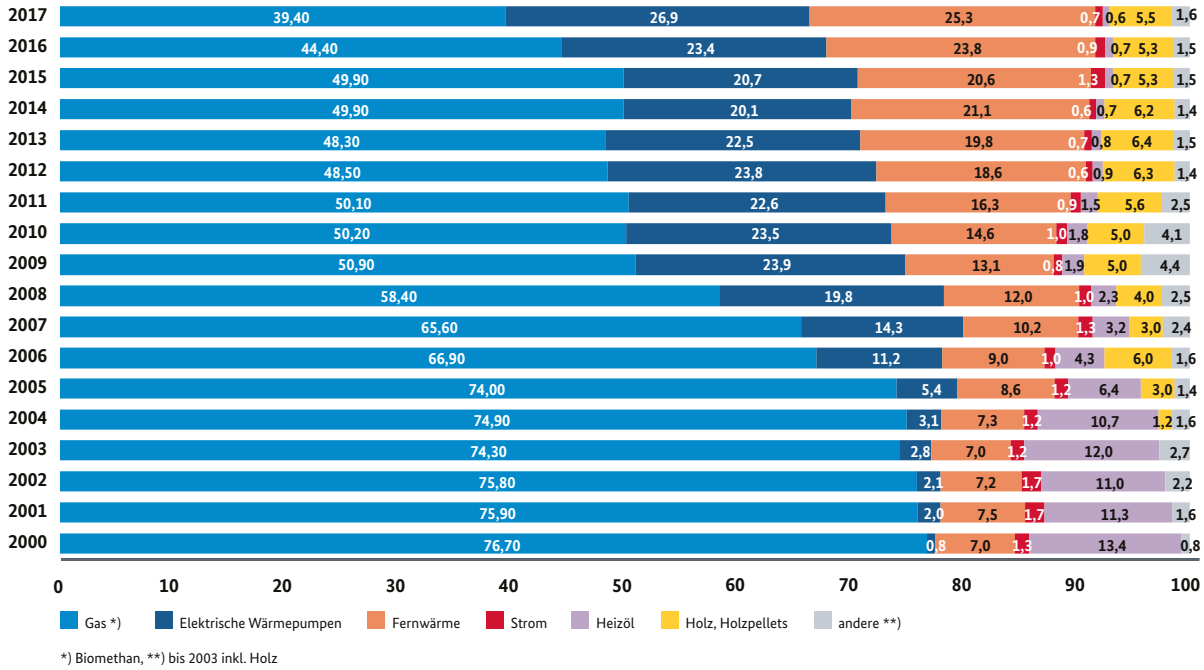
Ziel 2050	Reduktion des Primärenergiebedarfs um 80 Prozent (ggü. 2008)
Stand 2017	-18,8 Prozent



Quelle: BMWi auf Basis AGEB 11/2018

Trend	Wegen des langen Zeitraums bis 2050 hier keine Trendaussage
Maßnahmen	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz, Energieeffizienzstrategie Gebäude und Aktionsprogramm Klimaschutz

Abbildung 6.5: Beheizungssysteme in neuen Wohnungen 2000 bis 2017, Anteil der Energieträger
in Prozent



*) Biomethan, **) bis 2003 inkl. Holz

Quelle: BDEW auf Grundlage von Angaben der Statistischen Landesämter 2018

Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz im Gebäudebereich

Geringere Energiekosten, mehr Wohnkomfort, ein höherer Immobilienwert und ein wertvoller Beitrag zum Klimaschutz – Energieeffizienz und der Einsatz von erneuerbaren Energien in privaten Wohngebäuden lohnt sich. Das BMWi unterstützt dabei mit attraktiven Förderprogrammen. Seit dem Jahr 2000 haben rund fünf Millionen Eigentümer eine energetische Gebäudesanierung durchgeführt und dabei von staatlichen Fördergeldern profitiert.

Zudem stärkt das BMWi mit einer Vielzahl von Beratungsangeboten zum Thema Energieeffizienz und Einsatz erneuerbarer Energien im Gebäudebereich die Eigenkompetenz der Energieverbraucher zu entscheiden und hilft, Fehlinvestitionen zu vermeiden. So stellt etwa eine qualifizierte Energieberatung konkrete Effizienz- und Einsparpotenziale dar und führt auf, mit welchen Kosten eine Umsetzung verbunden ist und wie diese gegebenenfalls finanziert oder gefördert werden können. Die Plattform www.deutschland-machts-effizient.de des BMWi stellt einen verbraucherfreundlichen Überblick über alle Effizienzförderprogramme des Bundes im Gebäudebereich bereit.

Seit 2017 informiert das bundeseigene Informations- und Kompetenzzentrum für zukunftsgerechtes Bauen die Öffentlichkeit im ehemaligen Effizienzhaus-Plus-Forschungsvorhaben des Bundes gezielt über Lösungsansätze für klimagerechtes Bauen. Der Bund bietet mit dieser Plattform allen Interessierten ein Forum für einen Dialog zum Thema. Weitere Informationen bietet die Seite www.bauen-der-zukunft.de.

Die Energiewendeplattform Gebäude bietet den Akteuren aus Immobilienwirtschaft, Gewerbe, Industrie sowie der Verbraucherseite und der öffentlichen Hand die Möglichkeit für eine gemeinsame Diskussion der vielfältigen Potenziale des Gebäudesektors wie auch der bestehenden Herausforderungen. Ende 2017 fand die siebte Sitzung der Plattform statt.



zientes Bauen erschließt Potenziale für wirtschaftliche Lösungen. Dies stärkt zugleich die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Baubereichs.

Im Bereich erneuerbare Energien (EE) zur Wärmeerzeugung wurde im Jahr 2017 im Rahmen des „Marktanreizprogramms für erneuerbare Energien im Wärmemarkt" (MAP) der Einbau von rund 61.400 EE-Heizungsanlagen, vorwiegend in Wohngebäuden, gefördert. Die eingesetzten Technologien basieren auf Solarthermie, Biomasse und Umweltwärme. Insgesamt betrug die Höhe der in 2017 ausgezahlten Investitionszuschüsse 196,7 Millionen Euro. Dies entspricht einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um acht Prozent. Das Investitionsvolumen dieser Maßnahmen lag bei rund 894 Millionen Euro.

Neubauten werden zunehmend mit klimafreundlichen Heizsystemen ausgestattet. So ist in neuen Wohngebäuden der Einbau von Ölheizungen seit dem Jahr 2000 von 13,4 Prozent auf unter ein Prozent im Jahr 2017 gesunken. Auch der Einbau von Gasheizungen sank im selben Zeitraum von 76,7 auf 39,4 Prozent. Demgegenüber gibt es eine stetige Zunahme von Wärmepumpen im Neubau, und zwar von 0,8 Prozent im Jahr 2000 auf 26,9 Prozent im Jahr 2017. Gleichzeitig stieg auch der Anteil der Biomasseheizungen von unter einem auf 5,5 Prozent (siehe Abbildung 6.5 und Kapitel 13).

6.2 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Mit der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) gibt es eine umfassende Strategie für die Energiewende im Gebäudebereich. Die ESG zeigt Wege auf, wie das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes bis zum Jahr 2050 durch eine Kombination aus der Steigerung der Energieeffizienz und der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien erreicht werden kann. Die Wirtschaftlichkeit und Sozialverträglichkeit ist in die Umsetzung einzubeziehen. Die Strategie baut auf dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) auf.

Die Umsetzung der Maßnahmen der ESG und des NAPE wird weiter konsequent vorangetrieben. Das heißt zum Beispiel für das im Jahr 2017 eingeführte Beratungsinstrument „individueller Sanierungsfahrplan (iSFP) für Wohngebäude", dass bisher gesammelte Erfahrungen und Rückmeldungen der Energieberater und Nutzer umgesetzt werden. Dadurch kann die Anwenderfreundlichkeit weiter verbessert werden. Im Laufe des Jahres 2019 soll das Beratungskonzept außerdem weiterentwickelt werden und auch für Nichtwohngebäude zur Verfügung stehen.

Das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm, das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP) und das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) waren im Jahr 2017 sehr erfolgreich. So werden die im Rahmen des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms aufgelegten KfW-Förderprogramme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren auch weiterhin auf hohem Niveau nachgefragt. Auch die mit dem NAPE beschlossene Förderung gewerblicher Gebäude verzeichnet eine positive Bilanz. Das MAP weist insbesondere im Bereich der Innovationsförderung hocheffizienter Wärmepumpen und Biomasseanlagen eine immer stärkere Nachfrage auf. Das als Alternative für die steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung aufgelegte APEE wird seit dem Förderbeginn in 2016 weiterhin sehr gut nachgefragt. Das APEE fördert u.a. den Austausch ineffizienter Heizungen („Heizungspaket"), den Einbau von Lüftungsanlagen in Verbindung mit weiteren energetischen Maßnahmen („Lüftungspaket") sowie innovative Brennstoffzellenheizungen für Neubau und Bestandsgebäude.

Maßnahmen zur Energieberatung sind wichtige Bestandteile der Energieeffizienz- und Klimaschutzpolitik der Bundesregierung. Mit der Erweiterung der antragsberechtigten Energieberater in den Programmen „Energieberatung für Wohngebäude" und „Energieberatung im Mittelstand" um qualifizierte Energieberater wie z.B. Handwerker und Schornsteinfeger profitieren Verbraucher von einem größeren Kreis an qualifizierten Beratern. Die Energieberatung erfolgt auch weiterhin neutral und mit hoher Qualität. Angaben zu der beruflichen Tätigkeit der neuen Energieberater müssen in der Energieeffizienz-Expertenliste für Förderprogramme des Bundes veröffentlicht werden.



Mit der Förderstrategie „Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien" hat das BMWi einen Prozess gestartet, mit dem die Förderprogramme bis 2020 noch besser miteinander verzahnt und serviceorientierter ausgestaltet werden. Neben einem leicht verständlichen Förderangebot wird auch an einem adressatenorientierten Informationsangebot mit schlanken Antragsverfahren gearbeitet. Im Gebäudebereich werden im Rahmen der Strategie u.a. die beiden großen Förderprogramme „CO_2-Gebäudesanierungsprogramm" und „Marktanreizprogramm" (MAP) zusammengelegt, um gleichzeitig Energieeffizienz und erneuerbare Energien in einem Angebot fördern zu können.

Monitoring der zentralen Maßnahmen zur Förderung von Energieeinsparungen im Gebäudebereich

Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)			
Kurzbeschreibung	Das Programm fördert den Heizungsaustausch mit gleichzeitiger Optimierung des gesamten Heizsystems (fossile und erneuerbare), den Einbau von Lüftungsanlagen in Kombination mit einer weiteren Maßnahme an der Gebäudehülle (z. B. Fenster) und die Markteinführung von Brennstoffzellen-Heizungen. Das Programm wurde in das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm und Marktanreizprogramm integriert.		
Aktueller Stand 2017	Das zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellenheizsysteme entwickelte KfW-Zuschussprogramm „Energieeffizient Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle“ (Programm-Nr. 433) steht seit Juli 2017 neben privaten Wohneigentümern nun auch Unternehmen, Contractoren, Kommunen, kommunalen Unternehmen und Zweckverbänden sowie gemeinnützigen Organisationen und Kirchen offen. Somit wird der Einbau von hocheffizienten Brennstoffzellensystemen sowohl in Wohngebäuden als auch in Nichtwohngebäuden unterstützt. Die Förderkonditionen bleiben auch bei erweitertem Antragstellerkreis erhalten: Gefördert werden der Einbau stationärer Brennstoffzellen-Heizungen in den Leistungsklassen 0,25 bis 5,0 KW elektrischer Leistung in neuen und bestehenden Gebäuden, die fest vereinbarten Kosten für einen Vollwartungsvertrag in den ersten zehn Jahren sowie die Kosten für die Leistungen eines Energieeffizienz-Experten. Die Förderung ist gestaffelt nach der elektrischen Leistung der Anlage.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Eigentümer von Wohngebäuden und Eigentumswohnungen, Energiedienstleistungsunternehmen (Contractoren)		
Betroffene Energieträger	Erdgas, Heizöl, Kohle, Flüssiggas, Biomasse, Strom, Fernwärme		
Laufzeit des Instruments	2016 bis auf Weiteres		
Vollzug	KfW und BAFA		
Letzte Evaluierung	09.10.2018		
Nächste Evaluierung	Geplant für 2019		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	1,6	4,1	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	1,2	3,1	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,1	0,3	k.A.

CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Nichtwohngebäude	
Kurzbeschreibung	Im Rahmen des Programms werden energiesparende Sanierungsmaßnahmen von Nichtwohngebäuden durch zinsgünstige Darlehen teilweise in Kombination mit Tilgungszuschüssen oder über Zuschüsse gefördert. Gefördert werden sowohl Einzelmaßnahmen (z. B. Heizung, Lüftung, Dämmung) und Maßnahmenkombinationen (Heizungs- und Lüftungspaket) als auch Gesamtpakete zur Erreichung eines KfW-Effizienzhausstandards (Sanierung und Neubau), bei dem Kennwerte für den Primärenergiebedarf des Gebäudes und den Gesamtwärmeschutz der Gebäudehülle eingehalten werden müssen.
Aktueller Stand 2017	THG-Einsparungen 2015 – 2017 aktualisiert auf Grundlage aktuell laufender Evaluation der Förderprogramme
Charakter des Instruments	Förderprogramm
Zielgruppe	Eigentümer, Ersterwerber, Bauherren von Nichtwohngebäuden
Betroffene Energieträger	Erdgas, Heizöl, Kohle, Flüssiggas, Biomasse, Strom, Fernwärme
Laufzeit des Instruments	2007 bis auf Weiteres
Vollzug	KfW

→

CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Nichtwohngebäude			
Letzte Evaluierung	01.12.2015		
Nächste Evaluierung	Läuft derzeit		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	4,79	6,26	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	3,55	4,62	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,24	0,33	k.A.

CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Wohngebäude			
Kurzbeschreibung	Im Rahmen des Programms werden energiesparende Sanierungsmaßnahmen von Wohngebäuden durch zinsgünstige Darlehen teilweise in Kombination mit Tilgungszuschüssen oder über Zuschüsse gefördert. Gefördert werden sowohl Einzelmaßnahmen (z. B. Heizung, Lüftung, Dämmung) und Maßnahmenkombinationen (Heizungs- und Lüftungspaket) als auch Gesamtpakete zur Erreichung eines KfW-Effizienzhausstandards (Sanierung und Neubau), bei dem Kennwerte für den Primärenergiebedarf des Gebäudes und den Gesamt-Wärmeschutz der Gebäudehülle eingehalten werden müssen.		
Aktueller Stand 2017	Keine signifikanten Änderungen des Programms im Berichtsjahr 2017		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Eigentümer, Ersterwerber, Bauherren von Wohngebäuden, Eigentumswohnungen		
Betroffene Energieträger	Erdgas, Heizöl, Kohle, Flüssiggas, Biomasse, Strom, Fernwärme		
Laufzeit des Instruments	2006 bis auf Weiteres		
Vollzug	KfW		
Letzte Evaluierung	09.10.2018		
Nächste Evaluierung	2019		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	96,5	115,4	k. A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	76,9	81,3	k. A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	8,0	8,4	k. A.



Nationales Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen			
Kurzbeschreibung	Das Nationale Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen soll Verbraucher über den Effizienzstatus ihrer alten Heizgeräte informieren und sie motivieren, ihre ineffizienten Heizgeräte auszutauschen. Der Bezirksschornsteinfeger, Installateur oder Energieberater nimmt bei der Labelvergabe eine individuelle Bewertung des Heizgerätes vor, informiert über die Bedeutung des Labels und verteilt einen Flyer mit Hinweisen über Beratungs- und Förderangebote. Es wird erwartet, dass über das nationale Heizungslabel die Austauschrate in Deutschland um circa 20 Prozent auf 3,7 Prozent pro Jahr gesteigert werden kann.		
Aktueller Stand 2017	Im Jahr 2017 wurden knapp 700.000 Effizienzlabel an Heizungsaltanlagen angebracht und von den Bezirksschornsteinfegern im BAFA abgerechnet. Die Anlagenbetreiber wurden durch das Label sowie durch einen Flyer über den energetischen Zustand ihres Heizkessels sowie über mögliche Modernisierungs- und Sanierungsmaßnahmen inklusive Fördermöglichkeiten aufgeklärt.		
Charakter des Instruments	Information		
Zielgruppe	Haushalte, kleine GHD		
Betroffene Energieträger	Gas, Öl		
Laufzeit des Instruments	2016 bis 2021		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	12.07.2018		
Nächste Evaluierung	Mitte 2019		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,01	2,41	4,6 bis 13,9
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,01	2,09	0,3 bis 2
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,001	0,12	0,0003 bis 0,001

Förderung der Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich			
Kurzbeschreibung	Ziel des Heizungsoptimierungsprogramms ist es, bis Ende 2020 jährlich bis zu zwei Millionen ineffiziente Heizungs- und Warmwasser-Zirkulationspumpen durch hocheffiziente Pumpen zu ersetzen und jährlich den Betrieb von bis zu 200.000 bestehenden Heizungsanlagen durch einen sog. hydraulischen Abgleich zu optimieren. Um dieses Potenzial zu heben, setzt das Heizungsoptimierungsprogramm mit einem Zuschuss von bis zu 30 % der Nettoinvestitionskosten Anreize zur Optimierung bestehender Heizungsanlagen.		
Aktueller Stand 2017	Das Förderprogramm Heizungsoptimierung ist angelaufen und wies 2017 im Mittel rund 5.900 Anträge pro Monat auf.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Privatpersonen, Unternehmen, Kommunen, Genossenschaften, gemeinnützige Organisationen		
Betroffene Energieträger	Gas, Öl, Strom		
Laufzeit des Instruments	01.08.2016 bis 31.12.2020		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	02.10.2018		
Nächste Evaluierung	April 2019		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,1	0,8	k.A.

→

Förderung der Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich			
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,1	0,5	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,01	0,05	1,8

Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP)			
Kurzbeschreibung	Das MAP fördert Investitionen/Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, vorwiegend im Gebäudebestand. Das MAP umfasst zwei Programmteile: 1) Investitionszuschüsse über das BAFA für kleinere Solarthermieanlagen und Biomasseanlagen sowie effiziente Wärmepumpen und 2) Tilgungszuschüsse in Verbindung mit KfW-Darlehen im KfW-Programm „Erneuerbare Energien – Premium bzw. Tiefengeothermie“ für große Solarthermieanlagen, Biomasseheizwerke, bestimmte effiziente Wärmepumpen, Biogasleitungen, Tiefengeothermieanlagen, Nahwärmenetze für Wärme aus erneuerbaren Energien (nachrangig zur KWKG-Förderung), große Wärmespeicher für Wärme aus erneuerbaren Energien.		
Aktueller Stand 2017	Keine signifikanten Änderungen des Programms im Berichtsjahr 2017		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Privathaushalte, Unternehmen, Kommunen		
Betroffene Energieträger	alle		
Laufzeit des Instruments	2000 bis auf Weiteres		
Vollzug	BAFA und KfW		
Letzte Evaluierung	2017		
Nächste Evaluierung	2018		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	2,1	3,0	5
Endenergieeinsparung (in PJ)	2,3	3,5	5
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	1,2	1,1	2,373

EnEff.Gebäude.2050 – Innovative Vorhaben für den nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050	
Kurzbeschreibung	Ziel der Förderinitiative „EnEff.Gebäude.2050“ ist es, ambitionierte Konzepte für nahezu klimaneutrale Gebäude und Quartiersansätze zu demonstrieren und damit eine breitere Umsetzung anzustoßen. Der Leitgedanke ist, dass die Projekte die Herausforderungen auf dem Weg zum nahezu klimaneutralen Gebäudebestand umfassend adressieren, aktuelle Forschungsergebnisse und Innovationen aufgreifen und als modellhafte Vorhaben stellvertretend für eine breite Anwendungsmöglichkeit stehen sollen.
Aktueller Stand 2017	Im Jahr 2017 wurden 25 Projekte bewilligt (davon 22 Innovationsprojekte und 3 Wettbewerb).
Charakter des Instruments	Förderprogramm
Zielgruppe	Konsortien aus Unternehmen und Forschungseinrichtungen
Betroffene Energieträger	alle
Laufzeit des Instruments	2016 bis 31.12.2018 (letzter Einreichtermin für Projektvorschläge), Laufzeit der Projekte bis 5 Jahre ab Bewilligung
Vollzug	unterschiedliche Projektträger

→

EnEff.Gebäude.2050 – Innovative Vorhaben für den nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050			
Letzte Evaluierung	Die Erfolgskontrolle wird voraussichtlich im Juni 2019 abgeschlossen.		
Nächste Evaluierung	Die Förderinitiative „EnEff.Gebäude.2050“ ist seit 1. Januar 2019 in das 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung integriert. Sie wird daher Teil der Evaluation des 7. Energieforschungsprogramms (bzw. der Förderbekanntmachung „Angewandte nichtnukleare Forschungsförderung im 7. Energieforschungsprogramm 'Innovationen für die Energiewende“ in Verbindung mit dem 7. Energieforschungsprogramm) sein.		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,0	0,0	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,0	0,0	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,0	0,0	k.A.

Energieberatung			
Kurzbeschreibung	Energieberatung der Verbraucherzentralen (vzbv), Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen und gemeinnützigen Organisationen (EBK), Energieberatung im Mittelstand (EBM), Energieberatung für Wohngebäude (Vor-Ort-Beratung, individueller Sanierungsfahrplan) (EBW)		
Aktueller Stand 2017	Am 01.12.2017 traten zwei Richtlinienänderungen in Kraft, die den Kreis der antragsberechtigten Energieberater erweitert haben. Betroffen waren die Förderprogramme „Energieberatung Mittelstand“ sowie „Energieberatung für Wohngebäude“. Hierdurch wurde einer größeren Zahl an qualifizierten Energieberatern der Zugang zu den Förderprogrammen ermöglicht. Bis zu diesem Zeitpunkt galt das Prinzip der personenbezogenen Unabhängigkeit, welches besagt hat, dass Personen, die eine Energieberatung durchführen, kein Eigeninteresse an der Umsetzung von Energieeffizienzinvestitionen haben dürfen. Dies hatte zur Folge, dass bestimmte Branchen, wie Handwerker, Schornsteinfeger oder Energieversorger, von den Programmen ausgeschlossen waren. Durch eine Verschiebung des Unabhängigkeitskriteriums bei gleichzeitig weiterhin hohen Qualitätsanforderungen wurde diesen Branchen ermöglicht, ebenfalls an den Förderprogrammen zu partizipieren. Nun gilt, dass die Energieberatung an und für sich in neutraler und unabhängiger Weise durchgeführt werden muss. Die Qualität der Beratung wird weiterhin durch das Zusammenspiel von verschiedenen Maßnahmen gesichert.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Privatpersonen, Mieter und Eigentümer, Unternehmen, Kommunen, gemeinnützige Organisationen		
Betroffene Energieträger	Strom, Wärme		
Laufzeit des Instruments	fortgeführtes Instrument bis offen		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	2018 (EBM/EBK), 2016 (vzbv)		
Nächste Evaluierung	2019 (EBW)		
Monitoring-Indikatoren	2016 (NAPE-Logik)	2017 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	7,4	12,8	6
Endenergieeinsparung (in PJ)	6,7	8,6	4
CO_2-Einsparung (in Mt CO_2-Äq./Jahr)	0,5	0,7	0,25

6.3 Ausblick

6.3.1 Ausblick bis 2020

Die aktualisierte Zielarchitektur-Studie (siehe Kapitel 2.2) kommt auf Basis der durchgeführten Analysen zu folgendem Szenario: Das Ziel, den gebäuderelevanten Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2008 um 20 Prozent zu senken, wird danach deutlich verfehlt. Die Studie geht davon aus, dass sich die Reduktion bis 2020 auf rund minus 7,7 Prozent beläuft (innerhalb einer Bandbreite von minus 6,8 Prozent bis minus 9,0 Prozent, siehe Abbildung 6.6). Dabei wurde die Wirkung der Maßnahmen im Rahmen der Zielarchitektur berücksichtigt.

Grund für die unzureichende Entwicklung der Energieverbräuche im Gebäudebereich mit Blick auf 2020 ist die zu geringe Sanierungstätigkeit im Gebäudebestand in Verbindung mit den neubaubedingt weiter wachsenden Wohn- und Nutzflächen. Nicht zuletzt hemmen die im Zuge der guten Baukonjunktur deutlich gestiegenen Baupreise sowie die dadurch bedingte sehr hohe Auslastung im Baugewerbe die Bautätigkeit im Bereich energetischer Gebäudesanierung.

6.3.2 Ausblick bis 2030

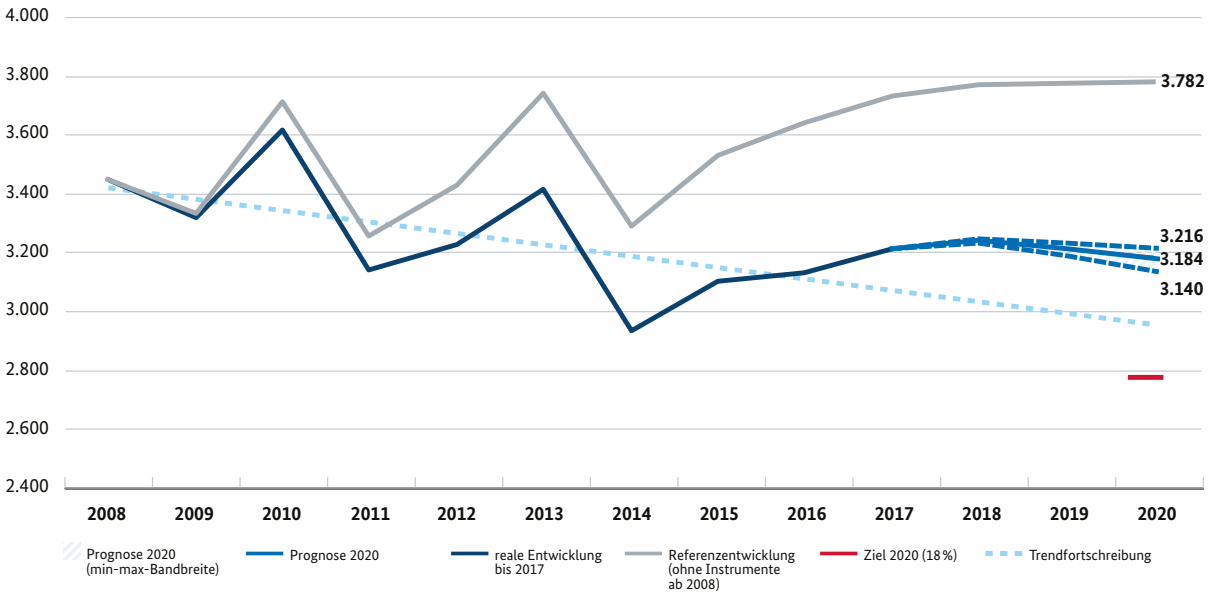
Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen würden, würde der gebäuderelevante Endenergieverbrauch nach dem NECP-Referenzszenario im Jahr 2030 bei 2.877 PJ liegen. Der Wärmebedarf des Gebäudesektors nimmt zwischen 2021 und 2030 in der Referenzentwicklung um durchschnittlich 1,0 Prozent pro Jahr ab. Der Wärmebedarf reduziert sich in diesem Zeitraum im Schnitt etwas stärker als in den Jahren davor. Im Vergleich zum Wärmebedarf von 2008 mit 3.451 PJ sinkt der Bedarf bis 2030 um 16,6 Prozent. Im Jahr 2040 liegt der gebäuderelevante Endenergieverbrauch im NECP-Referenzszenario bei 2.655 PJ (siehe Abbildung 6.7).

Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen würden, würde der Primärenergiebedarf von Gebäuden nach dem NECP-Referenzszenario im Jahr 2030 bei 2.962 PJ liegen. Der Primärenergiebedarf im Bereich Gebäude sinkt in der Referenzentwicklung im Schnitt um 1,9 Prozent pro Jahr zwischen 2021 und 2030. Im Vergleich zum Primärenergieverbrauch von 4.380 PJ im Jahr 2008 sinkt der Verbrauch um 32,4 Prozent bis 2030. Etwa die Hälfte der Einsparungen entfällt auf die Reduktion im Endenergieverbrauch bei Raumwärme und Warmwasser, während die andere Hälfte durch eine stärkere Substitution von fossilen Energieträgern zustande kommt. Im Jahr 2040 liegt der Primärenergiebedarf im NECP-Referenzszenario bei 2.552 PJ (siehe Abbildung 6.8).

6.3.3 Fazit

Insgesamt bleibt der Handlungsbedarf sehr hoch, um die Ziele im Gebäudebereich so schnell wie möglich zu erreichen. Die bisher erzielten Fortschritte reichen nicht aus. Dabei ist zu bedenken, dass auch neue Maßnahmen ihre Einsparwirkung erst mit einer gewissen Vorlaufzeit entfalten würden. Effizienzpotenziale müssen stärker genutzt werden.

Abbildung 6.6: Reduktion des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs laut aktualisierter Zielarchitektur-Studie
in PJ



Quelle: Prognos, Fh ISI (2019)

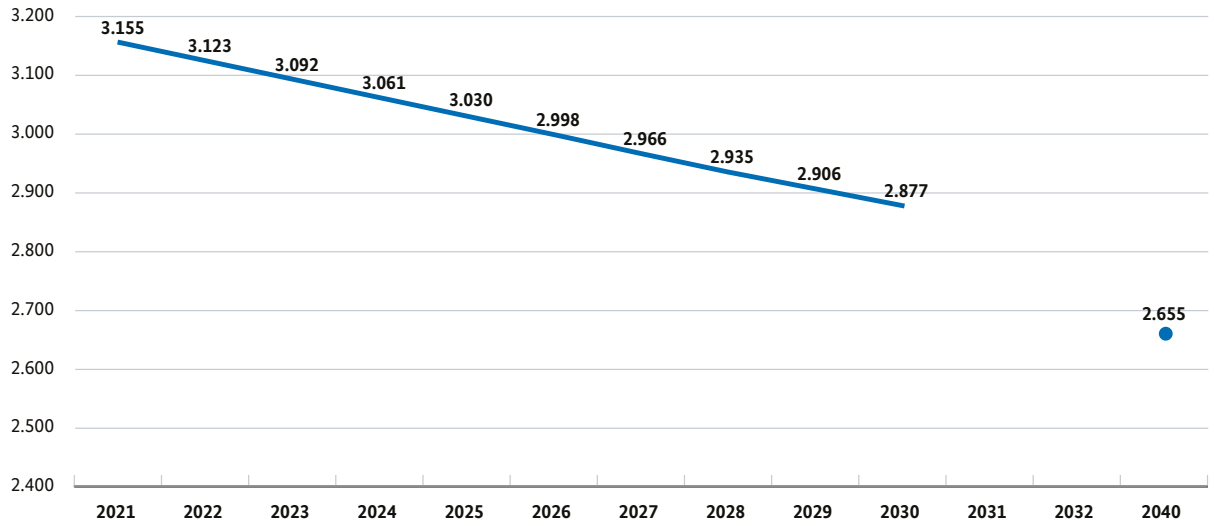
6.4 Schlussfolgerungen

Die Umsetzung der Energiewende im Gebäudebereich wird auch in absehbarer Zukunft ihre Schlüsselrolle für den Erfolg der Energiewende insgesamt beibehalten. Auch für das Erreichen der nationalen Energiewende- und der internationalen Klimaschutzziele 2030 und 2050 ist der Gebäudesektor nach wie vor von zentraler Bedeutung. Daraus leitet sich zum einen ab, dass die Anstrengungen im Gebäudebereich weiterhin stetig intensiviert werden müssen. Zum anderen zeigen Studien, dass bei der Wärmeversorgung von Gebäuden nach wie vor große Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz, zur Nutzung erneuerbarer Energien als auch für die Sektorkopplung und die Digitalisierung vorhanden sind.

Grundlage für die Energiewende im Gebäudebereich bleibt die Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG). Sie zeigt auf, dass das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands 2050 mit Gebäuden, die im Durchschnitt heutigen Effizienzhäusern 55 entsprechen, durch eine Kombination aus der Steigerung der Energieeffizienz und dem verstärkten Ein-

Abbildung 6.7: Entwicklung des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs nach NECP-Referenzszenario bis 2040

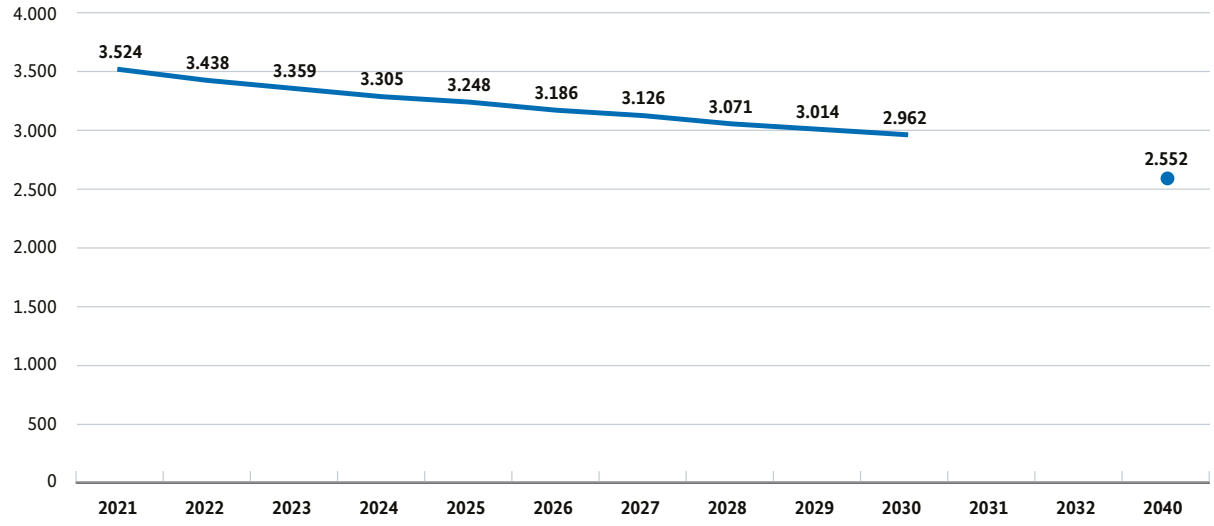
PJ



Quelle: Prognos, Fh ISI, GWS, iinas (2019)

Abbildung 6.8: Entwicklung des Primärenergiebedarfs nach NECP-Referenzszenario bis 2040

PJ



Quelle: Prognos, Fh ISI, GWS, iinas (2019)



satz erneuerbarer Energien erreicht werden kann. Die Wirtschaftlichkeit und Sozialverträglichkeit ist in die Umsetzung einzubeziehen. Für den Weg zum Einsparziel wird in der ESG ein Lösungskorridor aus Energieeffizienzsteigerung und erneuerbaren Anteilen am Energieverbrauch ermittelt, innerhalb dessen sich aus heutiger Sicht die Umsetzung bis 2030 und bis 2050 bewegen kann. Je nach Szenario prognostiziert die ESG eine Reduktion des Endenergieverbrauchs bis etwa zur Halbierung sowie einen Anteil erneuerbarer Energien von etwa 60 bis 70 Prozent am verbleibenden Endenergieverbrauch für das Jahr 2050. Um die Ziele der ESG zu unterstützen, formuliert der Klimaschutzplan 2050 im Rahmen der Strategie klimafreundliches Bauen und Wohnen Meilensteine und strategische Maßnahmen, die es zu beachten und jetzt umzusetzen gilt.

Die Bundesregierung plant eine sektorenübergreifende Energieeffizienzstrategie zu verabschieden. Diese soll konkrete Maßnahmen enthalten, um die Vorgaben des Energiekonzepts und den deutschen Beitrag zum EU-Energieeffizienzziel für das Jahr 2030 zu erreichen. Dafür soll die Strategie konkrete Maßnahmen für die Dekade 2021 – 2030 (NAPE 2.0) bündeln (siehe hierzu Kapitel 5.4).

Laut Koalitionsvertrag werden mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) das Ordnungsrecht entbürokratisiert und vereinfacht, die Anforderungen des EU-Rechts umgesetzt und dabei gelten die aktuellen energetischen Anforderungen für Bestand und Neubau fort.

Die steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung ist eine prioritäre Maßnahme im Koalitionsvertrag, um die energie- und klimapolitischen Ziele im Gebäudebereich zu erreichen. Sie soll die bislang existierende Förderlandschaft im Gebäudebereich sinnvoll ergänzen. Im Rahmen der Umsetzung prüft die Bundesregierung verschiedene Ausgestaltungsoptionen auch unter Berücksichtigung der haushaltspolitischen Vorgaben des Koalitionsvertrags. Damit die steuerliche Förderung gut wirken kann, sind spürbare Anreize für zusätzliche Sanierungen im Gebäudebestand notwendig. Zudem muss sie sinnvoll in die bestehende Förderlandschaft eingebettet werden. Dabei soll auch auf die Multiplikatorwirkung von beispielsweise Steuerberatern gesetzt werden, um die Förderung der energetischen Sanierung bekannter zu machen.

Ohne eine signifikante Anhebung der Sanierungstätigkeit im Gebäudebestand kann die notwendige Verringerung des Endenergieverbrauchs im Gebäudebereich bis 2030 nicht erreicht werden. Dies zeigen die Analysen in Kapitel 6.3.2. Um eine stärkere Sanierungstätigkeit anzureizen, sind neben dem Ausbau der bestehenden Förderprogramme auch neue Instrumente zu etablieren. Im Rahmen des von der Koalition am 19. März 2019 beschlossenen Kabinettsauschusses „Klimaschutz" sollen Entscheidungen zur rechtlich verbindlichen Umsetzung des Klimaschutzplans sowie zur Erreichung der für Deutschland verbindlichen Klimaschutzziele für das Jahr 2030 vorbereitet werden. Das geplante erste Maßnahmenprogramm, das auch in den integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan einfließen soll, soll sicherstellen, dass das Minderungsziel für 2030 (mindestens minus 55 Prozent gegenüber 1990) erreicht wird und alle Sektoren ihren Beitrag leisten.

Neben der Reduzierung des Energieverbrauchs ist die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung für die Erreichung der Energie- und Klimaziele unabdingbar. Daher wird die Wärmewende verstärkt in den politischen Fokus genommen und entschieden vorangetrieben. Neben der Anreizschaffung durch verschiedene Förderangebote für erneuerbar gespeiste Wärmeinfrastrukturen werden derzeit weitere Maßnahmen und Instrumente geprüft bzw. erarbeitet, um die Wärmewende im Gebäudebereich sowie in den anderen Verbrauchssektoren umzusetzen.

Im Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) werden basierend auf der ESG klare Zielvorgaben im Gebäudebereich für die Jahre 2030, 2040 und 2050 festgeschrieben. Der NECP wird bis Ende 2019 maßnahmenscharf ausgestaltet und an die EU-Kommission übermittelt und auch eine langfristige Renovierungsstrategie enthalten. In den Erarbeitungsprozess der Renovierungsstrategie soll ein breiter Kreis von Akteuren einbezogen werden (siehe Kapitel 3). Aufgrund des notwendigen Zusammenspiels aus Energieeffizienz und erneuerbaren Energien wäre zu prüfen, für den Primärenergiebedarf zusätzlich zum 2050-Ziel auch Zwischenziele für die Jahre 2030 und 2040 zu definieren. Nur der Primärenergiebedarf verbindet den technologieoffenen Ansatz mit den Effizienzkriterien und den Erneuerbaren und wäre damit systemkompatibel zur Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG).



7 Verkehr

Wo stehen wir?

Der Endenergieverbrauch im Verkehr entwickelte sich mit einem Anstieg von 6,5 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2005 weiterhin gegenläufig zu den Zielen des Energiekonzepts. Es ist davon auszugehen, dass die Erreichung des 2020-Ziels (minus 10 Prozent) unter den bisherigen Rahmenbedingungen erst nach dem Jahr 2030 erwartet werden kann.

Bei der Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe steht Deutschland mit Ausnahme des Schienenverkehrs noch am Anfang. Gleichwohl nimmt die Zahl an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben stetig zu. So stieg der Bestand an mehrspurigen Elektrofahrzeugen im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr deutlich an. Der beschleunigte Ausbau entsprechender Infrastrukturen steht im Fokus.

Eine weitere Option, um den Endenergieverbrauch zu reduzieren, ist die Verkehrsverlagerung von der Straße auf die umwelt- und klimafreundlichere Schiene.

Was ist neu?

Die Bundesregierung hat im September 2018 die Nationale Plattform „Zukunft der Mobilität“ (NPM) ins Leben gerufen. In sechs Arbeitsgruppen sollen die Zukunftsfragen der Mobilität aufbereitet und Handlungsempfehlungen in den Bereichen Klimaschutz im Verkehrssektor, alternative Antriebe und Kraftstoffe, Digitalisierung, Sicherung des Mobilitäts- und Produktionsstandorts Deutschland, Infrastruktur und Netze sowie Normung und Standardisierung formuliert werden.

Die Arbeitsgruppe 1, die sich mit Klimaschutz im Verkehr beschäftigt, hat im März 2019 dem Lenkungskreis der NPM einen Zwischenbericht vorgelegt. Darin ist ein Maßnahmenbündel aufgeführt, mit dem ein Teil der Lücke zum Erreichen des Klimaziels im Verkehr 2030 geschlossen werden könnte. Für Ende Juni ist ein weiterer Bericht angekündigt. Auch auf Basis dieses Berichtes wird die Bundesregierung im Kabinettausschuss „Klimaschutz“ über die zu treffenden Maßnahmen entscheiden.

Das im Oktober 2018 gestartete „Zukunftsbündnis Schiene“ aus Politik, Wirtschaft und Verbänden soll Digitalisierung, Automatisierung und Innovationen fördern und dazu beitragen, die Wettbewerbsfähigkeit zu stärken, Lärmemissionen zu senken, mehr Kapazitäten zu schaffen und den Deutschland-Takt einzuführen.

Die Maßnahmen des „Masterplans Schienengüterverkehr“ sollen umgesetzt werden, um den Schienengüterverkehr dauerhaft zu stärken. Eine wichtige Maßnahme ist die anteilige Finanzierung der genehmigten Trassenentgelte durch zusätzliche Bundesmittel.

Mit dem Umweltbonus, der Änderung der Ladesäulenverordnung und weiteren Maßnahmen zur Unterstützung des Aufbaus einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur setzt die Bundesregierung ihr Bestreben fort, die Elektromobilität massenmarktfähig zu machen.

Die Bundesregierung unterstützt die zuständigen Länder und Kommunen bei ihren Bemühungen zur Reduzierung von Stickstoffdioxidemissionen (NO_2). Mit dem „Sofortprogramm Saubere Luft 2017 – 2020“ und weiteren Maßnahmen stellt sie für die von Überschreitungen des NO_2-Jahresmittelgrenzwerts betroffenen Städte und Kommunen annähernd 2 Milliarden Euro zur Verfügung. Flächendeckende Fahrverbote sollen möglichst verhindert und Nachteile für Bürger vermieden werden. Wichtig ist hier auch, die Attraktivität des Stadt-Umland-Verkehrs auf der Schiene zu erhöhen. Damit könnten insbesondere Pendlerverkehre umwelt- und klimaschonend stattfinden.

Forschungsinitiativen beschäftigen sich u.a. mit der Energiewende im Verkehrssektor durch Nutzung regenerativ erzeugter Kraftstoffe und durch Sektorkopplung (wie bei der „Initiative Effizienzhaus Plus“). Weitere Initiativen befassen sich mit LNG- und elektrischen Antriebstechnologien für Schiffe und den Schwerlastverkehr.

Wie geht es weiter?

Die aktualisierte Zielarchitektur-Studie geht davon aus, dass der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor bis 2020 um 6,0 Prozent gegenüber 2005 steigt und das Reduktionsziel somit deutlich verfehlt wird.

Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen würden, würde der Endenergieverbrauch im Verkehr nach dem NECP-Referenzszenario im Jahr 2030 bei 2.688 PJ und damit weiterhin deutlich über dem Niveau des Basisjahres 2005 liegen.

Daher sind erhebliche weitere Anstrengungen erforderlich, um so schnell wie möglich eine Trendumkehr einzuleiten, das 2020-Ziel so schnell wie möglich zu erreichen und die verkehrlichen Treibhausgasemissionen, wie im Klimaschutzplan 2050 für den Zeitraum bis 2030 vorgesehen, zu reduzieren.

Wichtige Ansatzpunkte für die Stärkung der emissionsarmen Mobilität zur Erreichung der Energieverbrauchs- und Klimaziele im Verkehr sind unter anderem die Verbreitung elektrisch betriebener Fahrzeuge sowie der Ausbau der Ladeinfrastruktur und die Erhöhung des Verkehrsanteils bei Radfahrern und Fußgängern. Insbesondere für einen raschen Ausbau der Elektromobilität wird es zentral sein, ausreichende Anreize für Sektorkopplung zu schaffen. Dabei sollen vor allem die Ergebnisse der NPM berücksichtigt werden. Der Gestaltung einer zukunftsfähigen, nachhaltigen Mobilität widmet sich auch die Forschungsagenda „Nachhaltige urbane Mobilität“.

Weiterhin sind unter Berücksichtigung der Schlussfolgerungen des „Zukunftsbündnisses Schiene“ Investitionen in die Schieneninfrastruktur, die Einführung innovativer Technologien im Schienenverkehr sowie neue Logistikkonzepte erforderlich. Am Ende soll ein automatisierter und digitalisierter Schienenverkehr zur Verfügung stehen.

Angesichts des zunehmenden Transportbedarfs ist es wichtiger denn je, Verkehrsleistungen und Energieverbrauch stärker voneinander zu entkoppeln. Auch Potenziale zur Vermeidung von Transportbedarf bzw. zur Verringerung der Verkehrsleistung gilt es noch stärker auszuschöpfen. Eine Trendwende im Verkehr durch einen deutlich verringerten Energieverbrauch ist und bleibt dabei ein Langzeitprojekt.

Die europäische Gesetzgebung zur Reduktion der CO_2-Emissionen von Straßenfahrzeugen wird für die Zeit nach 2020 ambitioniert weiterentwickelt, um die Energieverbrauchs- und Klimaziele auf nationaler und europäischer Ebene zu erreichen.

	2017	2020	2030	2040	2050
Effizienz und Verbrauch					
Endenergieverbrauch Verkehr (ggü. 2005)	6,5 %	-10 % →			-40 %

7.1 Ausgangslage

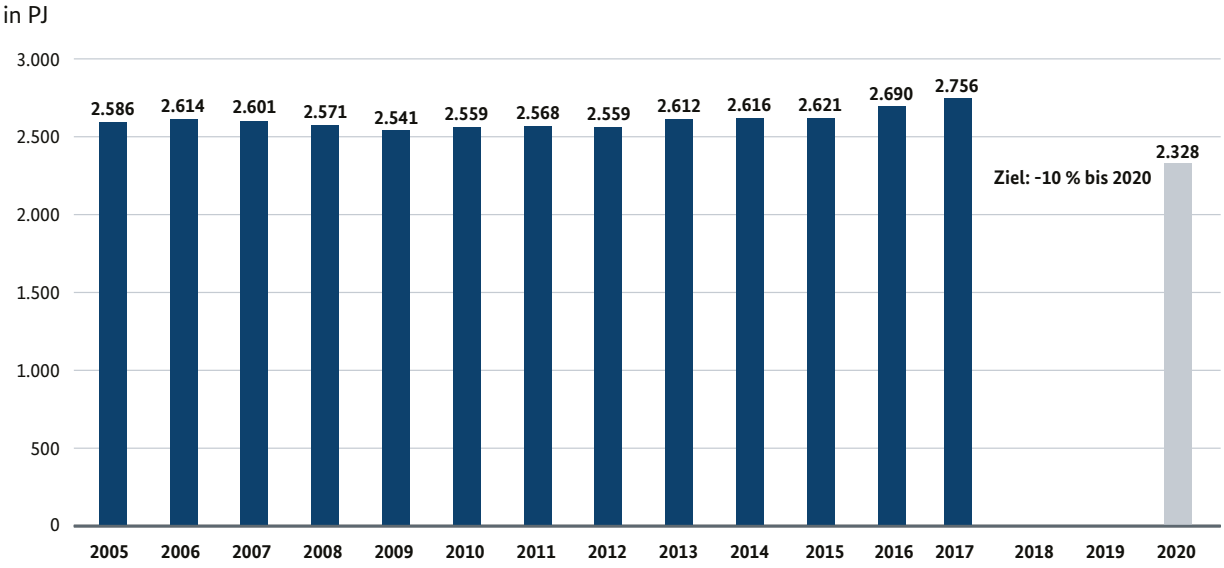
7.1.1 Energieverbrauch im Verkehrssektor

Der Endenergieverbrauch im Verkehr hat sich im Jahr 2017 erhöht. In der Summe aller Verkehrsträger ist der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor im Jahr 2017 mit 2.755 PJ gegenüber dem Vorjahr um 2,4 Prozent gestiegen (siehe Abbildung 7.1). Der Verkehrssektor macht damit etwa 30 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland aus.

Wie Tabelle 7.1 zeigt, sind die Verbräuche auf der Straße und im Luftverkehr (international und national) gestiegen – sowohl im Vergleich zum Vorjahr als auch gegenüber dem Jahr 2005. Im Schienenverkehr blieb der Verbrauch zum Vorjahr nahezu konstant und in der Binnenschifffahrt stieg der Verbrauch gegenüber 2016 um knapp zwei Prozent. Eine direkte Vergleichbarkeit gegenüber 2005 ist aufgrund einer Datenrevision bei der Schiene nicht gegeben, es kann aber von einer Abnahme ausgegangen werden.

Abbildung 7.1: Zielsteckbrief: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor

Ziel 2020	Reduktion des Endenergieverbrauchs um 10 Prozent (ggü. 2005)
Stand 2017	6,5 Prozent



Quelle: AGEB 08/2018

Trend	● ○ ○ ○ ○
Maßnahmen	Verbrauch/Effizienz/Klimaschutz, Elektromobilität/Alternative Kraftstoffe/Tank- und Ladeinfrastruktur, Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger

Tabelle 7.1: Energieverbräuche nach Verkehrsträger und Anstieg im Vergleich zum Basisjahr und zum Vorjahr

	2017 in PJ	2017 Anteil in %	Änderung ggü. 2016 in %	Änderung ggü. 2005 in %
Straße	2.262,3	82,1	1,32	+5,23
Luftverkehr*	425,5	15,4	9,27	+23,52
Schiene	56,4	2,0	-0,004	-27,94
Binnenschifffahrt	11,3	0,4	1,91	-16,39
Gesamt	**2.696**	**100**	**2,45**	**6,55**

Quelle: AGEB 08/2018
* einschließlich internationaler Luftverkehr

Der Endenergieverbrauch im Verkehr ist gegenüber dem Basisjahr 2005 insgesamt um 6,5 Prozent gestiegen. Im Durchschnitt hat der Endenergieverbrauch im Verkehr damit bisher seit 2005 jährlich etwa um rund 0,5 Prozent zugenommen, seit 2010 jährlich sogar um 1,1 Prozent. Bei linearer Trendfortschreibung der durchschnittlichen Entwicklung seit 2005 würde das 2020-Ziel um 22,2 Prozent überschritten. Um den Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 um zehn Prozent zu senken, müsste dieser bis dahin um insgesamt 15,5 Prozent gegenüber 2017 und im jährlichen Durchschnitt um 5,5 Prozent reduziert werden. Das ist unwahrscheinlich.

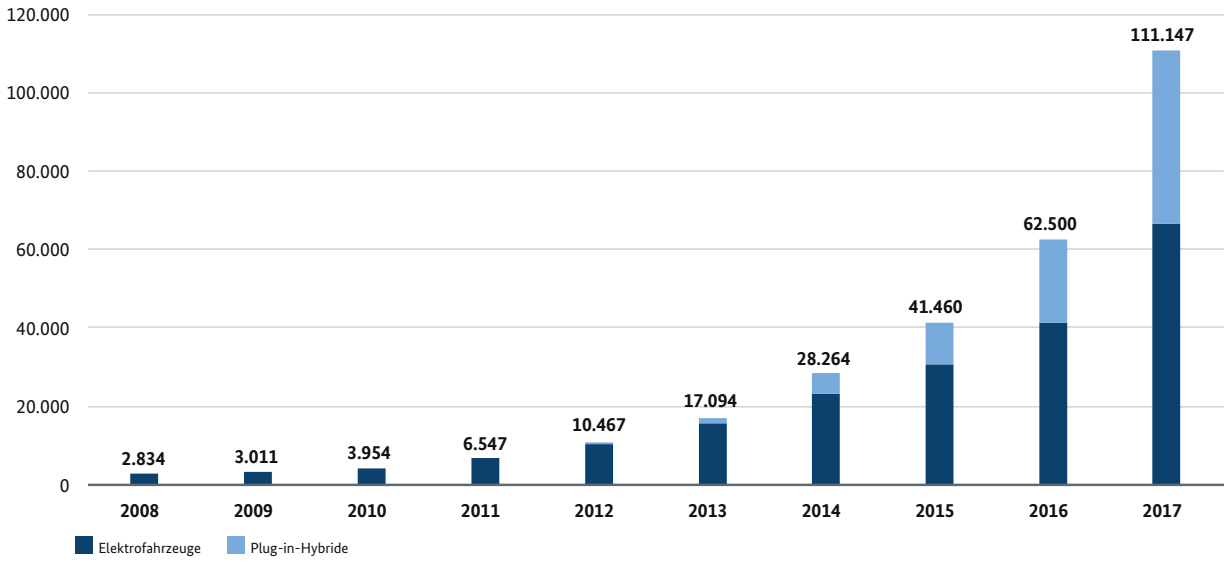
Die Verkehrsleistungen im Personen- und Güterverkehr verzeichneten im Jahr 2017 einen leichten Rückgang um 0,8 Prozent im Personenverkehr und einen Anstieg um zwei Prozent im Güterverkehr. Um die Verkehrsleistung zu berechnen, werden die beförderten Personen oder Güter mit der insgesamt zurückgelegten Entfernung in einer Periode multipliziert. Die Verkehrsleistung sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr ist seit 2005 um 9,9 bzw. 20 Prozent gestiegen.

Die spezifischen Energieverbräuche im Bestand sind beim Pkw seit 2005 leicht zurückgegangen, beim Lkw stagnieren sie. Beim Bestand der Pkw und leichten Nutzfahrzeuge lag der Durchschnittsverbrauch pro 100 km im Jahr 2017 bei 7,4 Litern. Eine Studie des ICCT kommt zu dem Ergebnis, dass bei Lkw in Europa seit dem Jahr 1997 bei der Fahrzeugeffizienz von Bestandsfahrzeugen, gemessen am Durchschnittsverbrauch je 100 Kilometer und unabhängig von der Auslastung, keine nennenswerte Steigerung erreicht wurde (Lastauto-Omnibus 2015 in ICCT 2015).

Effizienzgewinne verteilen sich ungleich auf die Verkehrsträger. Ein Vergleich der spezifischen Verbräuche zwischen Kraftstoffen (Straße) und Strom (Schiene) zeigt die größten Effizienzgewinne bei der Schiene. Diese übertreffen den Effizienzzuwachs auf der Straße deutlich: Nach Angaben der AGEB (2018) steht in den Jahren von 2005 bis 2017 einer Steigerung der Effizienz im Straßenverkehr um 7,5 Prozent eine Effizienzsteigerung im Schienenverkehr um 37,5 Prozent gegenüber.

Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch von neu zugelassenen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen ist gegenüber dem Jahr 2005 zurückgegangen, stagniert aber seit drei Jahren. Vor allem ein um 2 Prozent erhöhter Verbrauch bei neuen Fahrzeugen mit Dieselantrieb trug dazu bei. Zwischen den Jahren 2005 und 2017 sank der Durchschnittsverbrauch bei Fahrzeugen mit Benzinmotoren insgesamt um 25,7 Prozent bzw. 24,7 Prozent bei den Fahrzeugen mit Dieselmotoren, wie die offiziellen Zahlen des Kraftfahrtbundesamtes zeigen. Diese spiegeln allerdings lediglich den Entwicklungsverlauf der Herstellerangaben wider, wie sie im Rahmen der Typgenehmigung festgestellt wurden, und berücksichtigen nicht die in den letzten Jahren zunehmend größer werdende Diskrepanz zu Verbrauchswerten aus dem Realbetrieb. Die Bundesregierung begrüßt daher, dass die neue WLTP-Typgenehmigung für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge mit verbesserten Testverfahren und -parametern nun Zug um Zug zum Einsatz kommt, um die Repräsentativität der CO_2-Typprüfwerte zu erhöhen und eine verbesserte Reproduzierbarkeit zu gewährleisten. Im Ergebnis sollen sich die Fahrzeugkunden hinsichtlich der Verbrauchsangaben gegenüber den eigenen Alltagserfahrungen besser wiederfinden.

Abbildung 7.2: Bestand an mehrspurigen Elektrofahrzeugen
Anzahl



Quelle: Kraftfahrtbundesamt 02/2019
Ab 2012 einschließlich aufladbare Hybridfahrzeuge und „Range-Extender"-Fahrzeuge

Der Endenergieverbrauch im Verkehr entwickelt sich insgesamt gegenläufig zu den Zielen des Energiekonzepts. Effizienzsteigerungen konnten dabei bislang die Zunahme des Energieverbrauchs im Verkehr durch die deutlich gestiegenen Verkehrsleistungen nicht kompensieren. Die Bundesregierung hat mit der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) und dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 daher bereits im Jahr 2014 einen Mix aus Förderung, Beratung, Finanzierung und verbessertem Ordnungsrahmen geschaffen, der den Endenergieverbrauch im Verkehrssektor senken soll (siehe Kapitel 7.2). Im Fokus steht zudem bereits der Einsatz von technischen Innovationen durch die F&E-Förderung und Programme für deren Markteinführung (siehe Kapitel 14) sowie die Potenziale digitaler Lösungen (siehe Kapitel 13.2).

7.1.2 Alternative Kraftstoffe und innovative Antriebstechnologien

Elektromobilität ermöglicht schon heute die lokal CO_2-emissionsfreie oder -arme sowie energieeffiziente Fortbewegung. Ihr Anteil am Verkehrsaufkommen bleibt bisher jedoch insgesamt relativ gering. Der Bestand an Fahrzeugen mit Elektroantrieb steigt rapide an, wenn auch bei insgesamt noch geringen Marktanteilen. Wie Abbildung 7.2 zeigt, waren im Jahr 2017 über 111.000 mehrspurige Kraftfahrzeuge mit batterieelektrischem Antrieb zugelassen, davon 44.465 extern aufladbare Hybride. Ihr Marktanteil lag jedoch weiter bei unter zwei Prozent des Bestands mehrspuriger Kraftfahrzeuge. Neben mehrspurigen Kraftfahrzeugen mit Elektroantrieb finden sich auch zunehmend Zweiräder mit Elektroantrieb wie Pedelecs und E-Bikes auf deutschen Straßen.

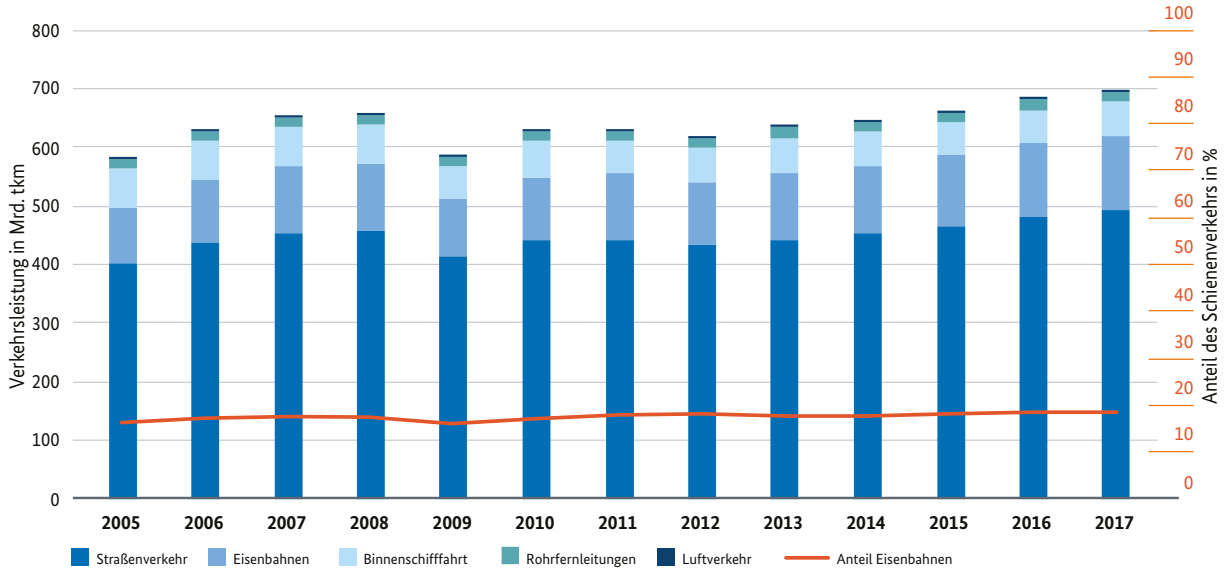
Zurzeit beträgt der Anteil der Biokraftstoffe 4,6 Prozent des Energieverbrauchs im Verkehr. Mit diesen werden im Verkehrsbereich ca. 7,5 Millionen t CO_2 eingespart. Einen deutlich höheren Beitrag zur Minderung der CO_2-Emissionen können in den nächsten Jahren zusätzlich Biokraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen leisten.

Zudem kann durch die Sektorkopplung regenerativ erzeugter Wasserstoff für den Verkehrsbereich bereitgestellt werden. Dieser Wasserstoff kann für die Herstellung von kohlenstoffarmen, synthetischen Kraftstoffen (z. B. Methan, DME, OME etc.) genutzt oder direkt für den Betrieb von Brennstoffzellen verwendet werden. Die Nutzungskonkurrenzen zwischen den verschiedenen Sektoren müssen dabei berücksichtigt werden. Eine Nutzung strombasierter Kraftstoffe ist v. a. im Luft- und Seeverkehr unabdingbar.

7.1.3 Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger

In den vergangenen Jahren hat die Verkehrsleistung des Schienengüterverkehrs insgesamt zugenommen, sein Anteil an der gesamten Güterverkehrsleistung stagnierte jedoch. Aufgrund der stark anwachsenden Verkehrsleistungen im Güterverkehr in den vergangenen Jahren sowie aufgrund der dominierenden Rolle des Straßengüterverkehrs sind die CO_2-Emissionen sowie der Endenergieverbrauch des Güterverkehrs in Deutschland in den letzten Jahren gestiegen. Zur absehbaren weiteren Verbrauchsentwicklung siehe den Ausblick in Kapitel 7.3. Eine Erhöhung des Modal Splits für den Verkehrsträgers Schiene trägt zur Zielerreichung bei. Hierzu müssen Investitionen in die entsprechende Infrastruktur,

Abbildung 7.3: Anteil des Schienengüterverkehrs an der gesamten Güterverkehrsleistung



Quelle: Verkehr in Zahlen 2018/2019

rollendes Material sowie Logistikkonzepte erfolgen, da ein Großteil der Züge bereits elektrisch fährt und damit eine beachtliche Energieeffizienz aufweist. Auch wächst der Anteil erneuerbarer Energien am Bahnstrommix kontinuierlich. Die Eisenbahngüterverkehrsleistung stieg unterdessen um 1,2 Prozent auf 129,9 Milliarden Tonnenkilometer. Sie lag um 36,1 Prozent höher als im Jahr 2005. In den vergangenen Jahren war der Anteil des Schienengüterverkehres an der gesamten Güterverkehrsleistung seit 2011 leicht rückläufig, 2017 lag er bei 18,7 Prozent. Eine Studie im Auftrag des UBA (INFRAS und Fraunhofer-ISI 2016) kommt zu dem Ergebnis, dass eine Steigerung bis 2030 um weitere fünf Prozent auf 23 Prozent bzw. auf 30 Prozent bis 2050 möglich ist, wenn ambitionierte Maßnahmen ergriffen werden, u.a. eine Ausweitung und Erhöhung der Lkw-Maut, eine Erhöhung und Ausdifferenzierung der Trassenpreise zur Stärkung der Nutzerfinanzierung bei der Schiene oder eine Erhöhung der Gesamtkapazität im Schienengüterverkehr um 60 bis 70 Prozent.

Obwohl die Verkehrsleistung im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) insgesamt zunimmt, verändert sich sein Anteil am gesamten Personenverkehr kaum. In Deutschland werden gerade die kurzen Wege mit dem Auto zurückgelegt. Diese machen den Großteil des Verbrauchs und der Emissionen im Personenverkehr aus. Im Jahr 2016 nutzten laut Statistischem Bundesamt Fahrgäste den Liniennah- und -fernverkehr mit Bussen und Bahnen fast 11,2 Milliarden Mal, im Jahr 2017 mehr als 11,5 Milliarden Mal. Dies entspricht einem Anstieg um 1,1 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Durchschnittlich wurden im Jahr 2016 pro Tag 30,7 Millionen Fahrgäste im Linienverkehr befördert, im Jahr 2017 waren es 31,1 Millionen. Die Zahl der Fahrgäste im Liniennahverkehr ist seit 2004 – dem ersten Jahr, für das vergleichbare Daten vorliegen – kontinuierlich angestiegen. Im Jahr 2017 war das Fahrgastaufkommen um fast 1,4 Milliarden höher (+14 Prozent) als zwölf Jahre zuvor. Besonders starke Zuwächse gab es in diesem Zeitraum im Eisenbahnnahverkehr (+36,6 Prozent) und bei Straßenbahnen (+20,4 Prozent). Der Anteil der Verkehrsleistung des ÖPNV am gesamten Personenverkehr bewegt sich seit einigen Jahren konstant unter zehn Prozent.

7.2 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Die Nationale Plattform „Zukunft der Mobilität“ entwickelt unter Einbeziehung von Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft Ideen und Konzepte, um auch künftig eine bezahlbare, nachhaltige und klimafreundliche Mobilität sicherzustellen. Die Arbeit der Plattform hat im September 2018 begonnen. In sechs Arbeitsgruppen sollen die Zukunftsfragen der Mobilität aufbereitet und Handlungsempfehlungen in den Bereichen Klimaschutz im Verkehrssektor, alternative Antriebe und Kraftstoffe, Digitalisierung, Sicherung des Mobilitäts- und Produktionsstandorts Deutschland, Infrastruktur und Netze sowie Normung und Standardisierung formuliert werden. Die Arbeitsgruppe 1, die sich mit Klimaschutz im Verkehr beschäftigt, hat im März 2019 einen Zwischenbericht vorgelegt. Darin ist ein Maßnahmenbündel aufgeführt, mit dem ein Teil der Lücke zum Erreichen des Klimaziels im Verkehr 2030 geschlossen werden könnte. Für Ende Juni ist ein weiterer Bericht angekündigt. Darin sind zahlreiche Maßnahmen enthalten, um das Klimaziel 2030 zu erreichen. Auch auf Basis dieses Berichts wird die Bundesregierung im Kabinettausschuss „Klimaschutz“ über die zu treffenden Maßnahmen entscheiden.

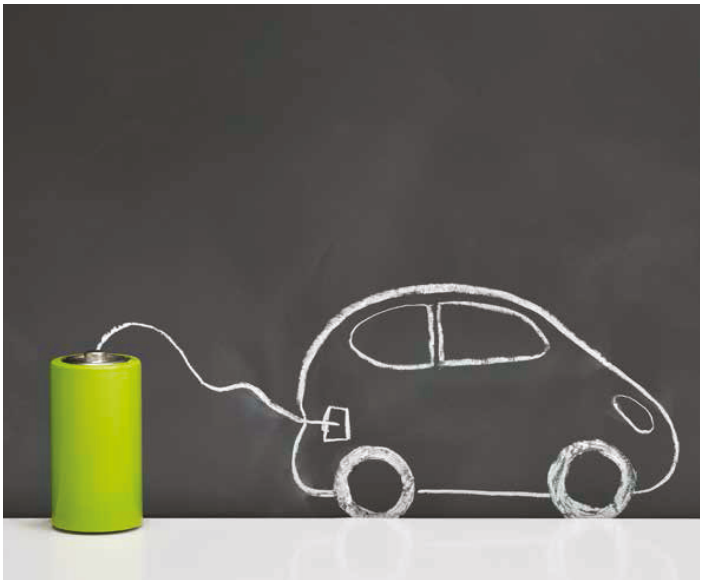


Mit dem automatisierten und vernetzten Fahren (AVF) wird die Mobilität im motorisierten Individualverkehr, im Güterverkehr und im öffentlichen Personenverkehr neu definiert. Automatisiertes und vernetztes Fahren ist eine Zukunftstechnologie an der Schnittstelle von Mobilität und digitalem Fortschritt, die einerseits zur Erhöhung der Verkehrssicherheit und -effizienz sowie zur Reduktion von mobilitätsbedingten Emissionen beitragen kann und aus der andererseits neue Geschäftsfelder in der Service- und Mobilitätswirtschaft entstehen können. Im Rahmen der „Strategie AVF" hat die Bundesregierung Maßnahmen in den Handlungsfeldern Infrastruktur, Recht, Innovation, Vernetzung, IT-Sicherheit und Datenschutz sowie gesellschaftlicher Dialog umgesetzt. Dazu gehört das Achte Gesetz zur Änderung des Straßenverkehrsgesetzes, das nicht nur für Verbraucher, sondern auch für die Industrie mehr Rechtssicherheit für zukünftige Innovationen im Bereich der hoch- und vollautomatisierten Fahrfunktionen schafft. Auf Grundlage der von der Ethik-Kommission „Automatisiertes und Vernetztes Fahren" vorgelegten Empfehlungen hat die Bundesregierung zudem einen Maßnahmenplan zur Schaffung von Ethikregeln für Fahrcomputer beschlossen (siehe Kapitel 16).

Die Energiewende im Verkehr wird nur mit einem deutlich steigenden Anteil alternativer und innovativer Antriebe und Kraftstoffe gelingen. Das Energiekonzept setzt insbesondere auf eine schnelle Verbreitung von Elektrofahrzeugen (Batteriefahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge) auf deutschen Straßen. Im Fokus des Konzepts stehen auch regenerativ herstellbare, alternative Kraftstoffe in Verbindung mit innovativen Antriebstechnologien.

Elektromobilität ist als Antrieb der Zukunft der Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende im Verkehr, sie wird die Zukunft der Mobilität erheblich bestimmen. Elektrische Antriebe ermöglichen die Rückgewinnung der Bewegungsenergie. Energie- und vor allem Kosteneffizienz sowie Nutzeranforderungen bezüglich spezifischer Mobilitätsanwendungen werden entscheidend für die Anwendung von Elektromobilität sein.

Die Zukunft der Mobilität ist nachhaltig, vernetzt und zunehmend energieeffizient – vor allem im Schienen-, aber auch im Pkw-Verkehr. Fahrzeuge mit alternativen Antrieben sind ein Schlüssel für eine nachhaltige und langfristig klimaneutrale Mobilität. Ein Schwerpunkt liegt bei der Förderung der Elektromobilität. Jetzt geht es darum, die Marktentwicklung weiter zu beschleunigen. Seit dem Jahr 2010 hat sich die Zahl der Elektroautos (ohne Hybride) insgesamt um das 30-fache erhöht. Sie können auf Batterien ebenso wie auf Brennstoffzellen basieren, die an Bord Wasserstoff in elektrische Energie umwandeln. Ziel ist es, Deutschland zum Leitmarkt und Leitanbieter für Elektromobilität zu machen und dabei die gesamte Wertschöpfungskette am Standort anzusiedeln.



Die Bundesregierung unterstützt Überlegungen der Wirtschaft, eine eigene Batteriezellenproduktion aufzubauen. So wollen Deutschland und Frankreich gemeinsam mit anderen europäischen Staaten als Teil einer neuen europäischen Industriestrategie den Aufbau einer europäischen Produktion von Batteriezellen für E-Autos unterstützen. Ziel einer in diesem Zusammenhang geplanten Förderung ist es, einen Verbund für die Herstellung von Batteriezellen der neuesten Generation sowie die dafür notwendigen Wertschöpfungsnetzwerke von der Bereitstellung der Batteriematerialien bis hin zum Batterierecycling zu schaffen (siehe Kapitel 16). Begleitet werden muss dies durch eine Stärkung der Batteriezellenforschung (siehe Kapitel 14). Der Anreiz zum Kauf elektrisch betriebener Fahrzeuge (Umweltbonus) soll durch die Kombinationsmöglichkeit verschiedener Förderinstrumente verstärkt werden. Dazu wurde im März 2018 in der Richtlinie zur Förderung des Absatzes dieser Fahrzeuge das Kumulationsverbot aufgehoben. Die Verlängerung der Richtlinie bis Ende 2020 ist geplant. Zusätzlich wird die Elektromobilität durch Halbierung der Bemessungsgrundlage bei der privaten Nutzung von Elektro- und extern aufladbaren Hybridelektrofahrzeugen bei der Dienstwagenbesteuerung im Einkommenssteuergesetz gefördert. Mit der Förderinitiative „Elektro-Mobil" soll Ladeinfrastruktur in signifikantem Umfang aufgebaut und ihre Integration in existierende Verteilnetze erprobt werden. Ein Rechtsgutachten der Bundesregierung hat Klarheit in Bezug auf die Preisangabe an Ladesäulen sowie zur Zulässigkeit verschiedener am Markt befindlicher Tarifmodelle für Ladestrom geschaffen. Das Technologieprogramm „IKT für Elektromobilität: intelligente Anwendungen für Mobilität, Logistik und Energie" fördert emissionsfreie, automatisierte und auf Methoden der Künstlichen Intelligenz basierende Logistik-, Flotten- und Verkehrsanwendungen im gewerblichen Bereich sowie wirtschaftliche Betriebskonzepte, die die Gesamtkostenbilanz der Elektromobilität verbessern.

Mit mehr erneuerbaren Energien wird die Mobilität klima- und umweltfreundlich. Der Erneuerbaren-Anteil im Verkehr liegt im Jahr 2017 einschließlich des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien weiterhin bei 5,2 Prozent und soll gesteigert werden (siehe Kapitel 4.1.4). Der Anteil der Biokraftstoffe lag dabei bei rund 87,5 Prozent, und ihre Verwendung soll aufgrund der Ziele in der Richtlinie 2009/28/EG bis 2020 weiter ansteigen. Mit zunehmender Elektromobilität steigen auch die Bedeutung erneuerbaren Stroms für den Verkehr und der Klimabeitrag. Voraussetzung dafür ist, dass die Erneuerbaren auch bei der Stromerzeugung stetig zunehmen (siehe Kapitel 4.1.2). Dies senkt die spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des in Elektroautos eingesetzten Stroms und damit die THG- und Luftschadstoffemissionen des Verkehrs. Nach aktuellen Berechnungen des UBA sind die durch diese verkehrsbedingten Emissionen verursachten Umweltbelastungen und die daraus resultierenden Umweltkosten erheblich (UBA 2018b). Eine auf erneuerbarem Strom basierende Mobilität kann diese Kosten wesentlich reduzieren.

Neben dem Elektroantrieb spielt die Effizienzsteigerung von Fahrzeugen eine wichtige Rolle. Eine vergleichsweise energieeffiziente Option ist – überall dort, wo es sinnvoll möglich ist – die direkte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors (siehe Kapitel 13.1). Wie eine Studie im Auftrag des BMVI zeigt, gehen Elektrifizierung durch Sektorkopplung und Energieeffizienz im Verkehrssektor Hand in Hand (DLR et al. 2016a). Dennoch sind Systemvoraussetzungen wie ausreichende Erzeugungskapazitäten im In- und Ausland aus erneuerbaren Energien sowie eine leistungsfähige Stromnetzinfrastruktur für den potenziell starken Anstieg der Stromnachfrage zu prüfen und – wo ökonomisch sinnvoll – zu schaffen. Gleichzeitig ist die Elektromobilität in vielen Teilmärkten noch nicht wettbewerbsfähig, so dass die Ausbauzahlen bei der Elektromobilität den früheren Erwartungen noch hinterherhinken. Dies macht es umso mehr notwendig, alle vorhandenen Fahrzeugtechnologien (u. a. Hybridisierung, Leichtbau) und Kraftstoffe in Betracht zu ziehen, die sauberer und weniger CO_2-intensiv sind. Dabei sind jedoch die teils langen Investitionszyklen im Verkehrsbereich zu berücksichtigen und generell muss versucht werden, Lock-in-Effekte nicht nachhaltiger Entwicklungen bei allen Technologien zu vermeiden. Power-to-X-Erzeugnisse auf der Basis von grünem Wasserstoff können durch die bereits vorhandene Infrastruktur und konventionelle Antriebstechnik genutzt werden und erhöhen technische Flexibilität. Ihre Nutzung ist insbesondere dort interessant, wo die Elektromobilität auf absehbare Zeit keine technische Lösung darstellt (z. B. Luftverkehr, Seeverkehr) bzw. nicht den Nutzeranforderungen entsprechen kann. Allerdings kann aufgrund der hohen Energieintensität bei der Herstellung von Power-to-X-Erzeugnissen und noch teurer sowie technisch anspruchsvoller Erzeugungstechnologien (z. B. industrialisierte Kohlenstoffbereitstellung) ebenfalls nicht von einer kurzfristigen Umsetzung ausgegangen werden.

Regenerativ erzeugte Kraftstoffe werden zunehmend für den Verkehr genutzt. Luft- und Schiffsverkehr können perspektivisch nur durch regenerativ erzeugte Kraftstoffe aus der Abhängigkeit von fossilen Kraftstoffen befreit werden. Da das Biomassepotenzial begrenzt ist, könnte der überwiegende Teil dieser Kraftstoffe auf der Basis von regenerativ erzeugter elektrischer Energie hergestellt werden. Bei beiden Kraftstoffoptionen sind Mengenpotenziale sowie Potenziale zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung bei der Produktion vorhanden. Dies betrifft insbesondere die notwendigen Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff. Die Förderung durch die Bundesregierung erstreckt sich von Plug-in-Hybriden über Batterieantriebe bis hin zur Brennstoffzelle und jüngst zur Sektorkopplung durch die Nutzung strombasierter Kraftstoffe (siehe Kapitel 16). Die Bundesregierung wird ihre Anstrengungen bei der Forschung (insbesondere im Bereich der Material- und Oberflächenforschung von Elektrolyseuren) weiter erhöhen, um Potenziale zur Steigerung der Effizienz möglichst zeitnah zu heben. Zudem ist damit zu rechnen, dass der Markthochlauf von regenerativ erzeugten Kraftstoffen im Verkehrssektor zu Skaleneffekten und Effizienzsteigerungen führen wird. Vom Einsatz dieser alternativen Kraftstoffe unberührt bleibt die Frage des Energieverbrauchs, der nach wie vor in der Größenordnung heutiger fossiler Kraftstoffe liegt.

Bei der Senkung von CO_2- und Schadstoffemissionen des Verkehrs spielen auch Elektrobusse eine wichtige Rolle. Die Bundesregierung hat in den letzten Jahren zahlreiche Projekte zur Unterstützung der Elektrifizierung des straßengebundenen ÖPNV mit dem Ziel gefördert, emissionsarme und emissionsfreie Fahrzeuge rascher im Markt zu etablieren. Insbesondere im Bereich der batterieelektrischen Busse sind ein zunehmendes Marktangebot und ein stark steigendes Interesse der Verkehrsbetriebe zu beobachten, bis hin zu konkreten Beschaffungsplänen. Eine Studie im Auftrag des BMVI kommt zu dem Ergebnis, dass zudem besondere Potenziale von Hybrid-Oberleitungsbussen auf nachfragestarken Relationen bestehen (DLR et al. 2016b). Die Bundesregierung unterstützt bereits den Einsatz von Hybrid-Oberleitungsbussen in Städten. Bei schweren Nutzfahrzeugen lassen sich weitere erforderliche Emissionsminderungen durch den Einsatz elektrischer Antriebe erreichen. Mit Unterstützung durch das BMU laufen derzeit Feldversuche zum Hybrid-Oberleitungs-Lkw unter realen Bedingungen. Zur Förderung von Plug-in-Hybrid- und Elektrobussen im ÖPNV wurde mit der Änderung des Stromsteuergesetzes zum 1. Januar 2018 der Steuersatz auf 11,42 Euro ermäßigt (siehe Kapitel 16).

Erdgasmobilität soll ein fester Bestandteil der Energiewende im Verkehrssektor werden. LNG und CNG bieten im Straßengüterfernverkehr, im nahräumlichen Verteilverkehr, bei Pkw und dem ÖPNV Potenziale, die zur Schadstoff- sowie zur CO_2-Reduzierung beitragen können. Durch die Beimischung von Biomethan oder synthetischem Methan können



Erdgasfahrzeuge, abhängig vom Strommix, sogar deutlich klimafreundlicher betrieben werden. Darüber hinaus ist Methan insbesondere im Schiffsverkehr ein Kraftstoff der Zukunft. Dessen Hauptvorteile sind ein deutlich geringerer Ausstoß von Schadstoffen und weniger Lärm im Vergleich zum Antrieb mit Schiffsdiesel oder Schweröl. Die Methanmobilität bietet sich daher in Form von verflüssigtem Methan (LNG, Bio-LNG, SNG) vor allem in der See- und Binnenschifffahrt an, um den Schiffdiesel und Schweröl abzulösen – also gerade da, wo bisher hohe Schadstoffemissionen anfallen. Stellt man auf LNG fossilen Ursprungs um, können unter Ausschöpfung der technischen Möglichkeiten etwa 20 Prozent der Treibhausgasemissionen eingespart werden. Für das Erreichen der Klimaschutzziele im Schiffsverkehr ist jedoch auch eine Umstellung auf Kraftstoffe auf der Basis regenerativer Energien erforderlich.

Die Zahl der methanbetriebenen Personenkraftwagen lag am 1. Januar 2019 bei rund 80.000. Die Anzahl der jährlichen Neuzulassungen unterliegt starken Schwankungen und ist zuletzt gestiegen. Im Rahmen des Branchendialogs Fahrzeugindustrie wurde im Dezember 2015 ein Erdgasanteil von 4 Prozent im Kraftstoffmarkt im Straßenverkehr bis zum Jahr 2020 vereinbart. Das BMWi hat dazu den Runden Tisch Erdgasmobilität einberufen. Seit Januar 2018 ist zudem eine Änderung des Energiesteuergesetzes in Kraft getreten. Diese sieht unter anderem vor, die Steuerbegünstigung für Methan bis einschließlich 2026 fortzuführen, mit degressiver Abschmelzung ab 2024. Die Steuerbegünstigung für Autogas/Flüssiggas wird seit 2019 degressiv abgeschmolzen, bis 2023 der reguläre Steuersatz Anwendung findet. Diese Steuervergünstigung ist ein Anreiz für einen NO_x-freien und CO_2-ärmeren öffentlichen und individuellen Verkehr in Innenstädten. Schließlich gilt zunächst bis Ende 2020 eine Mautaussetzung für Methanfahrzeuge.

Die Zahl am Markt bereits verfügbarer Brennstoffzellenfahrzeuge wächst, ein Durchbruch braucht aber noch Zeit. Bei der mobilen Anwendung von Brennstoffzellen in Verbindung mit der Wasserstofftechnologie im Fahrzeug wird der elektrische Antrieb über eine Brennstoffzelle mit Strom versorgt, die mit Wasserstoff als Sekundärenergieträger betrieben wird. In Deutschland gibt es derzeit rund 600 Wasserstoff- bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge. Seit zehn Jahren fördert die Bundesregierung die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Insgesamt 1,4 Milliarden Euro haben Bund und Industrie im Zeitraum 2006 – 2016 investiert. Zahlreiche Verkehrsprojekte wurden erfolgreich in den Bereichen Straße, Schiene, Luft und Wasser umgesetzt. Die Förderung soll im Zeitraum 2016 – 2026 fortgesetzt werden. Ungefähr 40 Prozent der Mittel sollen für Forschung, Entwicklung, Demonstration und Marktvorbereitung und rund 60 Prozent für jeweils zeitlich begrenzte unterstützende Maßnahmen der Marktaktivierung zur Verfügung stehen. Vertreter der deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellenbranche aus Industrie und Wissenschaft haben im Jahr 2015 dazu ihre Bereitschaft erklärt, in den nächsten zehn Jahren mehr als 2 Milliarden Euro in die Forschung und Entwicklung sowie in den Markthochlauf von entsprechenden Produkten zu investieren. Die Bundesregierung beabsichtigt dazu zusätzlich einen stabilen Förderrahmen von bis zu 1,4 Milliarden Euro in diesem Zeitraum. Die verfügbaren Mittel ergeben sich aus den jeweiligen Haushaltsansätzen der Ressorts für die einschlägigen Programme.

Die Infrastruktur für alternative Antriebsarten erfordert einen beschleunigten Ausbau und einheitliche Standards. Bei der erforderlichen Schaffung eines bedarfsgerechten Ladeinfrastrukturnetzes für batterieelektrische Fahrzeuge sowie von Wasserstofftankstellen für Brennstoffzellenfahrzeuge wurden zuletzt folgende Fortschritte erzielt:

- Die meisten Ladevorgänge finden zu Hause oder am Arbeitsort statt. Mit diesen privaten Normalladepunkten kann ein Großteil der alltäglichen Wegstrecken bewältigt werden. Für Strecken, die ein Nachladen erfordern, ist eine öffentlich zugängliche Schnellladeinfrastruktur notwendig, aktuell gibt es aber noch kein zusammenhängendes und flächendeckendes Schnellladenetz. Über 17.400 öffentliche und teilöffentliche Ladepunkte für Elektroautos sind derzeit im Ladesäulenregister des BDEW erfasst. Davon sind 12 Prozent Schnelllader. Das Tempo beim Ausbau der Infrastruktur für Elektroautos zieht dabei an: Mitte 2018 waren es bereits rund 13.500 Ladepunkte, Mitte 2017 lag die Zahl noch bei 10.700. Über drei Viertel der Ladesäulen werden von der Energiewirtschaft betrieben. Die Schnellladepunkte sind derzeit vor allem an den Metropolen verbindenden Achsen zu finden. So wurden laut BMVI bis Ende 2017 rund 300 der etwa 400 Autobahnstandorte mit Schnellladestationen sowie den entsprechenden Parkplätzen ausgestattet. Die Ausstattung der noch nicht ausgerüsteten Standorte mit Schnellladestationen läuft weiter. Am Ziel, möglichst alle Standorte mit Schnellladestationen auszustatten, wird festgehalten.



- Mit Stand Mai 2019 waren 45 Wasserstofftankstellen für Brennstoffzellenfahrzeuge in Betrieb bzw. fertiggestellt. Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur erfolgt in Deutschland durch die Industrie. Die beteiligten Unternehmen haben die organisatorische Grundlage für den Aufbau eines flächendeckenden Netzwerks von Wasserstofftankstellen und damit eine landesweite Versorgung mit Wasserstoff geschaffen. Im Rahmen der Fortführung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) mit der Programmlaufzeit 2016 bis 2025 kann der Aufbau einer Wasserstoffversorgung für Brennstoffzellenfahrzeuge unterstützt werden (siehe Kapitel 14).

- Das Tankstellennetz für komprimiertes Erdgas (CNG) umfasste nach Erhebungen der Initiative Erdgasmobilität Anfang des Jahres 2016 über 900 Stationen, die überwiegend in bestehende Tankstellen integriert wurden. In Ulm wurde 2016 die erste LNG-Tankstelle für Lkw eröffnet. Seit April 2017 ist die zweite öffentliche LNG-Tankstelle in Grünheide bei Berlin im Rahmen eines Pilotprojektes des BMVI in Betrieb genommen worden. Derzeit sind in Deutschland mehr als 20 weitere LNG-Tankstellen auf der Grundlage einer CEF-Förderung in Planung. An einigen Häfen kann bereits LNG gebunkert werden.

Aktuelle Maßnahmen zur Unterstützung des Aufbaus einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur: Nach der Änderung der Ladesäulenverordnung können Nutzerinnen und Nutzer mit einem gängigen webbasierten Zahlungsmittel an allen öffentlich zugänglichen Ladepunkten Strom beziehen und bezahlen. Um weitere Akzeptanz für die Elektromobilität zu schaffen und Kaufentscheidungen für ein Elektrofahrzeug positiv zu beeinflussen, bedarf es einer ausreichenden, bedarfsgerechten Ladeinfrastruktur nicht nur in Metropolregionen, sondern auch im ländlichen Raum und in touristisch erschlossenen Gebieten. Mit dem Programm Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland fördert das BMVI im Zeitraum 2017 bis 2020 eine flächendeckende und bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge mit mindestens 15.000 Ladestationen im gesamten Bundesgebiet (siehe Kapitel 16).

Förderung von LNG-Schiffen: Das BMVI fördert durch die Richtlinie über Zuwendungen für Aus- und Umrüstung von Seeschiffen zur Nutzung von LNG als Schiffskraftstoff vom August 2017 LNG-Schiffsneubauten oder eine Umrüstung bestehender Schiffe auf LNG/Dual-Fuel-Antriebe einschließlich der Hilfsmaschinen. Die LNG-bedingten Mehrkosten gegenüber einem herkömmlichen Antriebssystem werden mit einer Förderquote von 40 bis 60 Prozent gefördert.

Im Laufe des Geltungszeitraums bis zum 31. Dezember 2020 sind mehrere Förderaufrufe beabsichtigt. Zielrichtung ist – neben dem Klima-, Umwelt- und Gesundheitsschutz – die Steigerung der Nachfrage nach LNG als Schiffskraftstoff in

Deutschland, um damit Anreize für den Aufbau der entsprechenden LNG-Versorgungsinfrastruktur in Häfen für Unternehmen der Gasbranche zu geben. Eine indirekte Förderung des LNG-Infrastrukturaufbaus durch Nachfragesteigerung erfolgt auch durch Pilotfördermaßnahmen des BMVI im Bereich der Binnen- und Seeschifffahrt (LNG-Umrüstung eines Containerfeeders; Neubau einer Bodenseefähre) und durch die Bezuschussung bundeseigener Schiffe für die Ausrüstung mit LNG-Antrieb. Das BMVI fördert im schweren Straßengüterverkehr im Rahmen von Pilotprojekten mit Speditionen zudem die Anschaffung von LNG-Lkw und von zu 100 Prozent mit Biomethan betriebenen Erdgas-Lkw. Die Projekte werden wissenschaftlich zur Feststellung von Emissionen und Verbräuchen der Antriebssysteme im Betrieb begleitet.

Die Bundesregierung unterstützt die zuständigen Länder und Kommunen bei ihren Bemühungen zur Reduzierung von Stickstoffdioxidemissionen (NO_2). Mit dem „Sofortprogramm Saubere Luft“ und weiteren Maßnahmen stellt sie für die von Überschreitungen des NO_2-Jahresmittelgrenzwerts betroffenen Städte und Kommunen rund zwei Milliarden Euro zur Verfügung. Flächendeckende Fahrverbote sollen möglichst verhindert und Nachteile für Bürger vermieden werden. Gefördert werden Maßnahmen in den Bereichen Elektrifizierung des Verkehrs und für die Errichtung von Ladeinfrastruktur, für die Digitalisierung kommunaler Verkehrssysteme, für die Nachrüstung von Dieselbussen im ÖPNV und Nachrüstung von schweren Kommunalfahrzeugen sowie leichten und schweren Handwerker- und Lieferfahrzeugen. Alle Maßnahmen sollen bis zum Jahr 2020 Wirkung entfalten. Die im April 2019 in Kraft getretene Ergänzung im Bundes-Immissionsschutzgesetz stellt klar, dass in Gebieten, in denen die NO_2-Belastung den Wert von 50 Mikrogramm pro Kubikmeter Luft nicht überschreitet, in der Regel keine Verkehrsverbote in Betracht kommen. Zudem wird den Kommunen mit der ebenfalls im April in Kraft getretenen Änderung des Straßenverkehrsgesetzes ein effektives Instrument für die Überwachung angeordneter immissionsschutzrechtlich bedingter Verkehrsbeschränkungen und Verkehrsverbote an die Hand gegeben (siehe Kapitel 16).

Die Verlagerung von erheblichen Teilen des Verkehrs auf Schiene und öffentliche Verkehrsmittel ist ein wichtiger Faktor für die Energiewende im Verkehr. Laut Energiekonzept sollen die notwendigen Voraussetzungen für eine Verlagerung auf umweltfreundlichere Mobilitätsformen als Alternative zum motorisierten Individualverkehr geschaffen werden. Mit einem Schienenpakt von Politik und Wirtschaft sollen bis zum Jahr 2030 doppelt so viele Bahnkundinnen und Bahnkunden gewonnen und dabei u. a. mehr Güterverkehr auf die Schiene verlagert werden. Die Maßnahmen des Masterplans Schienengüterverkehr sollen dauerhaft umgesetzt werden (siehe unten und Kapitel 16). Die Eisenbahnen sollen im Gegenzug in mehr Service, mehr Zuverlässigkeit und mehr Innovationen investieren.

Die Verlagerung auf die Schiene könnte signifikant zur Erreichung des Ziels einer 40- bis 42-prozentigen Reduktion der verkehrlichen Treibhausgasemissionen im Zeitraum 1990 – 2030 beitragen, wie sie im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung vereinbart wurde. In puncto Endenergieverbrauch könnte die Verlagerung auf die Schiene ebenfalls zur 20-prozentigen Reduktion des Endenergieverbrauchs im Zeitraum 2005-2030 beitragen. Dies wiederum wäre ein bedeutender Beitrag zur Reduktion des Endenergieverbrauchs um 40 Prozent im Zeitraum 2005 bis 2050, wie es das Energiekonzept der Bundesregierung fordert.

Um die Wettbewerbsposition des Schienengüterverkehrs gegenüber dem Straßengüterverkehr zu erhöhen, bedarf es eines digitalisierten und automatisierten Schienengüterverkehrs. Die Digitalisierung der Schiene soll vorangetrieben werden. Die Automatisierung des Güterverkehrs und das autonome Fahren auf der Schiene sollen durch Forschung unterstützt werden. Darüber hinaus unterstützt die Bundesregierung den Neu- und Ausbau von Umschlaganlagen des Kombinierten Verkehrs sowie von Gleisanschlüssen bei privaten Unternehmen mit finanziellen Zuschüssen für die Errichtung der Infrastruktur (siehe Kapitel 16).

Um die Chancen des öffentlichen Verkehrs stärker zu nutzen, muss er konsequent und flächendeckend gestärkt werden. Gemäß Studien im Auftrag des BMVI und des BMU bestehen vielfältige Optionen, um die Potenziale des ÖPNV stärker zu nutzen (DLR et al. 2016e; Öko-Institut et al. 2016). Die Studie des Öko-Instituts kommt zu dem Ergebnis, dass insbesondere eine stärkere Parkraumbewirtschaftung die Wettbewerbsfähigkeit des ÖPNV verbessern kann. Die Auto-

Tabelle 7.2: Reduktion des Endenergieverbrauchs durch Nutzung der Verlagerungspotenziale auf die Schiene

Verkehrsträger	Reduktion Endenergieverbrauch in 2030 gemäß Studien DLR in PJ gegenüber 2010	Reduktion CO_2-Emissionen in 2030 gemäß Studien DLR in Mio. t gegenüber 2010
Güterverkehr	98	8,5
Personenfernverkehr	15	1,2
Personennahverkehr	102	8,6
Summe Verkehr	**215**	**18,3**

Quelle: DLR et al. 2016c, d

ren verweisen diesbezüglich auf die Moderations- und Koordinationsfunktion des Bundes und fordern u.a. die „Entwicklung einer Nationalen ÖPNV-Strategie“. Die Zuständigkeit für Planung, Ausgestaltung, Organisation und Finanzierung des ÖPNV einschließlich des Schienenpersonennahverkehrs liegt jedoch bei den Ländern bzw. den Kommunen. Der Bund unterstützt die Länder und Kommunen weiterhin in erheblichem Umfang bei der Finanzierung des Öffentlichen Personennahverkehrs. So wurden die Regionalisierungsmittel im Jahr 2016 deutlich auf 8,2 Milliarden Euro erhöht. Im Jahr 2018 betragen die Regionalisierungsmittel 8,5 Milliarden Euro. Bis zum Jahr 2031 einschließlich steigt dieser Betrag jährlich um 1,8 Prozent auf dann 10,7 Milliarden Euro an. Außerdem erhalten die Länder jährlich Kompensationszahlungen zur Verbesserung der Verkehrsverhältnisse in den Gemeinden von rund 1,336 Milliarden Euro nach dem Entflechtungsgesetz sowie Bundesfinanzhilfen in Höhe von 332,6 Millionen Euro auf Grund des GVFG-Bundesprogramms.

Der Ausbau des ÖPV sollte in Zukunft seinen Beitrag zur Erreichung der Energiewende-Ziele erhöhen. Die Bundesregierung hat deshalb im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 festgelegt, den ÖPV klimafreundlicher zu gestalten. Nicht zuletzt fördert die Bundesregierung das betriebliche Mobilitätsmanagement sowie Innovationen im ÖPNV, wie etwa ein verbessertes Fahrgastinformationssystem und elektronische Tickets. Mit der Initiative Digitale Vernetzung im Öffentlichen Personenverkehr werden solche Aktivitäten unterstützt. Um vertakteten Fernverkehr auf der Schiene deutlich zu stärken und so mehr Fahrgäste von Direktverbindungen im Fernverkehr profitieren zu lassen, soll die Umsetzung des Deutschlandtakts vorangetrieben werden. Darüber hinaus gilt es, den Ausbau der Straßen-, Stadt- und U-Bahnnetze und die Elektrifizierung des städtischen Busverkehrs weiter voranzutreiben.

Der Bundesverkehrswegeplan (BVWP) besitzt als zentrales Infrastrukturinstrument das Potenzial, die Verlagerung auf effiziente und emissionsarme Verkehrsträger voranzutreiben. Der im August 2016 verabschiedete Bundesverkehrswegeplan 2030 bildet die Grundlage für den Erhalt und Ausbau der Verkehrsinfrastruktur des Bundes. Im Bereich des Aus- und Neubaus findet der BVWP seine gesetzliche Umsetzung in den Ausbaugesetzen für die drei Verkehrsträger Straße, Schiene und Wasserstraße. Der BVWP dient in erster Linie der Herstellung eines bedarfsgerechten Verkehrsnetzes und richtet seinen Fokus daher insbesondere auf diejenigen Ziele der Verkehrspolitik, die durch die Weiterentwicklung der Verkehrsinfrastruktur konkret beeinflusst werden können. So sind eine reibungslose Mobilität im Personenverkehr und ein leistungsfähiger Güterverkehr elementar von einer starken Infrastruktur abhängig. Der BVWP 2030 sowie die daraus abgeleiteten Ausbaugesetze beeinflussen zudem in einem gewissen Umfang den Energieverbrauch im Verkehrssektor und somit die Erreichung der Ziele der Energiewende in diesem Sektor bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus. Die im Vordringlichen Bedarf des BVWP enthaltenen Neu- und Ausbauprojekte im Schienen- und Wasserstraßennetz führen zu einer Verlagerung von



Verkehrsströmen, so dass sich der Energieaufwand und damit die CO_2-Emissionen des Verkehrs vermindern. In der Summe ergibt sich durch den BVWP 2030 eine Einsparung von bis zu 0,4 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr. Sie entspricht rund 0,2 Prozent der derzeitigen Emissionen des Verkehrssektors und ist Ergebnis einer Stärkung der klimafreundlichen Verkehrsträger. Erstmalig findet darüber hinaus im BVWP auch die Radverkehrsinfrastruktur Erwähnung, insbesondere eine Beteiligung des Bundes am Bau von Radschnellwegen.

Das im Oktober 2018 vom BMVI gestartete „Zukunftsbündnis Schiene" aus Politik, Wirtschaft und Verbänden soll Digitalisierung, Automatisierung und Innovationen fördern und dazu beitragen, die Wettbewerbsfähigkeit zu stärken, Lärmemissionen zu senken, mehr Kapazitäten zu schaffen und den Deutschland-Takt einzuführen. Der Deutschland-Takt ist ein abgestimmter, vertakteter Zugfahrplan für ganz Deutschland – von der regionalen Strecke bis zu den Hauptverkehrsachsen. Er integriert Nah- und Fernverkehr und wird zusammen mit den Ländern umgesetzt, die für den Nahverkehr verantwortlich sind. Die erforderlichen Infrastrukturmaßnahmen werden ab dem Jahr 2020 realisiert. Bis 2030 soll der Deutschlandtakt voll umgesetzt sein. Bei dem Starttreffen wurde u.a. der Gutachterentwurf für einen Zielfahrplan des Deutschland-Takts präsentiert (BMVI 2018b).

Umsetzung des „Masterplans Schienengüterverkehr": Die Richtlinie zur Förderung des Schienengüterverkehrs über eine anteilige Finanzierung der genehmigten Trassenentgelte sieht vor, durch zusätzliche Haushaltsmittel des Bundes einen Anreiz zu setzen, die Preise im Schienengüterverkehr zu reduzieren und Güterverkehre von der Straße auf die umweltfreundlichere Schiene zu verlagern. Sie trat im Dezember 2018 in Kraft und setzt den „Masterplan Schienengüterverkehr" um. Die Wettbewerbsfähigkeit der Schiene soll dadurch verbessert werden (siehe Kapitel 16).

Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz im Verkehrssektor

Forschungsinitiative mFUND

Mit der Forschungsinitiative mFUND stellt das BMVI bis 2020 Fördermittel in Höhe von 150 Millionen Euro für digitale datenbasierte Innovationen für die Mobilität 4.0 zur Verfügung.

- Ziel ist es, Mobilität über alle Verkehrsträger effizienter, sicherer und umweltfreundlicher zu machen und mit offenen Verwaltungsdaten neue Geschäftsfelder zu erschließen.
- In der mFUND-Förderlinie 2 (Projekte bis 3 Millionen Euro Förderung) wurden bisher vier Förderaufrufe veröffentlicht, eine Förderung in Förderlinie 1 (Fördersumme bis 100 Tsd. Euro) kann laufend und ohne Stichtag beantragt werden.
- Seit Programmstart im Juni 2016 wurden insgesamt 515 Projektskizzen von mehr als 1.480 Akteuren eingereicht.
- Die Umsetzung des mFUND wird begleitet von öffentlichkeitswirksamen Veranstaltungen (v.a. mFUND-Konferenzen, Start-up Pitches, Hackathons) und Internet-Kommunikation.
- Dabei führt der mFUND kreative Akteure aus Start-ups, Verbänden und Hochschulen zusammen und ermöglicht somit die Vernetzung zwischen Akteuren aus Politik, Wirtschaft und Forschung.
- Somit ist der mFUND ein wichtiger Motor für den Dialogprozess im Verkehrssektor.

Öffentlichkeitsbeteiligung im Bundesverkehrswegeplan 2030

Das BMVI hat die Beteiligung von Fachöffentlichkeit und Bürgern bei der Erstellung des BVWP 2030 gegenüber früheren Bundesverkehrswegeplänen deutlich ausgeweitet. Dies betrifft alle Phasen zur Erarbeitung des BVWP, die sich zeitlich überschneiden:

- In der Konzept- und Prognosephase wurden seit 2011 in einem transparenten Prozess unter Beteiligung von Fachleuten und Öffentlichkeit die Bewertungsmethodik sowie die Leitlinien des BVWP bestimmt. Zudem wurde eine aktualisierte Verkehrsprognose für das Jahr 2030 erarbeitet.
- Ab 2012 erfolgte die Bewertungsphase mit der Prüfung und Bewertung der u.a. auch von Verbänden und Bürgern angemeldeten Projekte.
- Zum Entwurf des BVWP 2030 konsultierte das BMVI in der Beteiligungs-, Abstimmungs- und Beschlussphase u.a. Länder, Bundesressorts, Verbände und Bürger.

Die Aufgabe der Beteiligung besteht darin, ein hohes Maß an Transparenz und umfassende Möglichkeiten zur Mitwirkung zu schaffen. Auf diese Weise können die verschiedenen Sichtweisen sinnvoll in den Erarbeitungsprozess eingebracht und fundiert abgewogen werden, um auf dieser Grundlage eine fachgerechte Lösung zu erzielen. Auch die Schaffung einer möglichst breiten Akzeptanz des BVWP ist ein wichtiges Ziel, das aber nicht zum alleinigen Kriterium der Entscheidungen der Bundesregierung werden kann. Aufgrund der Komplexität und vielfältigen Interessen ist es bei aufkommenden Interessenskonflikten nicht immer möglich, mit allen Akteuren einen Konsens zu erzielen. Der BVWP ist und bleibt eine fachlich begründete Feststellung des Bedarfs an Verkehrsinfrastrukturinvestitionen.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Verkehrssektor

Übergreifend

- Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) 2013
- Neues Prüfverfahren „World Harmonised Light Vehicle Test Procedure“ (WLTP)
- Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren
- Achtes Gesetz zur Änderung des Straßenverkehrsgesetzes
- Maßnahmenplan zur Schaffung von Ethikregeln für Fahrcomputer
- Reform der EU-Verordnungen zur Verringerung der CO_2-Emissionen bei neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen
- EU-Verordnung zur Verringerung der CO_2-Emissionen bei schweren Nutzfahrzeugen (SNF)
- Mobilitätspaket „Europa in Bewegung“
- Erklärung der EU-Mitgliedstaaten zur sauberen Energie- und Mobilitätszukunft
- Förderprogramme für energieeffiziente Nutzfahrzeuge
- EU-Verordnung zu nationalen THG-Minderungsbeiträgen außerhalb des ETS 2021 – 2030 (siehe Kapitel 3)
- Gesetz, das die Einhaltung der Klimaschutzziele 2030 gewährleisten soll (siehe Kapitel 8)
- Weiterentwicklung der Lkw-Maut/Anpassung der europäischen Wegekostenrichtlinie
- Berufung einer Nationalen Plattform „Zukunft der Mobilität“
- Forschungsagenda „Nachhaltige urbane Mobilität“
- Förderrichtlinie „MobilitätsWerkStadt 2025“
- Förderrichtlinie „MobilitätsZukunftsLabor 2050“

Elektromobilität – Alternative Kraftstoffe – Tank- und Ladeinfrastruktur

- Marktanreizpaket Elektromobilität
- Förderprogramm „Elektromobilität vor Ort“
- Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung I und II)
- Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur
- Förderprogramm „Erneuerbar Mobil“
- Zweites Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes
- Runder Tisch Erdgasmobilität
- Forschungsprogramm „Maritime Technologien der nächsten Generation"
- Taskforce LNG in schweren Nutzfahrzeugen
- Projekt H2-Mobility
- Sofortprogramm Saubere Luft
- Mautaussetzung für Elektro- und LNG-Lkw

Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger

- Förderung von Investitionen in die Schieneninfrastruktur
- Stärkung des Schienengüterverkehrs
- Nationaler Radverkehrsplan (NRVP) 2020
- Bundesverkehrswegeplan (BVWP) 2030
- Sofortprogramm Saubere Luft 2017 – 2020
- Regierungsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie 2016 – 2026 – von der Marktvorbereitung zu wettbewerbsfähigen Produktionen
- Förderung des kombinierten Verkehrs
- Verlagerung von Stadt-Umland-Verkehren auf die Schiene fördern – Verbesserung der Luftqualität in den Städten
- Berufung „Zukunftsbündnis Schiene“ aus Politik, Wirtschaft und Verbänden
- Umsetzung des „Masterplans Schienengüterverkehr“

7.3 Ausblick

Die aktualisierte Zielarchitektur-Studie (siehe Kapitel 2.2) kommt auf Basis der durchgeführten Analysen zu folgendem Szenario: Das Ziel, den Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2005 um 10 Prozent zu senken, wird danach deutlich verfehlt. Ziel ist es jedoch, dass aufbauend auf den Empfehlungen der Nationalen Plattform „Zukunft der Mobilität“ bis Ende 2019 ein abgestimmtes Maßnahmenbündel vorliegt, mittels dessen der Verkehrssektor die Energie- und Klimaschutzziele der Bundesregierung bis 2030 einhalten soll.

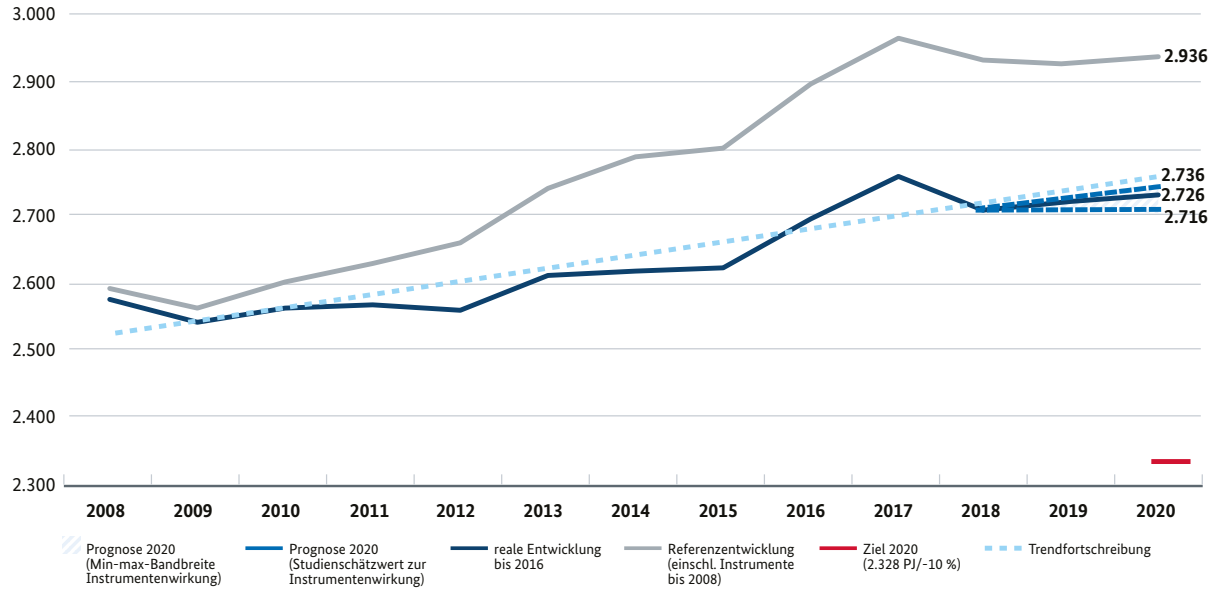
Zielverfehlungen zeichnen sich auch für die Zeit nach 2020 ab, da auch bei verstärkter Nutzung alternativer Antriebe im Straßengüterverkehr und zunehmender Verlagerung auf den Schienengüterverkehr (siehe Kapitel 7.2) wesentliche Fortschritte bei der weiteren Entkopplung von Verkehrsleistungen und Energieverbrauch zumindest kurzfristig nicht abzusehen sind. Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen werden, steigt der Verbrauch im Verkehrssektor nach dem NECP-Referenzszenario bis etwa zum Jahr 2023 weiter an und ist dann rückläufig. Im Jahr 2030 liegt der Verbrauch danach mit einer Zunahme von insgesamt rund 10 Prozent gleichwohl weiterhin deutlich über dem Niveau des Basisjahrs 2005. Mit anderen Worten ist davon auszugehen, dass das 2020-Ziel (minus zehn Prozent) unter den bisherigen Rahmenbedingungen erst nach 2030 erreicht werden kann. Voraussichtlich nicht erreicht würde dementsprechend das Ziel, die verkehrlichen Treibhausgasemissionen, wie im Klimaschutzplan 2050 vorgesehen, bis 2030 um 40 bis 42 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Der Projektionsbericht 2019 des BMU geht unter der Annahme eines relativ stetigen Wirtschaftswachstums insbe-

sondere von einem weiteren Anstieg der Pkw-Fahrleistung (bis 2020 um 1,2 Prozent p.a., ab 2020 um 0,5 Prozent p.a.) und der Verkehrsleistung des Straßengüterverkehrs (um 1,3 Prozent p.a.) in Deutschland bis zum Jahr 2030 aus (BMU, 2019). Selbst bei Umsetzung aller zuletzt beschlossenen Maßnahmen erscheint die Zielerreichung danach nicht sichergestellt.



Für den Fall, dass keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen würden, würde der Endenergieverbrauch im Verkehr nach dem NECP-Referenzszenario im Jahr 2030 bei 2.688 PJ liegen. Der Endenergieverbrauch im Verkehr steigt in der Referenzentwicklung bis ins Jahr 2025 weiter an und wird dann rückläufig. Zwischen 2021 und 2030 verringert sich der Verbrauch insgesamt um 1,4 Prozent. Verglichen mit dem Endenergieverbrauch von 2.586 PJ im Jahr 2005 steigt der Verbrauch bis zum Jahr 2025 um 6,3 Prozent an. Im Jahr 2030 liegt er immer noch 4,0 Prozent über Niveau des Jahres 2005. Der größte Teil des Verbrauchs ist beim Straßenverkehr angesiedelt, dessen Anteil am Verbrauch allerdings stetig abnimmt, und zwar von rund 81 Prozent in 2021 auf 77 Prozent im Jahr 2030. Die Verbräuche für den Schienenverkehr und die Binnenschifffahrt steigen im Zeithorizont leicht an, verbleiben aber bei annähernd konstanten Verbrauchsanteilen von 2,2 Prozent und 0,5 Prozent, während der Luftverkehr seinen Anteil am Endenergieverbrauch von 16 Prozent auf über 20 Prozent steigert. Im Jahr 2040 liegt der Endenergieverbrauch im Verkehr im NECP-Referenzszenario bei 2.448 PJ (siehe Abbildung 7.5). Gründe für diese Entwicklung sind u.a. die Aktualisierung der Bevölkerungsprognose, die Zunahme des internationalen Güterverkehrs sowie die Hinwendung zu stärkeren Motoren bei

Abbildung 7.4: Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehrsbereich laut aktualisierter Zielarchitektur-Studie
in PJ



Quelle: Prognos, Fh ISI (2019)

Pkw und Lkw. Diese Prozesse konterkarieren teilweise die weiter steigende Effizienz von Fahrzeugen.

Angesichts dieser absehbaren Entwicklung reichen die bisherigen Anstrengungen im Bereich Verkehr noch nicht aus, um die entsprechenden Ziele zu erreichen. Vielmehr sind erhebliche weitere Anstrengungen erforderlich, um so schnell wie möglich eine Trendumkehr einzuleiten, das Endenergieverbrauchsziel für das Jahr 2020 so schnell wie möglich zu erreichen und die verkehrlichen Treibhausgasemissionen, wie im Klimaschutzplan 2050 vorgesehen, für den Zeitraum bis 2030 zu reduzieren.

Die europäische Gesetzgebung zur Reduktion der CO_2-Emissionen von Straßenfahrzeugen wird für die Zeit nach 2020 ambitioniert weiterentwickelt, um die Energieverbrauchs- und Klimaziele auf nationaler und europäischer Ebene zu erreichen. Die EU-Gesetzgebung zur Regelung der CO_2-Emissionen von Straßenfahrzeugen ist ein wesentliches Instrument, um den Energieverbrauch zu vermindern und damit die Treibhausgase im Verkehrssektor signifikant zu reduzieren. Diese begrenzt den CO_2-Ausstoß von Neufahrzeugen pro gefahrenem Kilometer. Sie ist somit auch ein zentraler Treiber für die beschleunigte Marktdurchdringung CO_2-armer Fahrzeuge und schafft Planungssicherheit für Industrie und Verbraucher.

- Im Trilog haben sich EU-Kommission, Rat und Parlament im Dezember 2018 auf folgende Ziele bis zum Jahr 2030 geeinigt:
  - Senkung des CO_2-Ausstoßes neuer Pkw um 37,5 Prozent
  - Senkung des CO_2-Ausstoßes leichter Nutzfahrzeuge um 31 Prozent

  gegenüber dem 2020/21 erlaubten durchschnittlichen Ausstoß. Für 2025 gibt es ein Zwischenziel von jeweils 15 Prozent für beide Fahrzeugkategorien. Ein Verstoß gegen diese Vorgaben wird mit einer Geldbuße bestraft. Im März 2019 hat das Europäische Parlament diesen Zielen zugestimmt; mit der Annahme durch den EU-Ministerrat im April 2019 ist die Verordnung nun verabschiedet (Verordnung (EU) 2019/631).

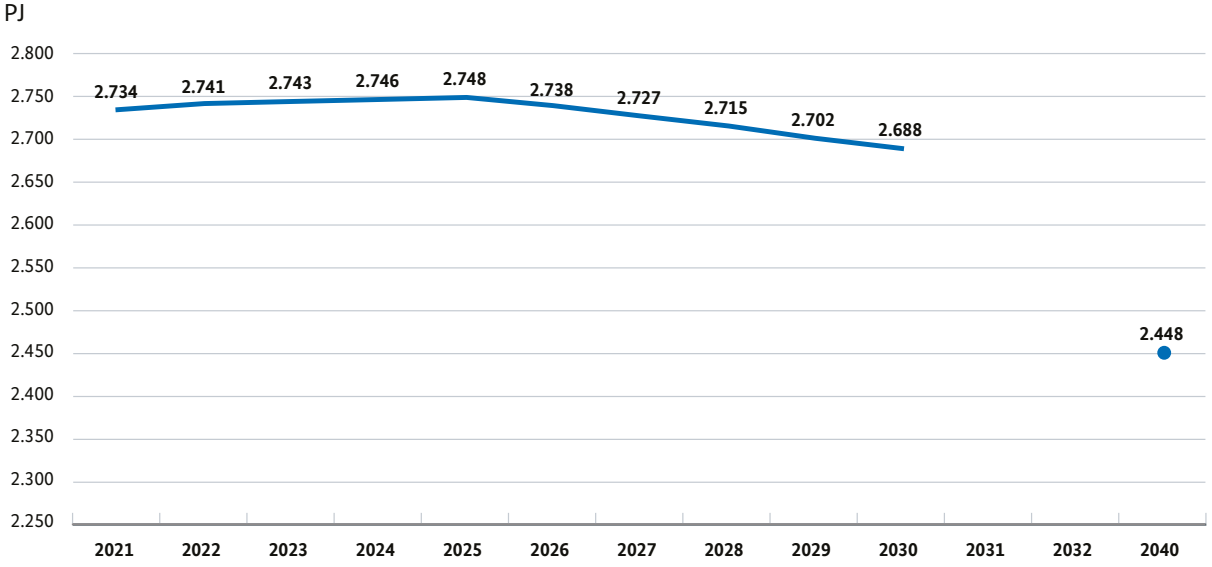
- Auch für Lkw und Busse sind strengere CO_2-Vorgaben geplant: Im Februar 2019 haben sich EU-Kommission, Rat und Parlament auf verpflichtende Emissionsreduktionen neuer schwerer Nutzfahrzeuge von mindestens 15 Prozent bis 2025 und mindestens 30 Prozent bis 2030 (jeweils auf der Basis der Emissionswerte von 2019) geeinigt.

Im Oktober 2018 haben die EU-Umwelt- und -Verkehrsminister zudem eine Erklärung zur sauberen Energie- und Mobilitätszukunft verabschiedet. Dabei wurden erforderliche Maßnahmen in folgende Bereiche aufgeteilt: die schnelle Einführung emissionsfreier Fahrzeuge und Optionen für erneuerbare Kraftstoffe, das Mobilitätsmanagement, die Förderung aktiver Mobilität (Radfahren, zu Fuß gehen), die Unabhängigkeit der Mobilität vom sozialen Status und die Verzahnung der verschiedenen Verkehrssysteme.

7.4 Schlussfolgerungen

Die Bundesregierung will Mobilität möglichst nachhaltig, bezahlbar und klimafreundlich gestalten. Wichtige Ansatzpunkte, um die emissionsarme Mobilität zu stärken und die Energieverbrauchs- und Klimaziele im Verkehr zu errei-

Abbildung 7.5: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr nach NECP-Referenzszenario bis 2040



Quelle: Prognos, Fh ISI, GWS, iinas (2019)



chen, sind unter anderem die Verbreitung elektrisch betriebener Fahrzeuge, der Ausbau der Ladeinfrastruktur und die Erhöhung des Verkehrsanteils bei Radfahrern und Fußgängern. Insbesondere für einen raschen Ausbau der Elektromobilität wird es zentral sein, ausreichende Anreize für Sektorkopplung zu schaffen. Zudem wird es erforderlich sein, auch regenerativ herstellbare, alternative Kraftstoffe in Verbindung mit innovativen Antriebstechnologien zu stärken und auszubauen, vor allem für den Flug- und im Seeverkehr. Bei beiden Kraftstoffoptionen sind Mengenpotenziale sowie Potenziale zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung bei der Produktion vorhanden. Da das Biomassepotenzial begrenzt ist, könnte nach 2030 ein größerer Teil dieser Kraftstoffe auf der Basis von regenerativ erzeugter elektrischer Energie hergestellt werden. Dabei sollen u. a. die Ergebnisse der Nationalen Plattform „Zukunft der Mobilität" berücksichtigt werden. Der Gestaltung einer zukunftsfähigen, nachhaltigen Mobilität widmet sich auch die Forschungsagenda „Nachhaltige urbane Mobilität". Sie setzt auf eine systemische Perspektive, die die Chancen neuer Technologien im Mobilitätssektor im Kontext zu den Mobilitätsbedürfnissen vor Ort betrachtet (siehe Kapitel 16). Weiterhin sind unter Berücksichtigung der Schlussfolgerungen des „Zukunftsbündnisses Schiene" Investitionen in die Schieneninfrastruktur, die Einführung innovativer Technologien im Schienenverkehr sowie neue Logistikkonzepte erforderlich. Am Ende soll ein automatisierter und digitalisierter Schienenverkehr zur Verfügung stehen.

Angesichts des zunehmenden Transportbedarfs ist es wichtiger denn je, Verkehrsleistungen und Energieverbrauch stärker voneinander zu entkoppeln. Auch Potenziale, um Transportbedarf zu vermeiden bzw. Verkehrsleistung zu verringern, gilt es noch stärker auszuschöpfen. Dies kann durch eine Steigerung der Systemeffizienz im Verkehr, zum Beispiel mittels integrierter Raum- und Verkehrsplanung oder kompakter Wegeketten, geschehen. Die Weiterentwicklung der MKS wird solche Bereiche künftig stärker in den Fokus rücken. Diese Ansätze werden einfließen in den Abstimmungsprozess beim Klimakabinett der Bundesregierung. Ziel ist es, dass u. a. aufbauend auf den Empfehlungen der Nationalen Plattform „Zukunft der Mobilität" bis Ende 2019 ein abgestimmtes Maßnahmenbündel vorliegt, mittels dessen der Verkehrssektor die Energie- und Klimaschutzziele der Bundesregierung bis 2030 einhalten soll.



8 Treibhausgasemissionen

Wo stehen wir?

Im Jahr 2017 wurden im Vergleich zum Jahr 1990 laut Umweltbundesamt insgesamt 27,5 Prozent weniger Treibhausgasemissionen ausgestoßen. Somit sind die Emissionen im Jahr 2017 gegenüber dem Jahr 2016 leicht gesunken. Hierzu trug insbesondere ein Rückgang der THG-Emissionen in der Energiewirtschaft, bedingt durch eine gute Stromproduktion aus Windenergieanlagen und die Überführung von Kohlenkraftwerken in die Netzreserve, bei.

Nach ersten Schätzungen setzte sich dieser Trend auch im Jahr 2018 fort. Demnach sind die Emissionen im Jahr 2018 gegenüber 1990 um 30,8 Prozent auf 866 Millionen t CO_2-Äquivalente gesunken. Die damit recht deutlich verringerten Emissionen sind allerdings zumindest in Teilen höchstwahrscheinlich auf Sondereffekte zurückzuführen. So dürften neben dem witterungsbedingten geringeren Heizwärmebedarf auch Effekte wie der Abbau privater Heizölvorräte zur aktuell geschätzten Minderung beigetragen haben.

Trotz des bereits im Jahr 2014 von der Bundesregierung beschlossenen Aktionsprogramms Klimaschutz 2020, dessen mehr als 100 Einzelmaßnahmen dem aktuellen Klimaschutzbericht 2018 zufolge eine zusätzliche Minderung gegenüber damaligen Prognosen für das Jahr 2020 in Höhe von 43 bis 56 Millionen t CO_2-Äq. erbringen könnten, ist bereits heute absehbar, dass das Ziel, bis zum Jahr 2020 die Emissionen um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 zu mindern, verfehlt werden dürfte. Nach einer Studie des Öko-Instituts (2017) ist davon auszugehen, dass mit den bisher umgesetzten Maßnahmen bis zum Jahr 2020 eine Minderung der Treibhausgasemissionen um etwa 32 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 erreicht wird. Dies führt zu einer Lücke bei der Zielerreichung von etwa 8 Prozentpunkten. Dies wird auch mit dem aktuellen Projektionsbericht 2019 der Bundesregierung im Wesentlichen bestätigt.

Im Lichte der Ergebnisse des Klimaschutzübereinkommens von Paris (siehe Kapitel 3) hat die Bundesregierung im November 2016 den Klimaschutzplan 2050 beschlossen. Er ist die nationale Langfriststrategie der Bundesregierung, gibt eine wichtige Orientierung für die Zeit nach dem Jahr 2020 und setzt für die einzelnen Emissionssektoren bis zum Jahr 2030 konkrete Ziele. Diese Sektorziele stehen zugleich im Einklang mit den entsprechenden EU-Zielen.

Was ist neu?

Die Bundesregierung wird die Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 weiterhin begleiten und ihre Minderungswirkung bewerten. Dazu hat sie zuletzt im Februar 2019 den Klimaschutzbericht 2018 vorgelegt.

Die Bundesregierung hat außerdem den Kabinettsausschuss „Klimaschutz“ (Klimakabinett) einberufen. Ziel des Kabinetts ist es unter anderem, einen rechtlich verbindlichen Rahmen zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 zu schaffen.

Wie geht es weiter?

Die Bundesregierung erarbeitet ein Maßnahmenprogramm 2030 zum Klimaschutzplan 2050. Diese Maßnahmen sollen sicherstellen, dass das Minderungsziel für 2030 erreicht wird und alle Sektoren ihren Beitrag leisten. Alle Maßnahmen werden hinsichtlich ihrer ökologischen, ökonomischen und sozialen Folgen wissenschaftlich abgeschätzt.

Die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ hat, neben Vorschlägen für einen schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung und für eine nachhaltige und in die Zukunft gerichtete Strukturentwicklung, Vorschläge entwickelt, mit denen ein Erreichen des mit dem Klimaschutzplan 2050 beschlossenen Sektorziels 2030 für die Energiewirtschaft sichergestellt werden kann (siehe Kapitel 1). Wie im Koalitionsvertrag vereinbart, erarbeitet die Bundesregierung ein Gesetz, das die Einhaltung der Klimaschutzziele für das Jahr 2030 gewährleisten soll.

	2017	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-27,5 %	mindestens -40 %	mindestens -55 %	mindestens -70 %	weitgehend treibhausgasneutral -80 % bis -95 %

Quelle: UBA 12/2018

8.1 Ausgangslage

Seit dem Jahr 1990 sind die gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland bis zum Jahr 2017 nach Berechnungen des Umweltbundesamtes (UBA) um 27,5 Prozent gesunken. Im Jahr 2017 wurden rund 907 Millionen Tonnen Treibhausgase (CO_2-Äquivalente (CO_2-Äq.)) freigesetzt (siehe Abbildung 8.1). Der Rückgang gegenüber dem Jahr 2016 betrug etwa 4,4 Millionen t, bzw. 0,5 Prozent. Die Treibhausgasemissionen Deutschlands entsprechen etwa einem Fünftel der jährlichen Treibhausgasemissionen der Europäischen Union.

Laut der aktuellsten Zeitnahschätzung des UBA (2019) für das Jahr 2018 sind die jährlichen Treibhausgasemissionen seit 1990 um rund 30,8 Prozent gesunken. Diese Emissionsminderung ist neben der außergewöhnlichen Witterung vermutlich vor allem auf den deutlichen Zuwachs der erneuerbaren Energien und den deutlichen Emissionsrückgang bei der Steinkohle zurückzuführen.

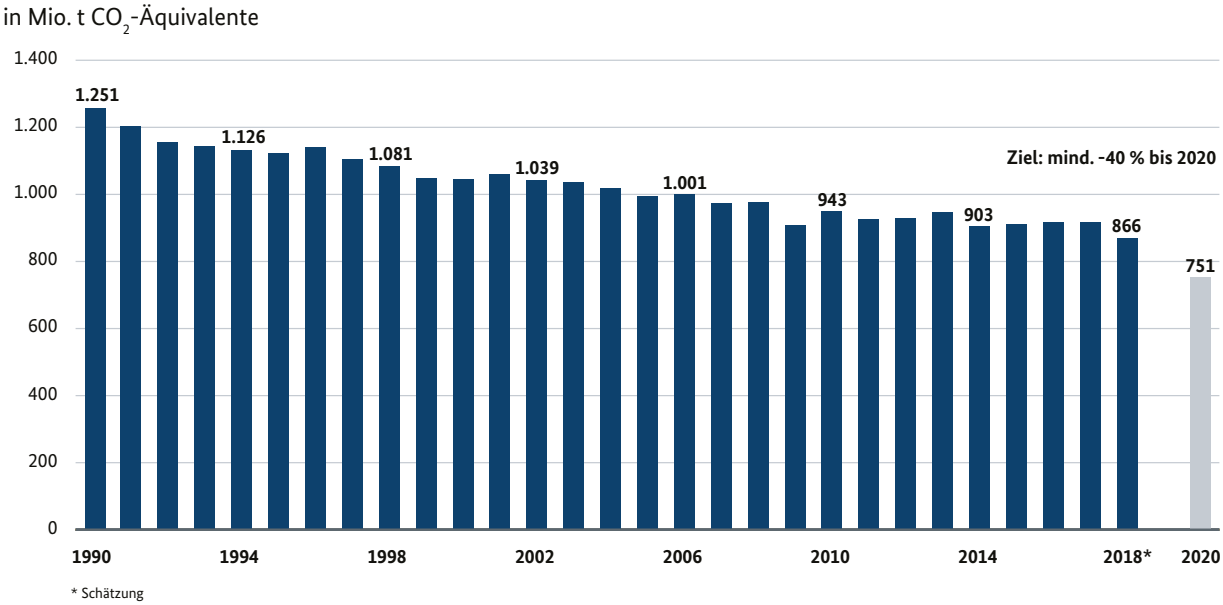
Bei den Gesamtemissionen des Jahres 2017 entfiel der größte Anteil der Gesamtemissionen auf die Energiewirtschaft mit fast 36 Prozent. Zweitgrößter Verursacher von Emissionen war die Industrie mit rund 22 Prozent, gefolgt vom Verkehrssektor mit mehr als 18 Prozent und dem Gebäudebereich mit rund 14 Prozent. Die Landwirtschaft trägt mit rund acht Prozent zu den Gesamtemissionen bei. Die restlichen gut ein Prozent werden durch den Bereich Abfall und Abwasser verursacht (siehe Abbildung 8.2). Im Jahr 2018 haben sich im Vergleich der Größenordnung des Emissionsbeitrags der Sektoren auf Basis aktueller Schätzungen keine wesentlichen Verschiebungen gegenüber dem Jahr 2017 ergeben.

Der Verkehrssektor emittierte deutlich mehr Emissionen als im Vorjahr. Insgesamt emittierte der Verkehrssektor im Jahr 2017 rund 167 Millionen Tonnen Treibhausgasemissionen und damit rund 2 Millionen t mehr als noch im Jahr 2016; die Emissionen sanken allerdings nach ersten Schätzungen im Jahr 2018 wieder geringfügig auf 162 Millionen Tonnen. Die anhaltend hohen Emissionen im Verkehrssektor sind vor allem auf den Straßenverkehr und dort auf steigende Bestände an Pkw und Lkw bei insgesamt steigenden Fahrleistungen zurückzuführen.

Im Vergleich zum Jahr 2016 gingen die Emissionen in der Energiewirtschaft im Jahr 2017 hingegen mit rund 19 Millionen t deutlich zurück. Zurückzuführen war dies insbesondere auf die hohe Windstromproduktion und die deutlich verringerte Stromproduktion in Kohlekraftwerken. Im Jahr 2018 hat sich dieser Trend nochmals fortgesetzt. So sanken die Emissionen der Energiewirtschaft aktuellen Prognosen des Umweltbundesamtes zufolge um weitere rund 14 Millionen t auf 311 Millionen t.

Abbildung 8.1: Zielsteckbrief: Treibhausgasemissionen in Deutschland

Ziel 2020	Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent (ggü. 1990)
Stand 2017	-27,5 Prozent (vorläufiger Wert für 2018: -30,8 Prozent)



Quelle: UBA 04/2019

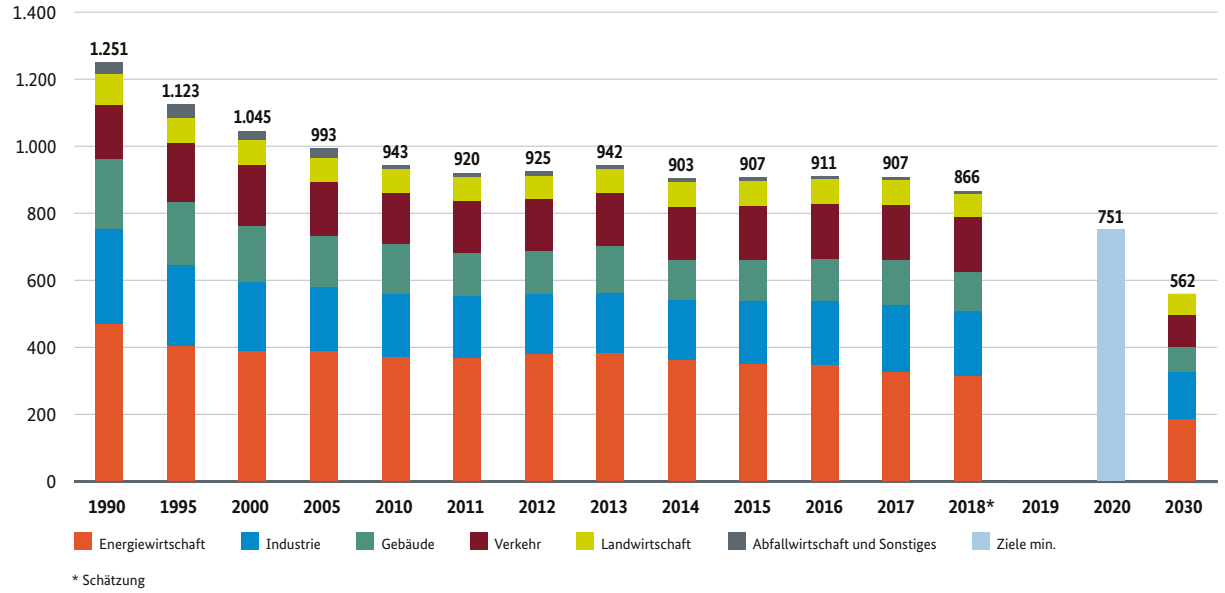
Trend	●●●○○
Maßnahmen	Aktionsprogramm Klimaschutz 2020

Im Vergleich der einzelnen Treibhausgase dominierte Kohlenstoffdioxid (CO_2), verursacht vor allem durch die Verbrennungsvorgänge. Aufgrund des überdurchschnittlichen Rückgangs anderer Treibhausgase ist der Anteil der CO_2-Emissionen seit dem Jahr 1990 um 4 Prozent auf rund 88 Prozent gestiegen. Der Anteil der Methanemissionen (CH_4) betrug im Jahr 2017 zirka 6 Prozent und die Emissionen von Lachgas (N_2O) lagen bei 4,2 Prozent. Die fluorierten Treibhausgase machten wiederum etwa 1,7 Prozent aus. Dieses Verteilungsspektrum der Treibhausgasemissionen ist typisch für ein hoch industrialisiertes Land.

8.1.2 Energiebedingte Treibhausgasemissionen

Die Freisetzung energiebedingter Treibhausgase ist nach Berechnungen des Umweltbundesamtes in Deutschland im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr um etwa 5,4 Millionen t

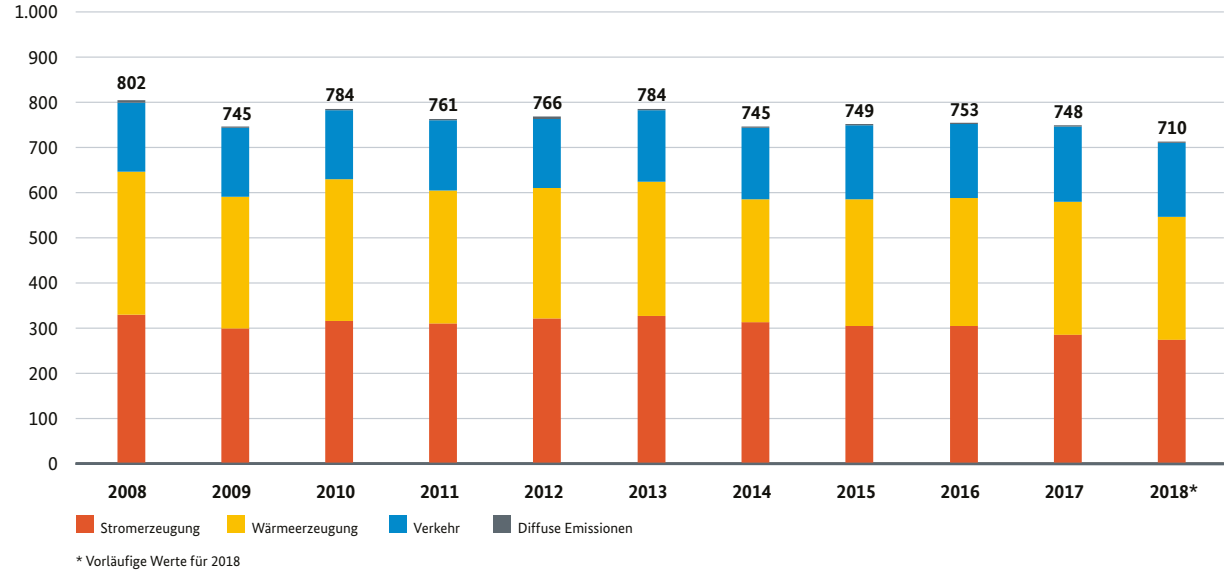
Abbildung 8.2: Treibhausgasemissionen nach Sektoren (gemäß Klimaschutzplan 2050, 2018 – Schätzung)
in Mio. t CO_2-Äquivalente



* Schätzung

Quelle: UBA 04/2019

Abbildung 8.3: Energiebedingte CO_2-Emissionen der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr sowie diffuse Emissionen
in Mio. t CO_2



* Vorläufige Werte für 2018

Quelle: UBA 04/2019

CO_2-Äquivalente (etwa 0,7 Prozent) leicht auf knapp 766 Millionen t CO_2-Äquivalente gesunken. Entsprechend dem allgemeinen Trend sind auch im Jahr 2018 die energiebedingten Emissionen deutlich auf jetzt 728 Millionen t zurückgegangen. Damit sind rund 85 Prozent der gesamten Treibhausgasemissionen energiebedingt. Das heißt, sie sind verursacht durch Verbrennungsprozesse wie in der Energiewirtschaft, diffuse Emissionen sowie zusätzliche Emissionen im Gewerbe, Heizungsanalagen und Fahrzeugen. Da die energiebedingten Emissionen zu etwa 98 Prozent durch Kohlendioxid verursacht werden, setzen die nachfolgenden Analysen und Bewertungen ihren Schwerpunkt auf die CO_2-Emissionen.

Insgesamt sind die energiebedingten Emissionen seit dem Jahr 1990 deutlich gesunken. Der überwiegende Teil dieser energiebedingten CO_2-Emissionen stammt aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Erzeugung von Strom und Wärme sowie aus dem Verkehr (siehe Abbildung 8.3). Sie zeigen in der Langfristperspektive einen rückläufigen Trend. Die Gründe hierfür liegen vor allem in der Stilllegung emissionsintensiver Braunkohlekraftwerke in den 1990er Jahren und der schrittweisen Substitution durch effizientere Kraftwerke mit einem höheren Wirkungsgrad. Ein weiterer Grund für den Rückgang liegt im Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Wechsel zu emissionsärmeren Brennstoffen wie Erdgas. Hingegen erfolgte ein Mehrausstoß im Verkehrssektor, bei den Haushalten und Kleinverbrauchern. Die sonstigen energiebedingten Emissionen, die sich aus diffusen Emissionen bspw. durch Leitungsverluste zusammensetzen, blieben im Vergleich zum Vorjahr etwa konstant (siehe Abbildung 8.3).

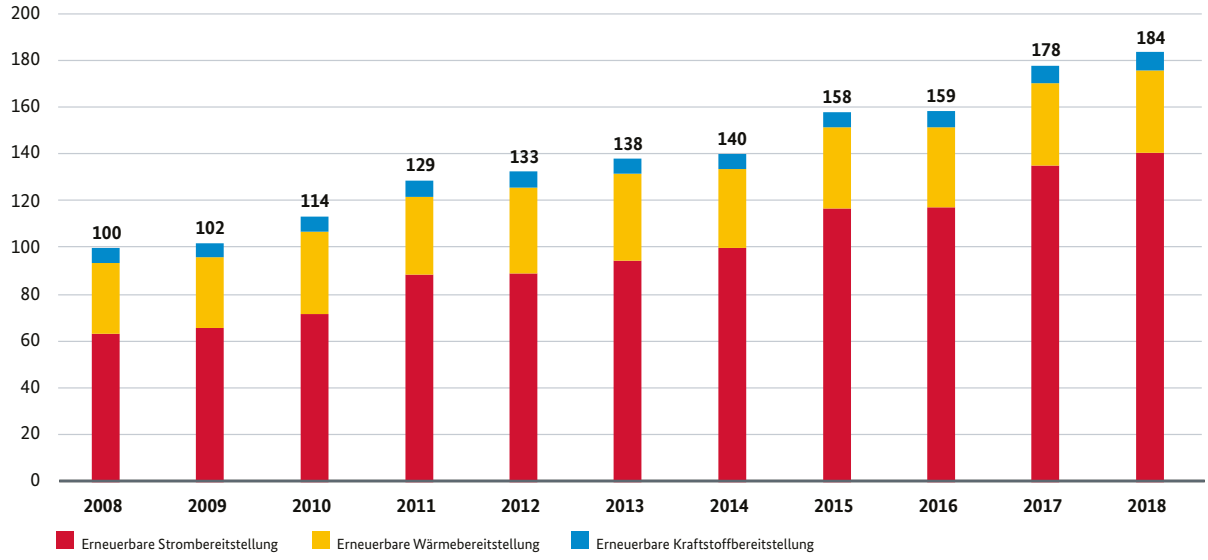
Zu beachten ist, dass die um variierende Witterungsverhältnisse bereinigten Emissionen (bspw. verändertes Heizverhalten) von den hier dargestellten realen Emissionen abweichen. Allerdings hat der witterungsbedingte Wert keine Relevanz für die Zielerreichung, da diese über die realen Emissionen bewertet wird, er kann jedoch einen Anhaltspunkt für die tatsächliche Wirksamkeit emissionsmindernder Maßnahmen darstellen.

Nach einer ersten Schätzung des UBA (2019) für das Jahr 2018 sind die energiebedingten Treibhausgasemissionen gegenüber dem Vorjahr um etwa fünf Prozent gesunken. Den größten Anteil an der Minderung hat die Energiewirtschaft, gefolgt von den Kleinfeuerungsanlagen in den Haushalten und in Gewerbe, Handel, Dienstleistung. Auch das verarbeitende Gewerbe und der Verkehr zeigen rückläufige Trends zwischen dem Jahr 2018 und dem Vorjahr 2017.

8.1.3 Durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen

Der Ersatz fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien (siehe Kapitel 4) trägt wesentlich zur Erreichung der Klimaschutzziele bei. Im Jahr 2017 wurden Emissionen von rund 178 Millionen t CO_2-Äquivalenten vermieden (UBA 2018a). Auf den Stromsektor entfielen dabei 135 Millionen t CO_2-Äquivalente. Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmebereich wurden 35 Millionen t und durch biogene Kraftstoffe 7 Millionen t CO_2-Äquivalente weniger emittiert. Nach ersten Berechnungen wurden im Jahr 2018 etwa 184 Millionen t CO_2-Äquivalente durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermieden.

Abbildung 8.4: Durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen
in Mio. t CO_2-Äquivalente



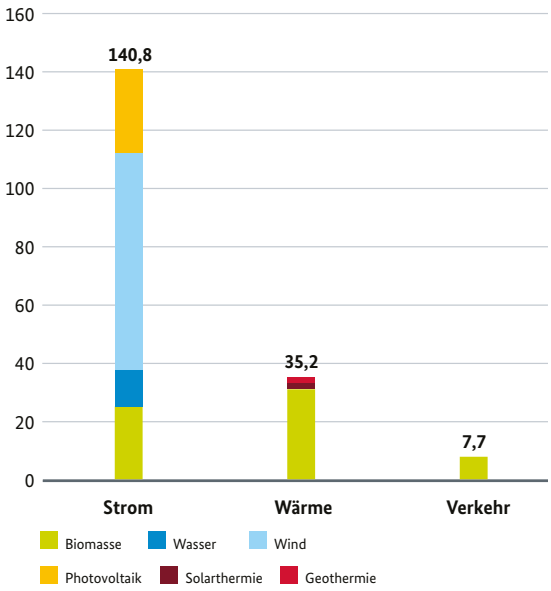
Quelle: BMWi auf Basis UBA 02/2019

Die Berechnungen zur Emissionsvermeidung durch die Nutzung erneuerbarer Energien basieren auf einer Netto-Betrachtung. Dabei werden die durch die Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verursachten Emissionen mit denen verrechnet, die durch die Substitution fossiler und/oder gegebenenfalls nuklearer Energieträger brutto vermieden werden (UBA 2018a). Anders als bei den nach international verbindlichen Regeln ermittelten THG-Emissionen der THG-Inventare werden hier alle vorgelagerten Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger sowie für die Herstellung und den Betrieb der Anlagen (ohne Rückbau) berücksichtigt. Die Methodik zur Berechnung der vermiedenen Emissionen durch erneuerbare Energien orientiert sich an den Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (RL 2009/28/EG).

Den größten Anteil an der Emissionsvermeidung durch erneuerbare Energien leistet die Windenergie. Rund 70 Millionen t CO_2-Äquivalente wurden im Jahr 2017 durch die Nutzung von Windenergie vermieden (2018: rund 75 Millionen t), 24 Millionen t CO_2-Äquivalente durch Photovoltaik (2018: 28 Millionen t) und 15 Millionen t CO_2-Äquivalente durch Wasserkraftanlagen (2018: 12 Millionen t). Rund 64 Millionen t CO_2-Äquivalente wurden im Jahr 2017 durch den Einsatz von fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse in allen drei Verbrauchssektoren vermieden (2018: rund 64 Millionen t). Damit ist die Biomasse die zweitgrößte erneuerbare Energie. Die Bundesregierung stellt dazu im Klimaschutzplan 2050 fest: Da die Energieversorgung bis spätestens 2050 nahezu vollständig dekarbonisiert erfolgen muss und infolge der Beanspruchung von Flächen für die Ernährung, wird die Bedeutung des Klimaschutzbeitrags von Bioenergie aus Anbaumasse an Grenzen stoßen. Demgegenüber wird die Nutzung von Bioenergie aus Rest- und Abfallstoffen einen wichtigen Beitrag zur sektorenübergreifenden Energieversorgung leisten, so dass die nachhaltig vorhandenen Potenziale ausgeschöpft werden. Außerdem gilt zu beachten, dass bei der Betrachtung der Vermeidungseffekte die für manche Biomasseträger entstehenden Emissionen im LULUCF-Sektor nicht in die Betrachtung einfließen. Andere erneuerbare Energien (Windkraft, Photovoltaik, Umweltwärme o.Ä.) müssen daher auch für den Wärmemarkt zunehmend an Bedeutung gewinnen.



Abbildung 8.5: THG-Vermeidungswirkungen erneuerbarer Energien nach Energieträger und Sektoren im Jahr 2018
in Mio. t CO_2-Äquivalente

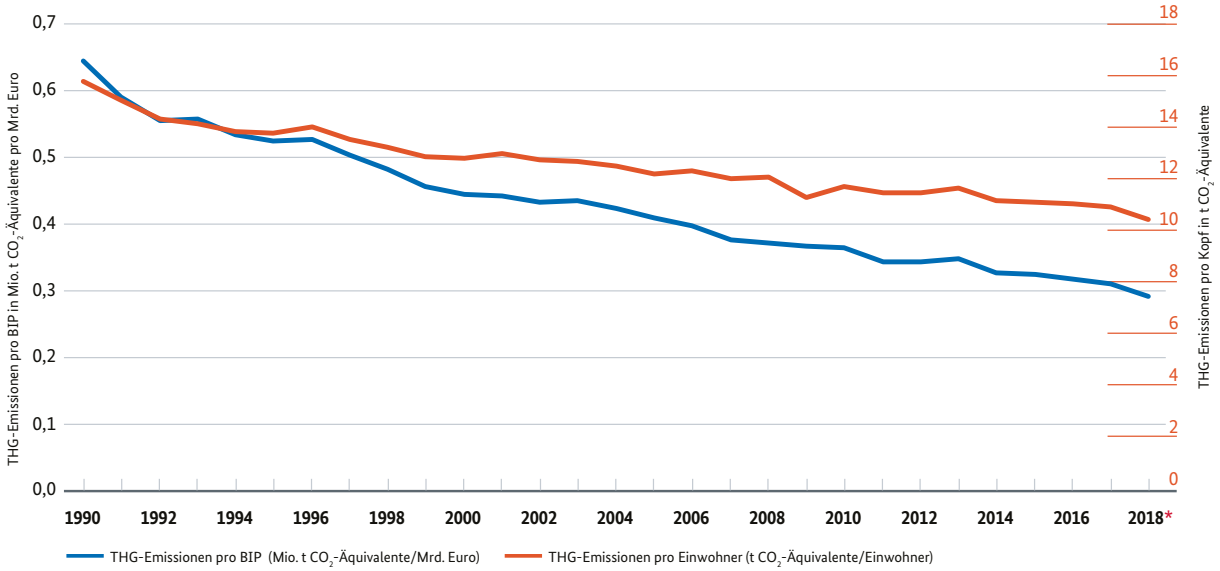


Quelle: BMWi auf Basis UBA 02/2019

8.1.4 Treibhausgasemissionen und Wirtschaftsleistung

Die spezifischen Treibhausgasemissionen pro Einwohner sind zwischen den Jahren 1990 und 2017 um circa 30 Prozent von 15,76 t auf 10,97 t CO_2-Äquivalente zurückgegangen (siehe Abbildung 8.6). In der EU 28 sind die spezifischen Treibhausgasemissionen pro Einwohner zwischen 1990 und 2016 um circa 29 Prozent von 11,83 auf 8,40 t CO_2-Äquivalente gesunken. Während im Jahr 1990 je Milliarde Euro Bruttoinlandsprodukt rund 0,65 Millionen t CO_2-Äquivalente an Treibhausgasen freigesetzt wurden, waren es im Jahr 2017 nur noch 0,31 Millionen t CO_2-Äquivalente.

Abbildung 8.6: Treibhausgasemissionen je Einwohner und Bruttoinlandsprodukt



Quelle: UBA 04/2019, StBA 01/2019

8.2 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Das zentrale Instrument zur Erreichung des 40-Prozent-Ziels für das Jahr 2020 hat die Bundesregierung im Dezember 2014 mit dem Aktionsprogramm „Klimaschutz 2020", einem Bündel von mehr als 110 Einzelmaßnahmen, beschlossen. Ausgangspunkt für das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 war eine – durch den Projektionsbericht 2013 identifizierte – Differenz zum Zielwert von fünf bis acht Prozentpunkten.

Das Aktionsprogramm sollte einen Beitrag im Umfang von 62 bis 78 Millionen t CO_2-Äquivalente leisten, um das Klimaschutzziel im Jahr 2020 zu erreichen. Dieser Gesamtbeitrag stützt sich dabei auf Beiträge aus den Einzelmaßnahmen. Mit dem Klimaschutzbericht 2018 stellte die Bundesregierung fest, dass das Aktionsprogramm nur eine Minderungswirkung von 43 bis 56 Millionen t CO_2-Äquivalenten bis zum Jahr 2020 erreichen wird.

Tabelle 8.1: Beiträge der zentralen politischen Maßnahmen zum Erreichen des 40-Prozent-Ziels

Zentrale politische Maßnahmen	**Beitrag zur Treibhausgasemissionsminderung im Jahr 2020 in Millionen t CO_2-Äquivalente**	
	Beitrag nach ursprünglicher Schätzung, Stand Dezember 2014	**Beitrag nach aktueller gutachterlicher Schätzung (gerundete Werte)**
Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) ohne Maßnahmen im Verkehrssektor	circa 25 bis 30 (einschließlich Energieeffizienz Gebäude)	18,8 bis 24,9 (einschließlich Energieeffizienz Gebäude)
Strategie **„Klimafreundliches Bauen und Wohnen"** und energetische Sanierungsfahrpläne Bund, Länder und Kommunen	Gesamt circa 5,7 bis 10 (davon 1,5 bis 4,7 zusätzlich zu NAPE)	Gesamt 3,9 bis 4,2 (davon 1,4 zusätzlich zu NAPE)
Maßnahmen im **Verkehrssektor**	circa 7 bis 10	1 bis 1,8
Minderung von nicht energiebedingten Emissionen in den Sektoren:		
Industrie, GHD	2,5 bis 5,2	1,3 bis 1,8
Abfallwirtschaft	0,5 bis 2,5	0,17
Landwirtschaft*	3,6	0,7 bis 2,3
Reform des Emissionshandels	–	3,5
Weitere Maßnahmen, insbesondere im Stromsektor	22	16,3 bis 17,7
Beratung, Aufklärung und Eigeninitiative für mehr Klimaschutz		0,25 bis 2
Gesamt	**62 bis 78**	**40 bis 58**

Quelle: Klimaschutzbericht 2018

* Die im Dezember 2014 geschätzten Minderungsbeiträge beruhen auf den zum damaligen Zeitpunkt für die internationale Berichterstattung gültigen Emissionsfaktoren für Lachgas. Diese wurden mittlerweile angepasst und der Schätzung zum Klimaschutzbericht 2016 zugrunde gelegt.

Projektionsbericht 2019

Der im Mai 2019 veröffentlichte Projektionsbericht der Bundesregierung 2019 zeigt eine wahrscheinliche Emissionsminderung von bis zu 33,2 Prozent im Jahr 2020 und von bis zu 41,7 Prozent im Jahr 2030, jeweils im Vergleich zum Jahr 1990. In der Modellrechnung im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) werden alle Maßnahmen berücksichtigt, die bis zum 31. August 2018 verabschiedet worden sind. Es beinhaltet auch Maßnahmen des „Aktionsprogramms Klimaschutz 2020" sowie des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE), welche zu diesem Zeitpunkt umgesetzt sind. Im Rahmen der Szenarien-Rechnung erfolgte eine detaillierte Analyse der bis zum jeweiligen Stichtag verabschiedeten klima- und energiepolitischen Maßnahmen hinsichtlich ihrer Effekte für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Zur Einordnung der Ergebnisse wurde die Sensitivität bezüglich der Annahmen zur demographischen und gesamtwirtschaftlichen Entwicklung analysiert (geringeres Wirtschaftswachstum, niedrigere Bevölkerungsentwicklung). Die Rechnung ergibt, dass die wirtschaftlichen Variablen (Wirtschaftswachstum und Energieintensität) die dominierenden Treibergrößen sind. Zusätzlich wurde der Gesamteffekt eines Szenarios mit mittelfristig niedrigerem Preisniveau für Energieträger und CO2-Emissionszertifikate im Stromsektor berechnet. Auch hier ist der Gesamteffekt gering: Die Annahmen führen zu keiner nennenswerten Veränderung der Emissionen in der Stromerzeugung. Dafür ist entscheidend, dass sich die Merit Order der Stromerzeugung nicht grundlegend ändert.

Für die gesamten Treibhausgasemissionen (ohne Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft und ohne internationalen Luft- und Seeverkehr) ergibt sich für den Zeitraum 2005 bis 2020 eine Minderung um 158 Millionen t CO_2-Äq. bzw. 16 Prozent. Bis zum Jahr 2030 beträgt die Minderung ggü. dem Jahr 2005 etwa 263 Millionen t CO_2-Äq. bzw. 26 Prozent und bis zum Jahr 2035 etwa 296 Millionen t CO_2-Äq. bzw. 30 Prozent. Im Vergleich zum Jahr 1990 entspricht dies bis zum Jahr 2020 einer Minderung um rund 33 Prozent, bis zum Jahr 2030 einer Minderung um etwa 42 Prozent und bis zum Jahr 2035 um gut 44 Prozent. Betrachtet man zusätzlich die im Bericht analysierten Sensitivitäten, ergibt sich eine Emissionsminderung im Jahr 2020 (2030) von bis zu 34,3 Prozent (43,6 Prozent) im Vergleich zum Jahr 1990 (in der Berechnung mit schwächerem Wirtschaftswachstum). Die Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung (Energiesektor, Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr einschließlich internationalem Luft- und Seeverkehr) sinken im Zeitraum 2005 bis 2020 um 111 Millionen t CO_2-Äq., bis zum Jahr 2030 um 194 Millionen t CO_2-Äq. und bis zum Jahr 2035 um 227 Millionen t CO_2-Äq. Der gesamte Beitrag der Energiewirtschaft (ohne Industriekraftwerke) zur Emissionsminderung bei den Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung beträgt für den genannten Zeitraum rund 56 Prozent. Diese Emissionsreduktion in der Energiewirtschaft ist in erster Linie auf den Rückgang der Kohleverstromung zurückzuführen.



Der im November 2016 von der Bundesregierung beschlossene Klimaschutzplan 2050 greift die Ergebnisse der 21. Konferenz der Vertragsstaaten des Klimarahmenübereinkommens auf und wird als Modernisierungsstrategie auf drei Ebenen umgesetzt: Der Klimaschutzplan entwickelt konkrete Leitbilder für die einzelnen Handlungsfelder für das Jahr 2050, lässt Raum für Innovationen und strebt ein Höchstmaß an Nachhaltigkeit an. Er beschreibt für alle Handlungsfelder robuste transformative Pfade, beleuchtet kritische Pfadabhängigkeiten und stellt Interdependenzen dar. Er unterlegt insbesondere das THG-Zwischenziel für das Jahr 2030 mit Sektorzielen, konkreten Meilensteinen und strategisch angelegten Maßnahmen, auch unter Berücksichtigung von Wirkungs- und Kostenanalysen.

Für die Zeit nach dem Jahr 2020 gibt der Klimaschutzplan 2050 als nationale Langfriststrategie zum Klimaschutz eine wichtige Orientierung und setzt für die einzelnen Emissionssektoren bis zum Jahr 2030 konkrete Ziele. Sowohl das Aktionsprogramm 2020 als auch der Klimaschutzplan 2050 folgen dabei dem Leitbild von Klimaschutz als gesellschaftliche und wirtschaftliche Modernisierungsstrategie, die wissenschaftlich fundiert, technologieoffen und effizient gestaltet wird.

Transparenz und Beteiligung im Bereich Klimaschutz

Klimaschutz kann nur gelingen, wenn sich die gesamte Gesellschaft daran beteiligt. Dazu ist größtmögliche Transparenz der Klimaschutzpolitik ebenso notwendig wie die Möglichkeit, sich in die Politikgestaltung einzubringen. Entsprechend beteiligt die Bundesregierung die Zivilgesellschaft bei Entwicklung und Überprüfung ihrer Klimaschutzmaßnahmen. 2015 wurde das Aktionsbündnis Klimaschutz eingerichtet, zu dem sich halbjährlich bis zu 200 Vertreterinnen und Vertreter von Verbänden in Berlin ganztägig versammeln. In thematischen Bänken diskutieren sie auch zwischen den Plenarsitzungen miteinander, um Dissense und Konsense zu identifizieren und im Bündnis einzubringen. In der Vergangenheit präsentierten die Bänke Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft, Industrie, kleine und mittelständische Unternehmen, Handwerk, Kommunen, Finanzsektor/Banken und Umwelt Positionspapiere dazu, wie die jeweiligen Verbände sich für Klimaschutz einsetzen und welche Forderungen sie an die Bundesregierung haben. Beiträge der Bänke Energiewirtschaft sowie „Gewerkschaften, Sozial- und Wohlfahrtsverbände“ sind für die 9. Sitzung Ende 2019 angekündigt.

Der Verabschiedung der deutschen Langfriststrategie, des Klimaschutzplans 2050, ging ein umfassender Beteiligungsprozess mit Verbänden, Kommunen, Ländern sowie Bürgerinnen und Bürgern voraus. Auch bei der Fortschreibung der Langfriststrategie ist eine umfassende Beteiligung vorgesehen. Die Bundesländer werden über die Umweltministerkonferenz, die Bund-Länder-Arbeitsgemeinschaft Klimaschutz und Nachhaltigkeit (BLAG KliNa) sowie den Ausschuss Klimaschutz beteiligt.

Akzeptanz der Klimaschutzpolitik

Laut der repräsentativen Umweltbewusstseinsstudie 2016 (BMU/UBA 2017) nehmen 55 Prozent der Befragten den Klimawandel als sehr bedrohlich wahr. 52 Prozent der Bevölkerung finden das Ziel der Treibhausgasneutralität sehr wichtig, weitere 36 Prozent finden es wichtig. Ähnliche Zustimmung erhalten der Abbau von klimaschädlichen Subventionen, der Ausbau erneuerbarer Energien, die Förderung der CO_2-neutralen Gebäudesanierung sowie das Verbot besonders klimaschädlicher Produkte. Die Förderung von Elektrofahrzeugen finden 29 Prozent der Befragten sehr und weitere 39 Prozent eher wichtig. Trotz dieser guten Ausgangslage für Klimaschutzpolitik bleibt es wichtig, bei einzelnen Klimaschutzmaßnahmen vor Ort die Interessen der Bürgerinnen und Bürger wahr- und ernst zu nehmen.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Klimaschutz

- Maßnahmen zur Erreichung des 40-Prozent-Ziels (siehe Tabelle 8.1)
- Klimaschutzplan 2050 und vorgesehenes Maßnahmenprogramm 2030 (siehe Kapitel 8.2)

8.3 Ausblick

Mit dem Klimaschutzplan 2050 hat sich die Bundesregierung vorgenommen, bis zum Jahr 2050 eine weitgehende Treibhausgasneutralität (80 bis 95 Prozent Minderung) zu erreichen. Nachdem das nationale Ziel, für das Jahr 2020 eine 40-prozentige Minderung der Emissionen im Vergleich zu 1990 zu erreichen, aller Voraussicht nach nicht erreicht werden kann, ist es wichtig, dass eine umfassendere Emissionsminderung in Deutschland erreicht wird. Eine konsequente Umsetzung des Ausstiegsplans aus der Kohleverstromung (siehe Kapitel 1) würde z. B. erlauben, die Emissionen im Energiesektor deutlich zu mindern.

Auf europäischer Ebene hat sich die Bundesregierung verpflichtet, die Emissionen bereits bis 2030 in der Größenordnung des nationalen Minderungsziels von 2030 (mindestens minus 55 Prozent gegenüber 1990) zu mindern. Der Ausbau der erneuerbaren Energien und konsequente Maßnahmen zur Energieeffizienz in den Nachfragesektoren sind zentrale Bestandteile, um dieses Ziel erreichen zu können. Die Erfahrungen mit dem Ziel für das Jahr 2020 haben gezeigt, dass diese Ziele konsequent verfolgt werden müssen. Insbesondere vor dem Hintergrund der deutschen Klimaschutzverpflichtungen in Europa können im Kontext der EU-Klimaschutz-

verordnung bei einer Zielverfehlung Kosten durch den Ankauf von Emissionsrechten auf die Bundesregierung zukommen.

Für den Fall, dass keine zusätzlichen nationalen Maßnahmen ergriffen würden, werden nach dem Projektionsbericht bis 2030 insgesamt rund 41 Prozent weniger Treibhausgasemissionen ausgestoßen als im Jahr 1990. Demnach würde das Minderungsziel für das Jahr 2030 (minus 55 Prozent gegenüber dem Jahr 1990) verfehlt. Dies wird auch durch gutachterliche Untersuchungen des BMWi zur Erstellung des Nationalen Energie- und Klimaplans bestätigt. Die Bundesregierung wird die erforderlichen Maßnahmen ergreifen, damit die Sektorziele des Klimaschutzplans 2050 erreicht werden und es möglichst nicht zum Ankauf von Emissionsrechten kommt.

8.4 Schlussfolgerungen

Klimaschutz ist und bleibt ein wesentlicher Baustein zum Erhalt der menschlichen Lebensgrundlagen auf der Erde. Die Begrenzung des durch den Menschen verursachten Klimawandels und die Anpassung an nicht mehr zu verhindernde Veränderungen sind gesellschaftliche Aufgaben von höchster Priorität. Nicht zu handeln bedeutet, großes Leid, immense Schäden und unwiederbringliche Verluste an Lebensräumen zu riskieren.

Klimaschutzmaßnahmen können zugleich wichtige Impulse zur Stärkung der Innovationskraft des Wirtschaftsstandorts Deutschlands geben. Ambitionierter Klimaschutz leistet nicht nur einen wichtigen Beitrag zur Generationengerechtigkeit, sondern trägt auch zur Zukunftssicherung unserer Wirtschaft bei.

Die Bundesregierung erarbeitet ein Maßnahmenprogramm 2030 zum Klimaschutzplan 2050, das auch in den integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan einfließen wird. Diese Maßnahmen sollen das Minderungsziel für das Jahr 2030 (mindestens minus 55 Prozent gegenüber dem Jahr 1990) durch zu leistende Beiträge aller Sektoren sicherstellen. Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ hat Vorschläge entwickelt, mit denen ein Erreichen des mit dem Klimaschutzplan beschlossenen Sektorziels für das Jahr 2030 für die Energiewirtschaft sichergestellt werden kann (siehe Kapitel 1). Wie im Klimaschutzplan vereinbart, werden die Maßnahmen hinsichtlich ihrer ökologischen, ökonomischen und sozialen Folgen abgeschätzt. Wie im Koalitionsvertrag vereinbart, erarbeitet die Bundesregierung ein Gesetz, das die Einhaltung der Klimaschutzziele 2030 gewährleisten soll.

Das Kabinett hat am 20. März 2019 entschieden, einen Kabinettausschuss „Klimaschutz“ einzurichten, um die rechtlich verbindliche Umsetzung des Klimaschutzplans sowie die Einhaltung der für Deutschland verbindlichen Klimaschutzziele für das Jahr 2030 sicherzustellen. Die Bundeskanzlerin ist Vorsitzende und der Bundesminister der Finanzen in seiner Funktion als Vizekanzler stellvertretender Vorsitzender des Ausschusses. Bundesumweltministerin Schulze ist als „Beauftragte Vorsitzende“ ernannt worden. Zu den weiteren ständigen Mitgliedern zählen darüber hinaus der Bundesminister des Inneren, für Bau und Heimat, der Bundesminister für Wirtschaft und Energie, die Bundesministerin für Ernährung und Landwirtschaft, der Bundesminister für Verkehr und digitale Infrastruktur, der Chef des Bundeskanzleramtes und der Chef des Presse- und Informationsamtes der Bundesregierung. Ziel des Kabinetts ist es unter anderem, einen rechtlich verbindlichen Rahmen zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 zu schaffen.



Teil II: Ziele und Rahmenbedingungen der Energiewende

Dieser Teil des Monitoring-Berichts behandelt weitere Ziele und den energiepolitischen Rahmen, in dem die Energiewende umgesetzt wird. Im Einzelnen geht dieser Teil auf die folgenden Themen ein:

Kraftwerke und Versorgungssicherheit

Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen

Umweltverträglichkeit der Energieversorgung

Netzinfrastruktur

Integrierte Entwicklung des Energiesystems

Energieforschung und Innovationen

Investitionen, Wachstum und Beschäftigung



9 Kraftwerke und Versorgungssicherheit

Wo stehen wir?

Deutschlands Stromversorgung ist sicher. Die Energienachfrage in Deutschland ist jederzeit gedeckt. Ein hohes Maß an Versorgungssicherheit ist gewährleistet.

Die installierte Leistung aus erneuerbaren Energien ist erneut gestiegen. Erneuerbare Energien stellen mittlerweile mehr als die Hälfte der Kraftwerkskapazität. Auch die erzeugte Strommenge aus erneuerbaren Energien ist weiter gestiegen.

Der Strommarkt 2.0 hat sich bewährt.

Was ist neu?

Ende des Jahres 2017 wurde Block B des Kernkraftwerks Gundremmingen abgeschaltet – ein weiterer Schritt hin zum Kernenergieausstieg.

Die Braunkohleblöcke Niederaußem E+F sowie Jänschwalde F wurden im Oktober 2018 in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Dies senkt die CO_2-Emissionen im Stromsektor.

Seit 2017 ist SMARD, die Informationsplattform zum Strommarkt, online. Sie bietet aktuelle und verständlich aufbereitete Strommarktdaten und stärkt damit die Transparenz am Strommarkt. Im Januar 2019 ist zudem das Marktstammdatenregister in Betrieb gegangen. Es gibt Auskunft über alle Stromerzeugungsanlagen in Deutschland.

Wie geht es weiter?

Der Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ enthält eine Vielzahl von Empfehlungen für den Kraftwerkssektor. Die Bundesregierung prüft die vorgeschlagenen Maßnahmen. Dabei wird auch die fiskalische, wirtschaftliche und rechtliche Umsetzbarkeit der Vorschläge untersucht und ein schlüssiges Gesamtkonzept erstellt. Am 22. Mai 2019 hat das Bundeskabinett die Eckpunkte zur Umsetzung der strukturpolitischen Vorschläge der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ beschlossen (siehe Kasten in Kapitel 1).

Im Diskussionsprozess „Zukunft der KWK“ werden nötige Anpassungen im KWKG besprochen. Die KWK-Anlagen sollen flexibler und emissionsärmer werden. Wichtig ist dabei der zeitliche Rahmen, um langfristige Fehlinvestitionen in unflexible Kraftwerke zu vermeiden.

Versorgungssicherheit	Die Energienachfrage in Deutschland jederzeit effizient decken.
Kernenergieausstieg	Die letzten Kernkraftwerke mit dem Ablauf des Jahres 2022 abschalten.

9.1 Ausgangslage und bisherige Maßnahmen

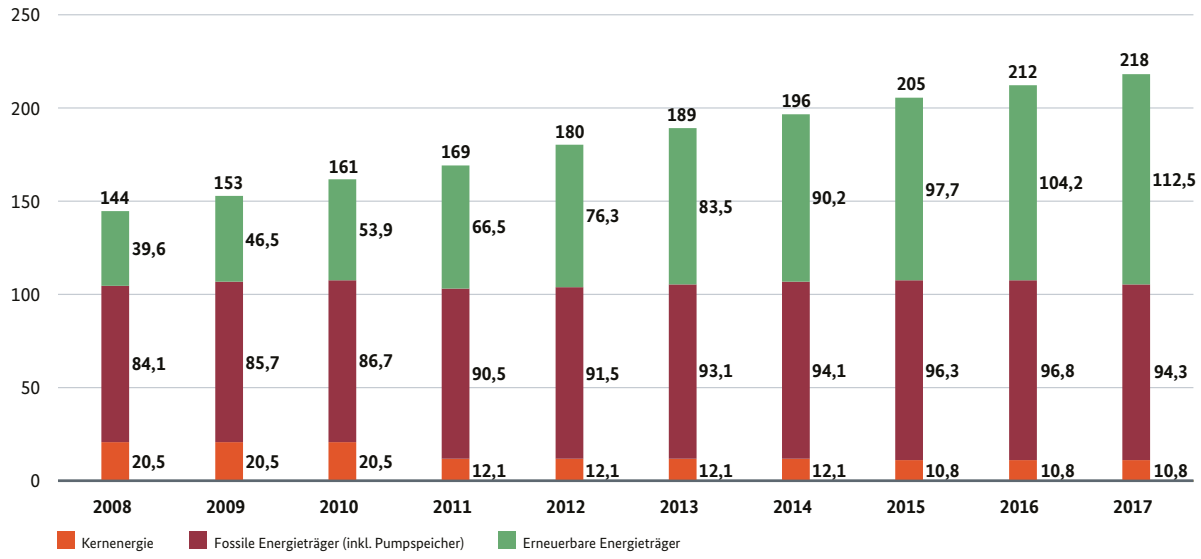
9.1.1 Kraftwerke

Die installierte Leistung aus erneuerbaren Energien ist im Jahr 2017 weiter gestiegen. Insgesamt hat die Netto-Nennleistung der Stromerzeugungsanlagen, die an das deutsche Stromnetz angeschlossen sind, zwischen 2008 und 2017 um rund 73 GW zugenommen (siehe Abbildung 9.1). Die Nennleistung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien betrug im Jahr 2017 113 GW und lag somit um 8 Prozent höher als im Vorjahr. Den größten Zuwachs verzeichnete dabei die Windenergie, aber auch Solarenergie und Biomasse legten zu. Der Anteil der Nennleistung aus erneuerbaren Energien stieg 2017 auf gut 52 Prozent der gesamten Kraftwerksleistung (siehe auch Kapitel 4). Da das Energieangebot vor allem bei Nutzung von Wind- und Sonnenenergie von natürlichen Bedingungen abhängt und daher nicht jederzeit die volle installierte Leistung abgerufen werden kann, wird deutlich mehr Leistung beim Einsatz von Windenergie- und Photovoltaikanlagen benötigt als beim bisherigen konventionellen Kraftwerkspark, um eine bestimmte Strommenge zu erzeugen. Installierte Leistung allein ist daher kein Indikator für Versorgungssicherheit. Letztere wird in Kapitel 9.4 diskutiert.

Mittlerweile dominieren in neun Bundesländern die erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 9.2). Kernkraftwerke sind derzeit noch in vier Bundesländern an der Stromerzeugung beteiligt. An das deutsche Stromnetz sind zudem ausländische Stromerzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung von rund 4,6 GW angeschlossen. Bayern und Niedersachsen bilden die Schwerpunkte der installierten Kraftwerksleistung basierend auf erneuerbaren Energien, während Nordrhein-Westfalen der Spitzenreiter für konventionelle Kraftwerke ist. Den höchsten Anteil an erneuerbaren Energien, gemessen an der gesamten installierten Leistung, haben die Länder Mecklenburg-Vorpommern (86 Prozent), Sachsen-Anhalt (77 Prozent), Schleswig-Holstein (76 Prozent) und Rheinland-Pfalz (74 Prozent). Der Anteil der konventionellen Kraftwerke an der installierten Leistung ist am höchsten in den Stadtstaaten Berlin (92 Prozent), Hamburg (91 Prozent) und Bremen (83 Prozent).

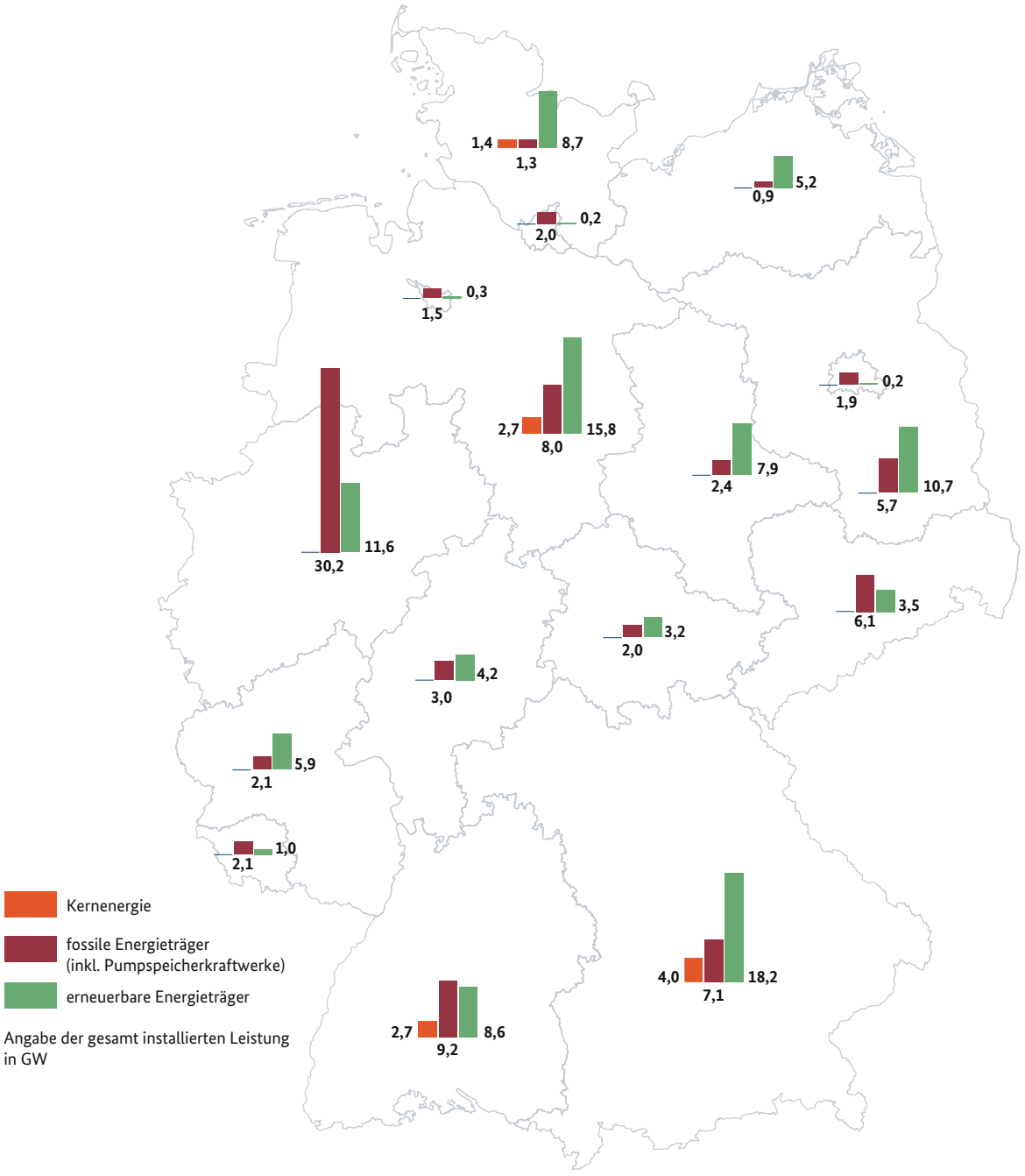
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist ein wichtiger Baustein der Energiewende. Ihr kommt eine besondere Rolle bei der konventionellen Stromerzeugung und der Wärmeversorgung vor Ort zu. Indem sie gleichzeitig elektrische Energie und Wärme (z. B. für die Fernwärmeversorgung) erzeugen, nutzen KWK-Anlagen den Brennstoff effizienter als bei getrennter Produktion. Den aktuellen Daten des Statistischen Bundesamtes zufolge wurden z. B. im Zeitraum von Januar bis Juni 2018 rund 36 PJ (entspricht 10 TWh) Erdgas durch den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungsprozesse eingespart (StBA 2018b). Das Ziel des aktuellen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) ist, die KWK auszubauen. Das KWKG sieht als Ausbauziele für das Jahr 2020 eine Stromerzeugung von 110 TWh und für das Jahr 2025 von 120 TWh vor. Tatsächlich lag die KWK-Stromerzeugung nach Zahlen von StBA, AGEE-Stat und Öko-Institut bereits im Jahr 2017 bei 117 TWh, was einem Anteil von 19 Prozent an der deutschen Stromerzeugung entspricht. Die Wärmeerzeugung stieg auf 225 TWh, was einem Anteil von 17 Prozent an den Wärmeanwendungen des Endenergieverbrau-

Abbildung 9.1: Installierte Leistung der an das deutsche Stromnetz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen
in GW



Quelle: BNetzA 11/2018
Angegeben ist die Netto-Nennleistung.

Abbildung 9.2: Verteilung aller Kraftwerkskapazitäten auf die Bundesländer



Quelle: BNetzA 11/2018

ches Deutschlands entspricht. Damit wurde das Ziel für 2020 bereits drei Jahre im Voraus erreicht und sogar übererfüllt. Der Ausbau der KWK ist damit erfolgreich geschafft.

Pumpspeicherkraftwerke sind eine etablierte und bewährte großtechnische Speicherform. Im Jahr 2017 waren Pumpspeicherkraftwerke mit einer Netto-Nennleistung von 9,5 GW an das deutsche Netz angeschlossen, darunter auch Pumpspeicherkraftwerke in Luxemburg und Österreich mit einer Leistung von zusammen rund 3,1 GW. Neue Anlagen mit einer Leistung von 360 MW, die von Österreich ins deutsche Netz einspeisen werden, gingen im Jahr 2018 in Betrieb. Darüber hinaus kann Deutschland durch die gekoppelten Strommärkte die sehr viel größeren Speicherwasserkapazitäten in Skandinavien und dem Alpenraum mitnutzen.

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) kann Anreize für Investitionen in hocheffiziente, flexible und CO_2-arme

Speicher als Beitrag zu einem flexibleren Stromsystem

In Zukunft wird ein immer größerer Teil unseres Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. Windenergie und Photovoltaik werden dabei die Hauptanteile stellen (siehe Kapitel 4). Bei beiden Energieformen fluktuiert die Einspeisung in Abhängigkeit von Wetter und Tageszeit. Dies muss ein Stromsystem der Zukunft berücksichtigen. Daher muss das Stromsystem flexibler werden. Gemeinsam mit anderen Flexibilitätsoptionen wie z. B. dem europäischen Binnenmarkt, der Sektorkopplung, flexiblen Verbrauchern und Erzeugern können Speicher bei einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zur Versorgungssicherheit beitragen (siehe auch Grünbuch Strommarkt des BMWi). Sie können helfen, Erzeugung und Verbrauch zu entkoppeln. Zusätzlich können sie Regelleistung erbringen und so dazu beitragen, die Netzfrequenz stabil zu halten.

Die Energiewende hängt kurz- und mittelfristig nicht vom Ausbau von Stromspeichern ab. Flexible Verbraucher und Spitzenlastkraftwerke können – auch im Zusammenspiel mit innovativen Geschäftsmodellen und Digitalisierung (siehe Kapitel 12.2) – Schwankungen zwischen Stromangebot und -nachfrage auch bei sehr hohen Anteilen von erneuerbaren Energien ausgleichen. Zudem sind Speicher bislang teilweise teurer als andere Flexibilitätsoptionen. Um jedoch dem absehbaren mittel- bis langfristigen Bedarf an Speichern gerecht zu werden, fördert die Bundesregierung bereits heute die Weiterentwicklung von Technologien zur Erschließung von Kostensenkungspotenzialen im Rahmen der „Forschungsinitiative Energiespeicher“ (siehe Kapitel 3).

Relevante Speichertechnologien sind Batteriespeicher, Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Power-to-X-Erzeugnisse. Bei Power-to-X-Erzeugnissen wird EE-Strom genutzt, um Wärme, Wasserstoff oder Methan zu erzeugen, die dann entweder direkt genutzt oder wieder in Strom umgewandelt werden können. Power-to-Heat kann in Kombination mit KWK-Anlagen zu einer doppelten Flexibilität führen: Power-to-Gas bietet den Vorteil, Energie über einen langen Zeitraum und in großen Mengen speichern zu können. Zudem kann die bereits vorhandene Infrastruktur – das Gasnetz und unterirdische Gasspeicher – genutzt werden. Bei diesen Optionen darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass jegliche Energieumwandlung auch mit Verlusten einhergeht. Aus diesem Grund sollte ein Augenmerk stets auf einer möglichst effizienten Speicherung liegen.

Stromspeicher haben unter anderem nach EnWG bzw. EEG bei der Stromentnahme den Status eines Letztverbrauchers und unterliegen daher im Prinzip den entsprechenden Zahlungsverpflichtungen. Tatsächlich sind aber viele Speicher von den meisten dieser Verpflichtungen freigestellt, wenn sie wieder Strom in das öffentliche Netz einspeisen. Grundsätzlich soll im Strommarkt 2.0 der Wettbewerb über den Einsatz einzelner Flexibilitätsoptionen bestimmen. Entscheidend sind dabei Effizienz und Wirtschaftlichkeit.

In den letzten Jahren ist bereits der Primärregelleistungsmarkt zunehmend ins Blickfeld von Batteriegroßspeichern geraten. Bis Ende des Jahres 2017 sind nach Branchenangaben Kapazitäten von knapp 180 MW insgesamt in Deutschland installiert. Am Markt für Primärregelleistung in Deutschland haben Batteriespeicher somit einen Anteil von etwa 25 Prozent.

Kraftwerke setzen. Durch den Ersatz des Brennstoffs Kohle durch Erdgas und moderaten Neubau von KWK-Anlagen sollen, wie im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 verankert, zusätzliche vier Millionen t CO_2 im Stromsektor bis zum Jahr 2020 eingespart werden. Die Förderung für neue und modernisierte KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als einem bis einschließlich 50 MW wird seit 2017 ausgeschrieben. Die Ausschreibungsverordnung dazu ist im August 2017 in Kraft getreten. Neben KWK-Anlagen werden in einer neuen Förderkategorie seit Juni 2018 innovative KWK-Systeme ausgeschrieben. Solche Systeme kombinieren besonders fossile KWK-Anlagen mit erneuerbarer Wärme und strombasierten flexiblen Wärmeerzeugern, wie beispielsweise Solarthermieanlagen oder Wärmepumpen. Neue, modernisierte und nachgerüstete KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich einem oder mehr als 50 MW bekommen weiterhin gesetzlich festgelegte Fördersätze.

9.1.2 Versorgungssicherheit

Die Energiewende und der parallele Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung stellen Deutschland vor eine große Herausforderung. Der Umstieg auf erneuerbare Energien bedeutet zum einen, dass der Windstrom aus dem Norden in die Verbrauchszentren im Süden transportiert werden muss. Dafür ist die Optimierung und höhere Auslastung der bestehenden Stromnetze und vor allem der zügige Ausbau der Stromnetze dringend erforderlich. Zum anderen ist die Versorgungssicherheit auch dann zu gewährleisten, wenn Wind- und Solaranlagen witterungsbedingt keinen Strom liefern. Dies kann unter anderem durch die europäische Strommarktintegration, durch Energiespeicherung, durch mehr Flexibilität aufseiten der Nachfrage oder auch durch Gaskraftwerke, die auf die volatile Stromerzeugung flexibel reagieren können, geleistet werden.

Deutschland zählt weltweit zu den Ländern mit den geringsten Ausfallzeiten bei der Stromversorgung – und das mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien. Die zuverlässige Versorgung mit Strom ist wichtig sowohl für den Wirtschaftsstandort Deutschland als auch jeden Bürger. Bei der Steuerung der Energiewende legt das BMWi großen Wert darauf, die Versorgung auch in Zukunft auf allerhöchstem Niveau zu sichern.

Mit dem Strommarktgesetz von 2016 hat die Bundesregierung einen Rahmen für zukünftige Investitionen geschaffen. Mit dem Gesetz wurde festgelegt, dass die Preise im Strommarkt sich frei und ohne staatliche Einmischung bilden. Zugleich wurden die Stromlieferanten viel stärker verpflichtet, sich ausreichend mit Strom einzudecken. Falls sie dies nicht tun, drohen ihnen hohe Strafzahlungen. Um sich für die Zukunft abzusichern, schließen sie deshalb langfristige Stromlieferverträge mit Kraftwerksbetreibern. Auf diese Weise zeigen die Preise im Strommarkt an, wie viel Strom erzeugt und wie viel Strom benötigt wird. Steigende Preise und langfristige Stromlieferverträge machen es für Investoren attraktiv, neue Kraftwerke zu errichten.

Derzeit gibt es noch erhebliche Überkapazitäten im deutschen und europäischen Stromsystem. Europaweit sind es etwa 80 bis 90 Gigawatt. Daher war es in den letzten Jahren kaum sinnvoll, in ein neues Kraftwerk zu investieren. Mittlerweile verändern sich jedoch die Preise im Strommarkt. Gaskraftwerke, die bislang nicht betrieben wurden, produzieren wieder Strom und bieten ihren Strom am Markt an. Dabei ist zu beobachten, dass die Marktteilnehmer zügig reagieren, wenn Erzeugungskapazitäten knapper werden.

Deutschland ist voll in die europäische Stromversorgung integriert. Alle Stromnetze in Europa sind miteinander verbunden. Der grenzüberschreitende Stromhandel führt zu einer effizienteren und kostengünstigeren Nutzung des europäischen Kraftwerkparks, und ermöglicht die Nutzung von großräumigen Ausgleichseffekten bei der schwankenden Erzeugung aus Wind und Sonne. Genauso, wie es viel zu teuer und aufwendig wäre, wenn sich jeder Haushalt in jeder Stunde vollständig selbst mit Strom versorgen würde, gilt dies für Deutschland insgesamt. Darum tauscht Deutschland Strom mit seinen Nachbarstaaten aus, sodass am Ende alle Stromkunden ihren Verbrauch günstiger und sicherer decken.

Mit der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme trägt die KWK zu einer hocheffizienten Energieversorgung bei. Soweit mit dem Ausstieg aus Kernenergie und Kohle neue Erzeugungskapazitäten erforderlich werden, ist der Ausbau einer energiewendetauglichen KWK, also einer flexiblen und zunehmend CO_2-armen Gas-KWK, die richtige Antwort.

Die Bundesregierung verlässt sich nicht allein auf die funktionierenden Marktkräfte, den europäischen Stromhandel und die Förderung der KWK. Vielmehr hat sie darüber hinaus eine dreifache Sicherung vorgesehen. Erstens sind Stromhändler wie beschrieben verpflichtet, immer in ausreichendem Umfang Kapazitäten vorzuhalten, um jederzeit ihre Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Tun Sie das nicht und muss deshalb so genannte Ausgleichsenergie von den Übertragungsnetzbetreibern eingekauft werden, müssen sie hohe Strafen zahlen. Zweitens wird die Versorgungssicherheit durch ein kontinuierliches Monitoring kontinuierlich überprüft. Drittens werden für nicht vorhersehbare Ereignisse Reserven vorgehalten.

Das Strommarktgesetz 2016 sieht ein kontinuierliches Monitoring der Versorgungssicherheit vor. Die marktbasierte Ausgestaltung des Strommarkts kann die Versorgungssicherheit am kosteneffizientesten gewährleisten. Gleichwohl ist die Energiewende ein sehr dynamischer und grundlegen-



der Transformationsprozess für die gesamte Energiewirtschaft. Es ist daher nicht auszuschließen, dass sich Dinge anders entwickeln als erwartet. Mit einem kontinuierlichen Monitoring werden etwaige Probleme frühzeitig erkannt und bei Bedarf zielgenau gegengesteuert.

Die Versorgungssicherheit in Deutschland ist auf hohem Niveau gewährleistet. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat hierzu ein Gutachten beauftragt. In diesem wird auch ausführlich untersucht, wie sich der Strommarkt und die verfügbaren Kraftwerke in den kommenden Jahren entwickeln.

Das Monitoring bezieht alle für die Marktteilnehmer vorhersehbaren Ereignisse und Entwicklungen im Strommarkt ein. So werden zum Beispiel unterschiedliche Wetterbedingungen berücksichtigt, auch die so genannte kalte Dunkelflaute, bei der längere Zeit Windkraft und Solarenergie kaum zur Stromerzeugung beitragen. Auch der Vorschlag der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung zur Reduktion der Kohleverstromung wurde untersucht. In allen untersuchten Szenarien kann die Stromnachfrage in Deutschland jederzeit gedeckt werden. Die Analysen zeigen somit, dass für den Strommarkt derzeit keine nahe liegenden Risiken absehbar sind, für die Gegenmaßnahmen ergriffen werden sollten.

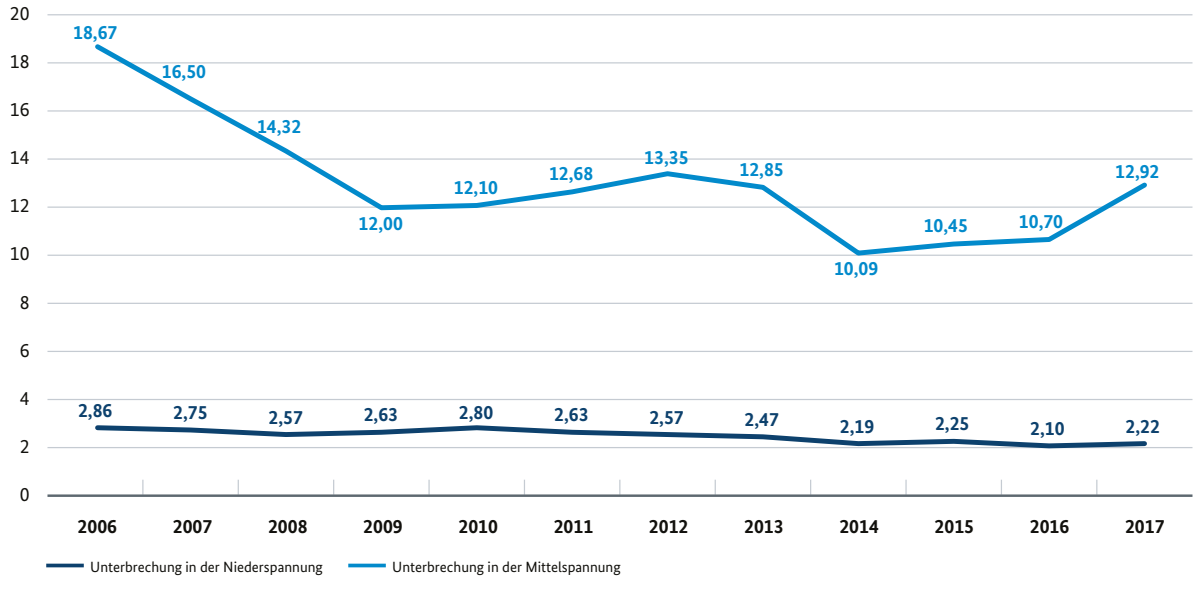
Reserven stehen in großem Umfang bereit, um Versorgungssicherheit im Strommarkt zusätzlich abzusichern. Um der hervorgehobenen Bedeutung der Versorgungssicherheit angemessen Rechnung zu tragen, steht bereits heute ein Sicherheitsnetz aus verschiedenen Reserven für unwahrscheinliche Ereignisse und Entwicklungen zur Verfügung. Dazu zählen die Kapazitätsreserve mit 2 GW, die Sicherheitsbereitschaft mit 2,7 GW, die Netzreserve mit ca. 6 GW und besondere netztechnische Betriebsmittel mit 1,2 GW. Das ist vor allem deswegen wichtig, weil Marktteilnehmer sich nicht gegen völlig unvorhersehbare Ereignisse absichern. Sollten dennoch im Rahmen des Monitorings Engpässe absehbar werden, können die Reserven rechtzeitig erhöht werden.

Die Bundesregierung prüft alle Aspekte der Versorgungssicherheit fortlaufend und vorausschauend, um notwendige Maßnahmen frühzeitig zu erkennen und umzusetzen. Sofern Maßnahmen als erforderlich identifiziert werden, um beispielsweise den Kernenergie- und Kohleausstieg zu begleiten, werden diese unverzüglich umgesetzt.

Auch in den Stromnetzen ist Versorgungssicherheit gegeben. Voraussetzung für die Versorgung der Verbraucher ist die sichere Verfügbarkeit ausreichend bemessener Übertragungs- und Verteilernetzkapazitäten. Um auch die Stabilität der Netze auf der Übertragungsebene trotz des stockenden Netzausbaus zu gewährleisten, müssen die Netzbetreiber allerdings zunehmend häufiger Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemstabilität anwenden (siehe Kapitel 11.4).

Die Unterbrechungsdauer der Versorgung auf Verteilernetzebene ist seit Jahren – auch im internationalen Vergleich – auf einem konstant sehr niedrigen Niveau. Von der Bundesnetzagentur wird jedes Jahr der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) veröffentlicht. Er gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechungsdauer je angeschlos-

Abbildung 9.3: Entwicklung des SAIDI
in Minuten



Quelle: BNetzA 10/2018

senem Letztverbraucher auf der Ebene der Verteilernetze an. In die Berechnung des SAIDI fließen alle ungeplanten Unterbrechungen ein, die länger als drei Minuten dauern. Der Index lag im Jahr 2017 bei 15,14 Minuten und damit über dem Vorjahreswert, jedoch unter dem Mittel der vergangenen zehn Jahre. So ist der SAIDI seit 2006 um rund 30 Prozent gesunken. Zum Anstieg des SAIDI im Jahr 2017 trugen hauptsächlich Ausfallzeiten aufgrund von extremen Wetterereignissen bei. Im internationalen Vergleich gehört Deutschland bei der Versorgungssicherheit weiterhin zur Spitzengruppe.

Versorgung mit Erdgas

Deutschland ist mit einem Jahresverbrauch von rund 95 Milliarden Kubikmetern einer der größten Absatzmärkte für Erdgas in der Europäischen Union und gleichzeitig ein wichtiges Gastransitland. Insbesondere als Brücke von fossilen zu erneuerbaren Energien im Strombereich kann Erdgas eine wichtige Rolle spielen. Auch im Mobilitätsbereich kann Erdgas Vorteile gegenüber herkömmlichen Flüssigkraftstoffen haben. Insgesamt kann Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern klimafreundlicher sein, da mit dessen Verbrennung geringere CO_2-Emissionen verbunden sind. Abhängig von der Methode der Erdgasgewinnung können allerdings die Emissionen der Vorkette aus Erzeugung und Transport sehr hoch sein; das beträfe z. B. Importe aus Algerien. Deutschland importiert allerdings gut 90 Prozent seines Jahresverbrauchs hauptsächlich aus Russland, Norwegen und den Niederlanden, sodass dies nicht der Fall ist. Im Gegensatz zu Strom ist Erdgas in großen Mengen speicherbar. Deutschland verfügt mit einem nutzbaren Erdgasspeichervolumen in Höhe von über 24 Milliarden Kubikmetern über die größten Speicherkapazitäten in der EU. Die bedarfsgerechte Optimierung, Verstärkung und der bedarfsgerechte Ausbau der nationalen Erdgasinfrastruktur, wie sie im § 15a EnWG vorgesehen ist, wird durch den Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) der Fernleitungsnetzbetreiber gewährleistet. Er ist ein wichtiger Baustein zum Erhalt der Versorgungssicherheit. Der derzeit verbindliche NEP Gas 2018 – 2028 sieht einen Leitungsneubau um 1365 km und eine zusätzliche Verdichterleistung von 499 MW bis zum Jahr 2028 vor. Das Investitionsvolumen hierfür beträgt rund 7,0 Milliarden Euro.

Zusammenfassend bieten das weit verzweigte Erdgasnetz, die liquiden Handelsmärkte, das große Speichervolumen und das diversifizierte Portfolio an Lieferländern und Importinfrastrukturen den deutschen Gasverbrauchern ein sehr hohes Niveau an Versorgungssicherheit. Hinzukommt der gute technische Zustand der Erdgasinfrastruktur, der sich im SAIDI-Gas (System Average Interruption Duration Index) widerspiegelt. Er hatte im Jahr 2017 einen Wert von 0,99 und lag damit unter dem langjährigen Mittel von 1,7 Minuten. Nähere Informationen zur Erdgasversorgung in Deutschland finden sich im jährlichen Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie über die Versorgungssicherheit bei Erdgas (BNetzA, BKartA 2018).

Mit der im August 2017 in Kraft getretenen Änderung der Gasnetzzugangsverordnung wurde das System des Gasnetzzugangs optimiert und an die in den vergangenen Jahren geänderten energiewirtschaftlichen Herausforderungen angepasst.

Die novellierte Gassicherungs-Verordnung (EU) 2017/1938 erweitert die Reihe der Maßnahmen zur Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Gasversorgung in der gesamten Union. Die Leitprinzipien der Verordnung bilden die regionale Zusammenarbeit im Rahmen der Krisenvorsorge und die gegenseitige solidarische Unterstützung unter den Mitgliedstaaten bei der Bewältigung von Gasversorgungskrisen. Die Mitgliedstaaten ergänzen ihre Risikoanalysen, Präventions- und Notfallpläne um regionale Kapitel und arbeiten an bilateralen Abkommen zu solidarischen Gaslieferungen für den Fall eines Versorgungsdefizits, dass der betroffene Mitgliedstaat nicht durch marktbasierte Maßnahmen beheben kann.

Ein wichtiger Baustein der Diversifizierung der Energieversorgung ist der direkte Import von ausländischem Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas – LNG) aus unterschiedlichen Lieferquellen, sowohl über europäische als auch deutsche LNG-Infrastruktur. Die Bundesregierung hat im März 2019 die Rechtsverordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland beschlossen. Die Verordnung bedarf noch der Zustimmung des Bundesrates. Denn ein Hemmnis kann der Anschluss der LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz sein. Nach dem bisherigen Rechtsrahmen müssen die Anlagenbetreiber diesen Netzanschluss selbst bauen und bezahlen. Künftig werden die Fernleitungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, die Leitungen zwischen deutschen LNG-Terminals und dem Fernleitungsnetz zu errichten. Um sicherzustellen, dass nur Leitungen gebaut werden, soweit und sobald LNG-Anlagen errichtet werden, müssen die Fernleitungsnetzbetreiber und die LNG-Anlagenbetreiber ihre Planungen und Baufortschritte eng miteinander abstimmen. Zudem wird der LNG-Anlagenbetreiber an den Kosten in Höhe von zehn Prozent beteiligt. Die restlichen 90 Prozent kann der Fernleitungsnetzbetreiber ohne Zeitverzug über die Gasnetzentgelte refinanzieren und auf die Netznutzer wälzen.

In dem vom BMWi angestoßenen „Dialogprozess Gas 2030“ sollen bis September 2019 zusammen mit Branchenvertretern zentrale politische Handlungsfelder identifiziert und Anregungen aus der Praxis erörtert werden.

9.1.3 Ausstieg aus der Kernenergie

Die Abschaltung von Block B des Kernkraftwerks Gundremmingen Ende des Jahres 2017 war ein weiterer Schritt in Richtung Kernenergieausstieg. Die verbleibenden sieben Kernkraftwerke mit einer Netto-Erzeugungskapazität von 9,5 GW werden bis spätestens Ende 2022 stufenweise vom Netz gehen (siehe Tabelle 9.1).

Die Mittel zur Finanzierung der langfristigen Kosten der nuklearen Entsorgung stehen zur Verfügung – damit ist eine der zentralen sich aus dem Kernenergieausstieg ergebenden Herausforderungen gelöst. Am 3. Juli 2017 haben die Betreiber der deutschen Kernkraftwerke insgesamt rund 24,1 Milliarden Euro auf Konten des Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung bei der Deutschen Bundesbank eingezahlt. Damit ist ihre Haftung für Kosten der nuklearen Entsorgung im Bereich Zwischen- und Endlagerung beendet. Die Verantwortung für die Durchführung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung ist mit Eingang der vollständigen Einzahlungen auf den Bund übergangen. Die Konzerne bleiben jedoch für die Stilllegung und den Rückbau der Kernkraftwerke sowie die fachgerechte Verpackung der radioaktiven Abfälle und deren Finanzierung voll verantwortlich. Die Zusammenführung der Handlungs- und der Finanzierungsverantwortung jeweils in einer Hand ist in dem im Juni 2017 in Kraft getretenen Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung geregelt. Der Fonds legt die eingezahlten Geldmittel langfristig an, um die Finanzierung der Kosten im Bereich Zwischen- und Endlagerung langfristig zu sichern.

Mit den Empfehlungen der Kommission Endlagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe liegen Strategievorschläge für die Endlagersuche vor. Kern der Vorschläge ist ein gestuftes, transparentes, ergebnisoffenes und wissenschaftsbasiertes Verfahren zur Endlagersuche. Dies ist grundsätzlich im Standortauswahlgesetz geregelt und wurde mit dessen Novelle im Jahr 2017 konkretisiert. Die wichtigsten Empfehlungen der Kommission sind: Alle drei in Deutschland in Frage kommenden Wirtsgesteine werden berücksichtigt und der Standort Gorleben wird in das vergleichende Auswahlverfahren mit einbezogen. Die Endlagerung soll in tiefen geologischen Formationen erfolgen mit der Option auf Reversibilität sowie Rückholbarkeit und Bergbarkeit der Abfälle. Die Auswahlkriterien sollen in einem dreistufigen Auswahlverfahren angewendet werden, um den Standort mit der bestmöglichen Sicherheit für den Zeitraum von einer Million Jahre zu ermitteln. Die Öffentlichkeit soll in allen Phasen beteiligt werden.



9.2 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Der Strommarkt 2.0 ermöglicht einen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien. Zentrale Richtschnur dabei bleibt das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Bezahlbarkeit. Mit dem Strommarktgesetz wurden 2016 die Weichen gestellt für einen Wettbewerb von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern. Außerdem werden die Stromhändler in die Pflicht genommen: Wer Strom an Kunden verkauft, muss eine identische Menge beschaffen, die von den Versorgern zeitgleich ins Netz eingespeist wird. Damit bleibt die Versorgung sicher. Eine freie Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt sorgt für Investitionen in die benötigten Kapazitäten.

Tabelle 9.1: Fahrplan zum Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung

Name	Abschaltung bis	Brutto-Nennleistung (MW)
Philippsburg 2	2019	1.402
Grohnde	2021	1.360
Gundremmingen C		1.288
Brokdorf		1.410
Isar 2	2022	1.410
Emsland		1.336
Neckarwestheim 2		1.310

Quelle: BNetzA 02/2018

Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz im Bereich Kraftwerke und Versorgungssicherheit

Seit Juli 2017 ist die neue Informationsplattform **SMARD** der Bundesnetzagentur online und stärkt die Transparenz am Strommarkt. Unter www.smard.de lassen sich die zentralen Strommarktdaten für Deutschland und teilweise auch für Europa nahezu in Echtzeit abrufen, anschaulich in Grafiken darstellen und herunterladen. Erzeugung, Verbrauch, Großhandelspreise, Im- und Export sowie Daten zu Regelenergie können für unterschiedliche Zeiträume ermittelt und in Grafiken visualisiert werden. SMARD richtet sich sowohl an Bürger, die sich für die Energiewende und den Strommarkt interessieren, als auch an Fachleute aus dem Energiebereich, in Unternehmen und der Wissenschaft. SMARD ermöglicht einen einfachen Zugang zu Informationen und trägt zu einer sachlichen Diskussion über die Energiewende und den Strommarkt bei.

Zu mehr Transparenz am Strommarkt trägt auch das **Marktstammdatenregister** (MaStR) bei. Es hat im Januar 2019 seinen Betrieb aufgenommen und führt die Stammdaten aller Anlagen der leitungsgebundenen Energieversorgung im Strom- und Gasmarkt in Deutschland sowie von Marktakteuren in Form einer einheitlichen onlinebasierten Datenbank zusammen. Meldepflichten werden vereinfacht und reduziert. Die Daten des MaStR sollen zudem für SMARD verwendet werden.

Die 2017 in Kraft getretene Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) stellt sicher, dass die deutsche Stromgebotszone auch künftig nicht einseitig durch die Übertragungsnetzbetreiber geteilt werden kann. Deutschland zeichnet sich durch eine einheitliche Stromgebotszone aus. Dies sorgt dafür, dass die Bedingungen für Netzzugang, Stromerzeugung und Strombezug im gesamten Bundesgebiet gleich sind. In einer einheitlichen Stromgebotszone erfolgt der Handel von Energie, ohne dass Netzrestriktionen berücksichtigt werden.

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) kann Anreize für Investitionen in hocheffiziente, flexible und CO_2-arme Kraftwerke setzen. Durch den Ersatz des Brennstoffs Kohle durch Erdgas und moderaten Neubau von KWK-Anlagen sollen zusätzliche vier Millionen Tonnen CO_2 im Stromsektor bis zum Jahr 2020 eingespart werden. Die Förderung für neue und modernisierte KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als einem bis einschließlich 50 MW wird seit 2017 ausgeschrieben. Neben KWK-Anlagen werden in einer neuen Förderkategorie seit Juni 2018 innovative KWK-Systeme ausgeschrieben. Solche Systeme kombinieren besonders flexible KWK-Anlagen mit erneuerbarer Wärme, beispielsweise aus Solarthermieanlagen oder Wärmepumpen. Neue, modernisierte und nachgerüstete KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich einem oder mehr als 50 MW bekommen weiterhin gesetzlich festgelegte Fördersätze. Das KWKG wurde im November 2018 im Rahmen des Energiesammelgesetzes um drei Jahre bis 2025 verlängert. Dadurch soll die Investitionsgrundlage für neue KWK-Anlagen verbessert werden. Die beihilferechtliche Genehmigung durch die Europäische Kommission steht aus.

Bis Oktober 2019 werden 13 Prozent der Braunkohlekapazitäten in eine Sicherheitsbereitschaft überführt. Das Strommarktgesetz sieht eine schrittweise Stilllegung von Braunkohlekraftwerksblöcken in einem Umfang von 2,7 GW Netto-Nennleistung vor. Diese werden vor der endgültigen Stilllegung zunächst für vier Jahre in eine Sicherheitsbereitschaft überführt, auf die als letzte Absicherung der Stromversorgung zurückgegriffen werden kann. Bis Oktober 2018 waren bereits sechs der acht für die Sicherheitsbereitschaft vorgesehenen Kraftwerksblöcke vorläufig stillgelegt. Gemäß § 13g Absatz 8 EnWG hat das BMWi im Einvernehmen mit dem BMU den Bericht zur Evaluierung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft vorgelegt. Die Evaluierung zeigt, dass das Instrument der Sicherheitsbereitschaft bis 2020 voraussichtlich eine substanzielle CO_2-Einsparung erbringen wird. Die Bandbreite der Einsparungen reicht insgesamt von 11,8 Millionen Tonnen CO_2 bis hin zu 15,0 Millionen Tonnen CO_2. Die Ergebnisse der Evaluierung werden in den anstehenden Verhandlungen mit den Braunkohlekraftwerksbetreibern zur Umsetzung der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ berücksichtigt.

Ab Oktober 2020 sichert eine Kapazitätsreserve die Stromversorgung zusätzlich ab. Dies regelt das im Dezember 2018 in Kraft getretene Energiesammelgesetz sowie die Kapazitätsreserveverordnung vom Februar 2019. Die Kapazitätsreserve setzt sich aus zwei GW Leistung aus Kraftwerken, Speichern oder regelbaren Lasten zusammen, welche die Übertragungsnetzbetreiber für Ausnahmesituationen bereithalten. Die Kapazitätsreserve kommt also nur außerhalb des Marktes und ausschließlich dann zum Einsatz, wenn es trotz freier Preisbildung am Strommarkt nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommen sollte. Anlagen, die Teil der Kapazitätsreserve sind, können nicht am Strommarkt teilnehmen, sodass eine Verzerrung von Wettbewerb und Preisbildung ausgeschlossen wird. Die Vertragsdauer in der Kapazitätsreserve soll jeweils zwei Jahre betragen. Es ist geplant, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Anlagen auf Basis einer offenen Ausschreibung unter Vertrag nehmen, beginnend zum 01.10.2020. Die Kapazitätsreserve ist zunächst für den Zeitraum bis 2025 beihilferechtlich genehmigt.

Zentrale Maßnahmen im Bereich Kraftwerke und Versorgungssicherheit

- Strommarktgesetz
- Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)
- Sicherheitsbereitschaft
- Energiesammelgesetz
- KWKG
- Kapazitätsreserve
- Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung
- Kommission Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe (Endlagerkommission)
- Gesetz zur Fortentwicklung des Gesetzes zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für Wärme entwickelnde radioaktive Abfälle und anderer Gesetze
- Novelle der Gassicherungs-Verordnung (EU) 2017/1938SMARD
- Marktstammdatenregister

9.3 Ausblick

Zwischen den Jahren 2018 und 2021 werden die vorhandenen Überkapazitäten bei den konventionellen Kraftwerkskapazitäten voraussichtlich absinken. Die Gesamtkapazität konventioneller Kraftwerksanlagen veränderte sich gegenüber dem Vorjahr kaum, wobei ein leichter Rückbau beim Energieträger Steinkohle durch einen Zubau bei Gas ausgeglichen wurde. Nach Angaben der BNetzA wird sich der Zubau an konventionellen Kraftwerkskapazitäten ab zehn MW in diesem Zeitraum bundesweit auf etwa 2,1 GW Netto-Nennleistung belaufen. Demgegenüber werden rund 7,7 GW konventioneller Kraftwerksleistung stillgelegt. Der Rückbau konzentriert sich zwar auf die Kernenergie (dazu siehe Kapitel 9.1.3). Doch auch bei Steinkohle reduzieren sich die Kapazitäten um 505 MW. Bei Erdgas ist dagegen ein leichter Zubau in Höhe von 346 MW zu erwarten. Mehr als ein Drittel des Rückbaus vollzieht sich in Süddeutschland, während weniger als zehn Prozent des Zubaus dort stattfinden (siehe Abbildung 9.4).

9.4 Schlussfolgerungen

Der Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (Kommission WSB) empfiehlt eine Transformation des Kraftwerkssektors. Die Empfehlungen sind in Kapitel 1 zusammengefasst. Die Bundesregierung prüft die vorgeschlagenen Maßnahmen und erstellt ein schlüssiges Gesamtkonzept. Dies wird zentrale Rahmenbedingungen für die Transformation des Kraftwerkssektors setzen. Am 22.05.19 hat das Bundeskabinett die Eckpunkte zur Umsetzung der strukturpolitischen Vorschläge der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" beschlossen (siehe Kasten in Kapitel 1).

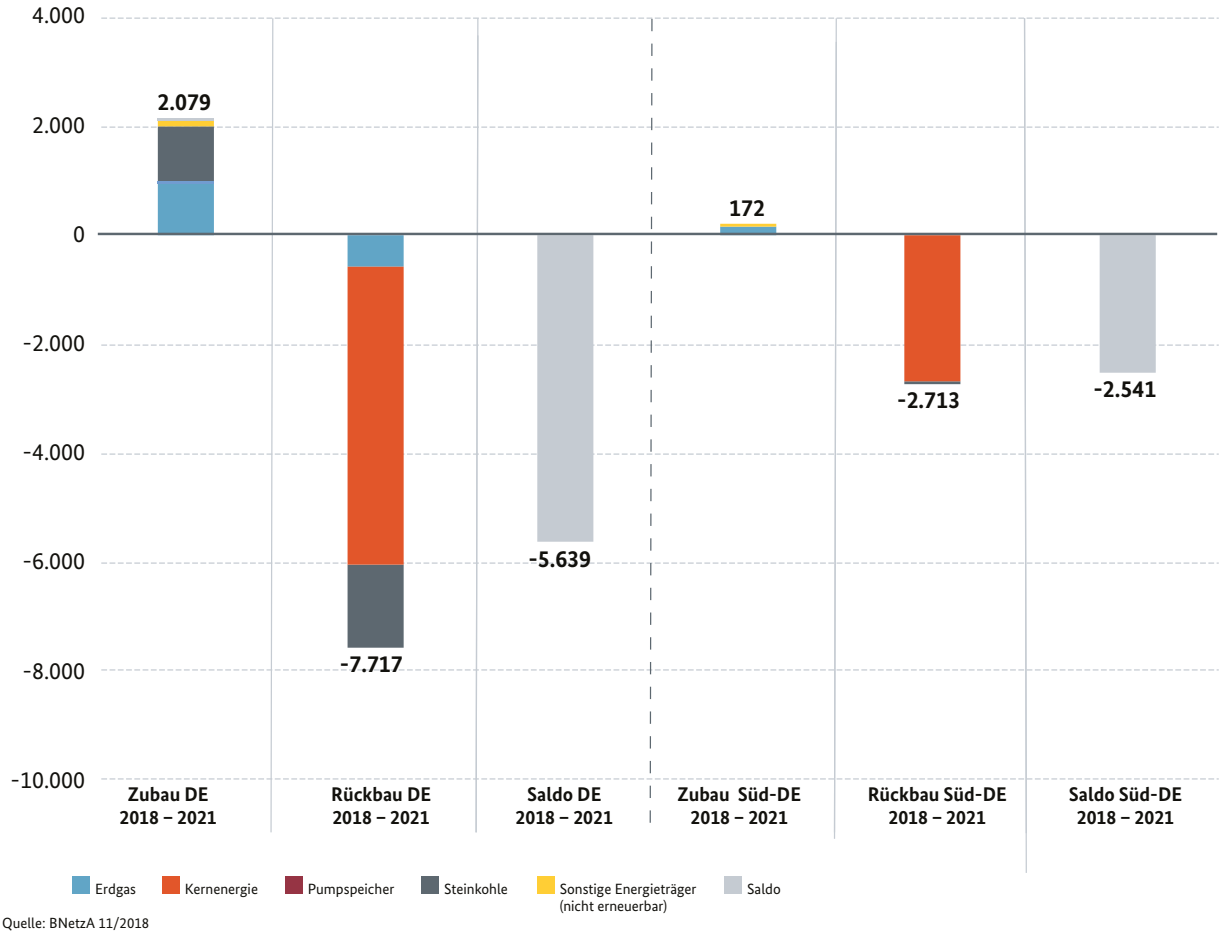
Der Strommarkt 2.0 gibt Anreize für den Erhalt bzw. bei Bedarf den Neubau von weiteren Kraftwerken, Speichern oder die Erschließung flexibel schaltbarer Lasten. Durch die Umsetzung des europäischen Clean Energy Packages wird der Strommarkt 2.0 gestärkt und europäisch verankert. Der Strommarkt 2.0 kann so den Kraftwerks- und Speicherbedarf zu möglichst geringen Kosten für die Verbraucher decken.

Das Monitoring der Versorgungssicherheit am Strommarkt zeigt, dass eine sichere Versorgung mit Strom in den nächsten Jahren auf hohem Niveau gewährleistet ist. Das BMWi überprüft die Sicherheit der Stromversorgung fortlaufend und vorausschauend. Dazu ist das BMWi nach dem Energiewirtschaftsgesetz (§§ 51 und 63 EnWG) verpflichtet. Im Monitoring werden unterschiedliche Wetterbedingungen berücksichtigt, auch die so genannte kalte Dunkelflaute, bei der längere Zeit Windkraft und Solarenergie kaum zur Stromerzeugung beitragen. Auch der Vorschlag der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung zur Reduktion der Kohleverstromung wurde untersucht. In allen untersuchten Szenarien kann die Stromnachfrage in Deutschland jederzeit gedeckt werden.

Versorgung mit Strom ist mehrfach abgesichert. Neben einer Reserve von ca. sechs GW für Risiken wegen unzureichender Transportkapazitäten der Übertragungsnetze (Netzreserve), einer Reserve von 1,2 GW für Netzsicherheit (besondere netztechnische Betriebsmittel) wird ab Oktober 2020 zudem eine Kapazitätsreserve zur Deckung der Stromnachfrage für etwaige kurzfristige Extremereignisse bereitstehen. Auch diese Reserve in Höhe von zwei GW kommt nur außerhalb des Marktes zum Einsatz und erst dann, wenn es der Markt auch nach dem Intraday-Handel und nach Einsatz der Regelleistung (mit entsprechend hohen Strafzahlungen für diejenigen Marktteilnehmer, die nicht genügend Energie bereitstellen konnten) nicht geschafft hat, die Stromnachfrage zu decken.

Bei der KWK geht es nicht mehr nur um höhere Ausbauziele, sondern auch darum, dass sie zum Energiesystem der Zukunft passt. Denn je höher der Anteil der erneuerbaren Energien in den Strom- und Wärmenetzen, desto wichtiger wird es, dass KWK kompatibel zum EE-Ausbau auf der Strom- und der Wärmeseite betrieben wird. KWK-Anlagen sollen CO_2-ärmer ausgestaltet und flexibilisiert werden,

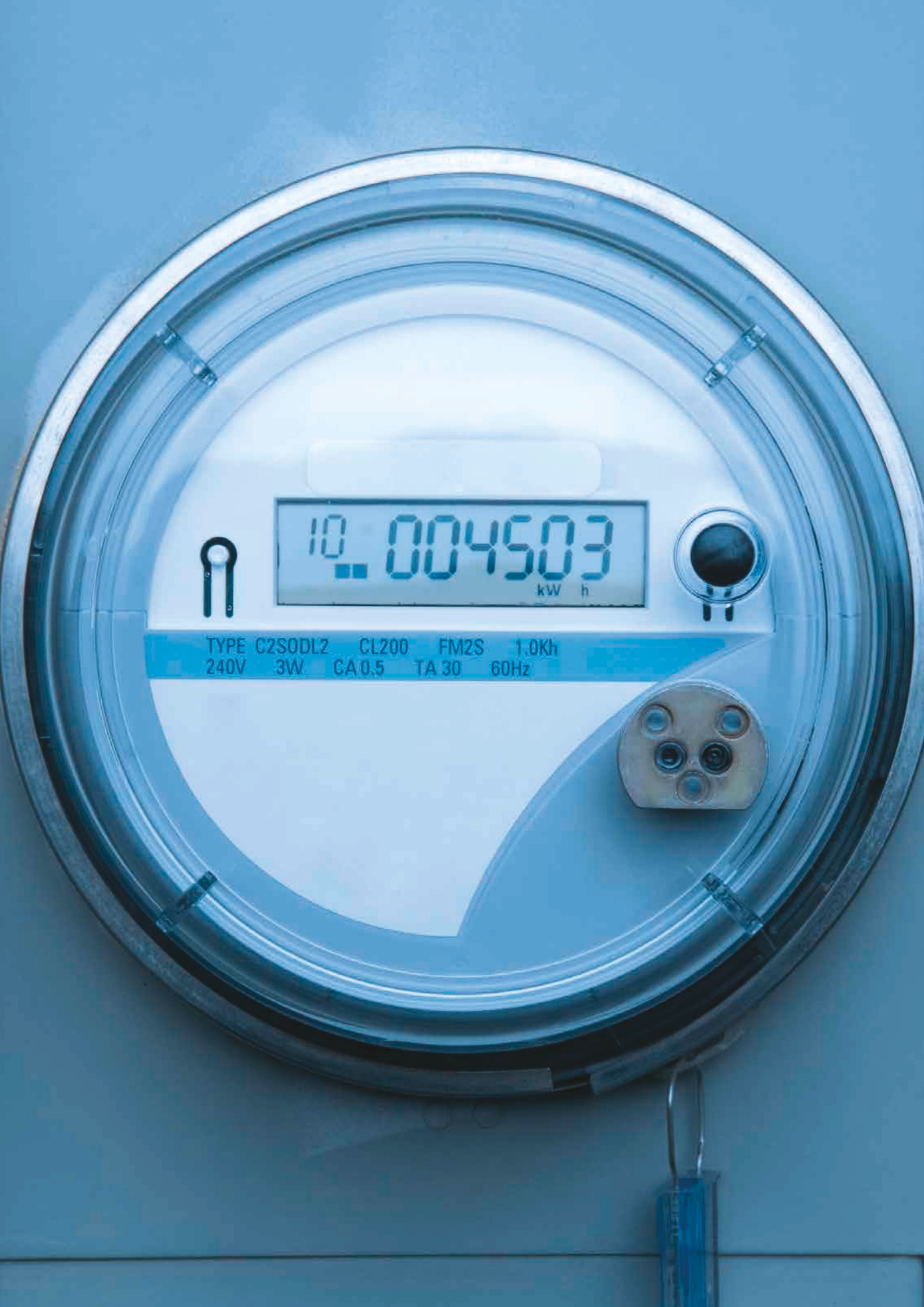
Abbildung 9.4: Prognostizierter Zu- und Rückbau konventioneller Erzeugungskapazitäten (inklusive Pumpspeicher) im Zeitraum von 2018 bis 2021 unterteilt nach Deutschland und Süddeutschland
in MW



Quelle: BNetzA 11/2018
Die Angaben für Rückbau berücksichtigen Kraftwerke, die endgültig gemäß StA § 13a (alte Fassung) und § 13b EnWG stillgelegt werden sowie Kernkraftwerke. Angegeben ist jeweils die Netto-Nennleistung.

damit sie im Rahmen der Energiewende eine Zukunft haben. Das BMWi führt daher aktuell den „Diskussionsprozess zur Zukunft der KWK" mit den relevanten Akteuren, um die zukünftige Rolle der KWK in der Energiewende und den damit einhergehenden Änderungsbedarf der Rahmenbedingungen zu klären. In diesen Prozess fließen auch die Ergebnisse der gesetzlich vorgeschriebenen Evaluierung des KWKG ein. Die vorläufigen Ergebnisse der Evaluierung und des Diskussionsprozesses legen zur Erreichung der Sektorziele für 2030 eine Reform der KWK-Förderung (KWKG-Novelle) nahe, deren Änderungen über die bloße Verlängerung des Geltungszeitraums hinausgehen. Auch die Kommission WSB hat Empfehlungen abgegeben, wie KWK-Anlagen künftig zu modernen, flexiblen Strom-Wärme-Systemen werden können. Sie empfiehlt zudem die Weiterentwicklung und Fortführung der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung durch die Verlängerung des KWKG bis 2030 (im Jahr 2023).

Es bietet sich zudem die Chance, bislang auf Kohlebasis gespeiste Fernwärmenetze neben modernen, flexiblen Gas-KWK-Systemen verstärkt mit erneuerbaren Energien und Abwärme zu versorgen. Um diese Potenziale der grünen Fernwärme zu erschließen, sind neben den oben skizzierten Anpassungen im KWKG weitere regulatorische Rahmenbedingungen, insbesondere für die Förderung neuer Wärmenetze bzw. die Anpassung bestehender Wärmenetze an die neuen Anforderungen (z. B. Temperaturabsenkung) erforderlich. Die Bundesregierung arbeitet dazu derzeit an einem Maßnahmenprogramm, um den Instrumentenmix für die Wärmewende weiterzuentwickeln und sicherzustellen, dass die Sektorziele für 2030 erreicht werden. In diesem Rahmen plant BMWi, einen Dialog „Wärmenetze im Kontext der Wärmewende" mit Ländern, Verbänden sowie weiteren relevanten Stakeholdern zu führen (siehe Kapitel 13). Ziel ist ein Instrumentenmix, welcher nicht nur die Transformation der Wärmenetze, sondern insgesamt eine zunehmende Dekarbonisierung der Wärmeversorgung wirtschaftlich und sozial verträglich voranbringt.


10 004503
kW h
TYPE C2SODL2 CL200 FM2S 1.0Kh
240V 3W CA 0.5 TA 30 60Hz

10 Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen

Wo stehen wir?

Die Letztverbraucher gaben insgesamt im Jahr 2017 mehr für Endenergie aus als im Vorjahr. Dazu trugen neben dem insgesamt gestiegenen Verbrauch besonders die deutlich höheren Preise auf den internationalen Rohstoffmärkten bei.

Die Ausgaben für Strom gemessen am Bruttoinlandsprodukt sind im Jahr 2017 erneut gesunken und erreichten den niedrigsten Stand seit 2010.

Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden war im Jahr 2017 und 2018 annähernd konstant.

Für Industriekunden, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, sind die Strompreise im Jahr 2017 um 4,9 Prozent gestiegen. Im Jahr 2018 war ein Anstieg um 2,7 Prozent zu verzeichnen.

Verschiedene Entlastungsregelungen führen dazu, dass insbesondere Unternehmen, deren Produktion besonders stromkostenintensiv ist und die stark im internationalen Wettbewerb stehen, unter bestimmten Bedingungen reduzierte Zahlungsverpflichtungen tragen, um deren Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten.

Was ist neu?

Durch die Umstellung der EEG-Förderung auf wettbewerbliche Ausschreibungen konnten insgesamt Kostensenkungen für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren erreicht werden.

Wie geht es weiter?

Die Kosteneffizienz gehört auch weiterhin zu den Leitkriterien einer optimierten Umsetzung der Energiewende. Insbesondere Strom muss bezahlbar bleiben – für Haushalte wie auch für die Industrie. Wachstum und Beschäftigung in Deutschland erfordern leistungsstarke und international wettbewerbsfähige Unternehmen. Entlastungsregelungen bei Energiepreisen und -kosten leisten weiterhin einen unverzichtbaren Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland.

Bei anstehenden Weichenstellungen im Energiebereich bleiben die Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit weiterhin eine zentrale Richtschnur. Das gilt zum Beispiel in Deutschland für den Ausstieg aus der Kohleverstromung, aber auch in Europa für die Weiterentwicklung der Regelungen zur Kostenentlastung für Unternehmen.

Auch die Digitalisierung kann dazu beitragen, die Kosten der Energiewende zu senken (siehe Kapitel 13).

Bezahlbarkeit Wettbewerbsfähigkeit	Bezahlbarkeit von Energie erhalten und die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sichern.

10.1 Ausgangslage

10.1.1 Letztverbraucherausgaben für Energie



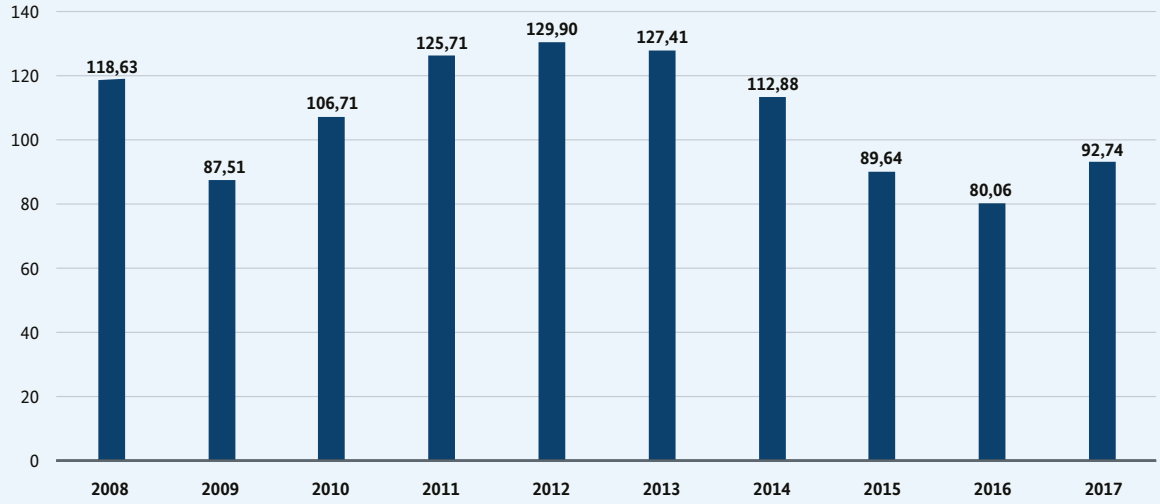
Die Letztverbraucherausgaben für den Endenergieverbrauch sind im Jahr 2017 von 210 auf 218 Milliarden Euro gestiegen. Dies zeigen Berechnungen auf Grundlage der Energiebilanz. Neben einer nach Verbrauchergruppen differenzierten Analyse kann eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung von Energieausgaben Aufschluss über die Bezahlbarkeit von Energie im Allgemeinen geben. Dazu werden die über alle Letztverbraucher aggregierten Ausgaben betrachtet. Darüber hinaus gibt ein Vergleich der Ausgabenentwicklung mit der Entwicklung der Wertschöpfung Hinweise auf die Tragfähigkeit der Energieausgaben für die Volkswirtschaft. Da neben dem Endenergieverbrauch gleichzeitig auch das nominale Bruttoinlandsprodukt anstieg, und zwar um 2,2 Prozent, lag der Anteil der Endenergieausgaben am nominalen Bruttoinlandsprodukt im Vergleich zum Vorjahr unverändert bei 6,7 Prozent.

Die Letztverbraucherausgaben für Strom sind im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr um 1,2 Prozent gestiegen, und zwar von 74,1 auf 75,0 Milliarden Euro (siehe Tabelle 10.1). Grund

Gesamtwirtschaftliche Ausgaben für Primärenergie

Einfluss auf die Letztverbraucherausgaben für Energie haben auch die Ausgaben für die Bereitstellung von Primärenergie. Nach einem deutlichen Rückgang im Vorjahr sind diese im Jahr 2017 um 15,8 Prozent auf rund 93 Milliarden Euro gegenüber dem Vorjahr gestiegen (Abbildung 10.1). Dies lag zum einen an der gestiegenen Nachfrage, zum anderen an den massiv gestiegenen Importpreisen für fossile Rohstoffe. So sind die Energiekosten durch den Verbrauch importierter fossiler Primärenergieträger von rund 47,6 im Jahr 2016 auf rund 57,5 Milliarden Euro im Jahr 2017 gestiegen.

Abbildung 10.1: Gesamtwirtschaftliche Ausgaben für die Bereitstellung von Primärenergie
in Mrd. Euro



Quelle: BMWi, eigene Berechnungen auf Basis AGEB und BAFA 11/2018

Tabelle 10.1: Letztverbraucherausgaben für Strom in Milliarden Euro

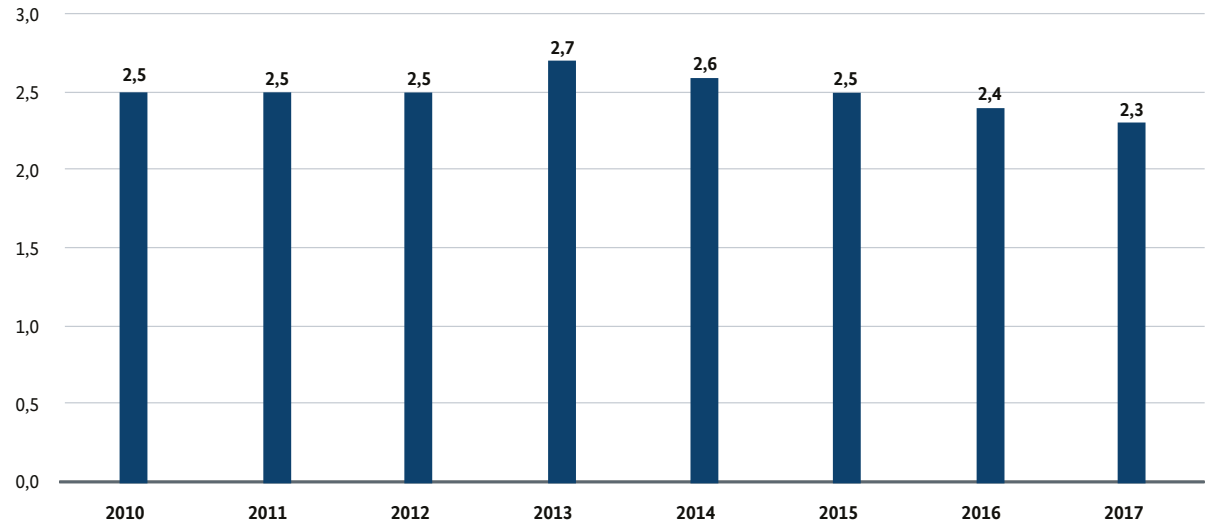
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gesamtausgaben (in Mrd. Euro)	**65,6**	**68,6**	**69,4**	**76,7**	**75,9**	**75,3**	**74,1**	**75,1**
Staatlich induzierte Elemente *Davon:*	**21,9**	**27,9**	**28,4**	**35,6**	**37,9**	**37,2**	**38,4**	**40,7**
Mehrwertsteuer	4,7	4,9	5,1	5,6	5,7	5,8	5,7	6,0
Stromsteuer	6,4	7,2	7,0	7,0	6,6	6,6	6,6	6,9
Konzessionsabgabe	2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,1	2,0	2,0
EEG-Umlage	8,3	13,4	14,0	19,8	22,3	22,0	22,7	24,4
Umlage nach KWKG	0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,3	1,3
Offshore-Haftungsumlage und Umlage für abschaltbare Lasten	0,0	0,0	0,0	0,7	0,8	0,0	0,2	0,0
Staatlich regulierte Elemente *Davon:*	**15,2**	**15,4**	**16,5**	**18,1**	**17,9**	**18,0**	**18,8**	**20,7**
Netzentgelte Übertragungsnetz	2,2	2,2	2,6	3,0	3,1	3,5	3,8	5,3
Netzentgelte Verteilnetz	13,0	13,2	13,9	15,1	14,7	14,5	14,9	15,5
Marktgetriebene Elemente *Davon:*	**28,5**	**25,3**	**24,5**	**22,9**	**20,2**	**20,2**	**16,9**	**13,6**
Marktwert EEG-Strom	3,5	4,4	4,8	4,2	4,1	4,7	4,3	5,8
Erzeugung und Vertrieb	25,0	20,8	19,7	18,6	16,0	15,4	12,6	7,9

Quelle: BMWi sowie Berechnungen und Schätzungen der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft" auf Basis von StBA und ÜNB (03/2019). Den Berechnungen der Gesamtausgaben liegen die Erlöse aus dem Stromabsatz abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren zugrunde. Die Mehrwertsteuer wird aufgrund der Möglichkeit zum Vorsteuerabzug für Unternehmen nur für private Haushalte ausgewiesen.

ist der Anstieg der Ausgaben, die auf staatlich induzierte und regulierte Strompreisbestandteile zurückzuführen sind, darunter die EEG-Umlage. Insgesamt bewegten sich die Letztverbraucherausgaben für Strom nach einem deutlichen Anstieg im Jahr 2013 in den letzten Jahren auf einem stabilen Niveau. Die Analyse der Letztverbraucherausgaben kann in Zukunft unter Umständen noch erweitert und verfeinert werden.

Gemessen am Bruttoinlandsprodukt sank der Anteil der Ausgaben für Strom im Jahr 2017 erneut, und zwar um rund 3,0 Prozent. Damit lag der Anteil auf dem niedrigsten Stand seit 2010. Im Jahr 2017 lag der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom bezogen auf das nominale Bruttoinlandsprodukt bei 2,3 Prozent, gegenüber 2,4 Prozent im Jahr 2016 (siehe Abbildung 10.2).

Abbildung 10.2: Anteil Letztverbraucherausgaben für Strom am Bruttoinlandsprodukt
in Prozent



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis StBA und Untersuchungen der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft" 04/2019

Debatte zu Kosten der Energiewende

Aussagen zu Kosten der Energiewende erreichen eine hohe öffentliche Aufmerksamkeit, weil sie eng mit dem Ziel zusammenhängen, dass Energie bezahlbar bleibt und die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands gesichert ist. Dabei wird allerdings nicht selten ein Kostenbegriff verwendet, der lediglich die finanzielle Höhe eines bestimmten energiepolitischen Eingriffs, wie z. B. das EEG und die EEG-Umlage, beschreibt. Der Umbau des Energiesystems wird aber von einer Reihe von Maßnahmen begleitet, die anfangs vor allem den Stromsektor betrafen, aber zunehmend auch die Transformation im Wärmesektor und Verkehrssektor sowie deren Wechselwirkungen (Sektorkopplung) in den Blick genommen haben. Auch wenn es keinen formalen Beschluss zum Start einer Energiewende in Deutschland gegeben hat, so markieren die gesetzlichen Regelungen aus den Jahren 1999 bis 2002 zum Stromsteuergesetz, zum EEG und zum Atomgesetz rückblickend einen wichtigen Ausgangspunkt.

Bei jeder einzelnen Maßnahme kommt es darauf an, eine wirtschaftliche Umsetzung zu finden, die eine kosteneffiziente Zielerreichung ermöglicht und die Bezahlbarkeit für alle Letztverbraucher gewährleistet. Wirkungsanalysen leisten hierbei wichtige Hilfestellungen und können Aussagen zu einzelnen Kostenpositionen des heutigen Stromsystems bzw. zu Bestandteilen von Energiepreisen umfassen.

Eine Aufsummierung einzelner Kostenpositionen des heutigen Stromsystems bzw. des Strompreises (EEG-Umlage, Netzentgelte etc.) kann die Gesamtkosten der Energiewende nur unvollständig und damit nicht sachgerecht abbilden. Insbesondere würde mit einem solchen Ansatz der Eindruck vermittelt, dass ohne die Energiewende eine Energieversorgung ohne weitere Zusatzkosten gewährleistet werden könnte. Dies ist aber nicht so. Vielmehr müssten in diesem Fall notwendige Investitionen für eine Fortführung bisheriger, vor allem fossiler Erzeugungsanlagen sowie Beschaffungskosten für Brennstoffimporte mitberechnet werden. Es wird damit deutlich, dass eine umfassende Kostenbetrachtung der Energiewende einen analytischen Vergleich zwischen einem Energiesystem mit Energiewende und einem Energiesystem ohne Energiewende voraussetzt. Dies erfordert eine modellbasierte gesamtwirtschaftliche Analyse, in der die Energieversorgung heute und in der Zukunft mit einer hypothetischen Welt ohne Energiewende verglichen wird. Mittels einer solchen Modellanalyse lassen sich u. a. die Investitionen abschätzen, die für die Umsetzung der Energiewende zusätzlich zu den laufenden Erhaltungsinvestitionen zu tätigen wären (u. a. BCG, Prognos (2018), GWS, Prognos (2018)). Diese Mehrinvestitionen in das Energiesystem können kein vollständiges Bild über gesamtwirtschaftliche (Netto-)Kosten der Energiewende abbilden. Denn diese zusätzlichen Investitionsimpulse lösen auch zusätzliche Beschäftigungs- und Wachstumseffekte aus.

Darüber hinaus ist ein Energiesystem, das auf konventionellen Energiequellen beruht, mit Klima- und Umweltbelastungen sowie mit Gesundheitsrisiken verbunden (GWS, Fh ISI 2018). Diese Folgewirkungen lassen sich nicht vollständig in Marktpreisen und Kosten ausdrücken, sie müssen aber dennoch von der Gesellschaft getragen werden. Gleiches gilt für das Restrisiko aus der Kernenergie. Mit der Energiewende und einer Energieversorgung, die zunehmend auf erneuerbaren Energien und Effizienz basiert, werden diese Folgekosten des bisherigen Energiesystems schrittweise zurückgeführt. Das ist ein Vorteil der Energiewende, der bei einer Kostenbewertung berücksichtigt werden müsste, um ein vollständiges Bild zu erhalten.

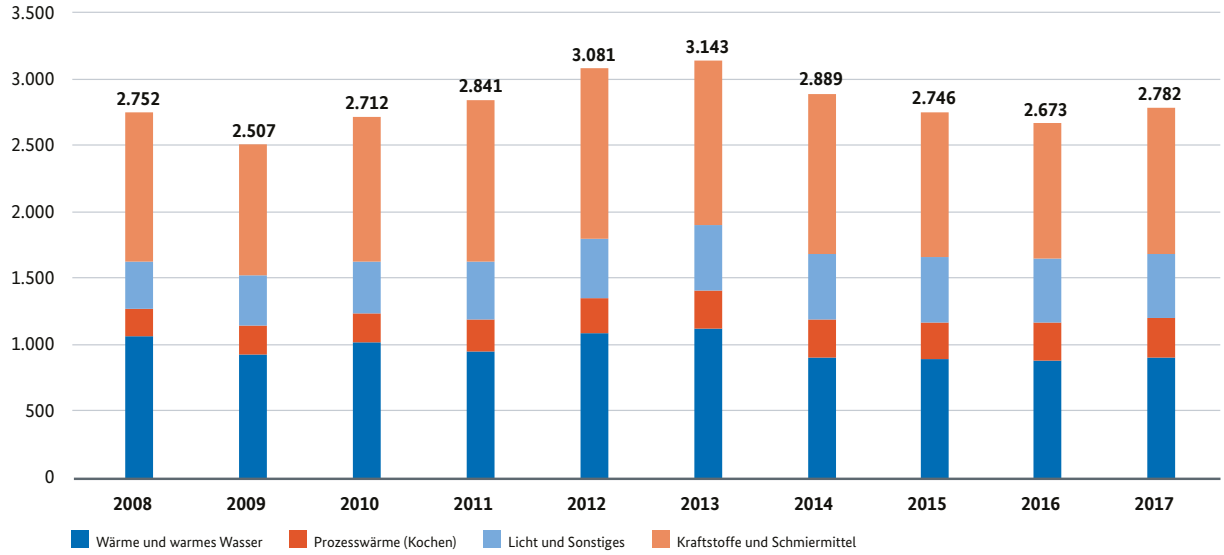
Für die Bundesregierung gehört die Bezahlbarkeit neben der Versorgungssicherheit und der Umweltverträglichkeit zu den Leitkriterien bei einer optimierten Umsetzung der Energiewende. So konnte beispielsweise die Kostendynamik bei der EEG-Umlage dank verschiedener Novellen in den letzten Jahren spürbar abgebremst werden. Im Rahmen der oben dargelegten Möglichkeiten und Herausforderungen trägt das Monitoring der Energiewende zu einer erweiterten und vertieften Kostenbetrachtung bei.

10.1.2 Bezahlbare Energie für private Haushalte

Private Haushalte gaben im Jahr 2017 mehr für Energie aus als noch im Vorjahr. Im Durchschnitt lagen die Energieausgaben eines Haushaltes bei rund 2.782 Euro (siehe Abbildung 10.3), ein Anstieg um 4,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Dazu trugen vor allem die höheren Ausgaben für Kraftstoffe bei, die um 7,1 Prozent anstiegen. Für Beleuchtung und Prozesswärme, die zum Beispiel zum Kochen verwendet wird, gaben Haushalte im Durchschnitt 1,7 Prozent mehr aus als im Vorjahr. Die Ausgaben für Heizung lagen 2,6 Prozent über dem Vorjahreswert.

Der Anteil der Energieausgaben an den Konsumausgaben betrug im Jahr 2017 durchschnittlich rund 9,4 Prozent. Bei Haushalten mit einem niedrigen Nettoeinkommen von weniger als 1.300 Euro im Monat war der Anteil mit rund 11,1 Prozent größer. Unterscheidet man die Ausgaben für

Abbildung 10.3: Durchschnittliche jährliche Energieausgaben privater Haushalte
in Euro



Quelle: BMWi auf Basis StBA und AGEB 11/2017

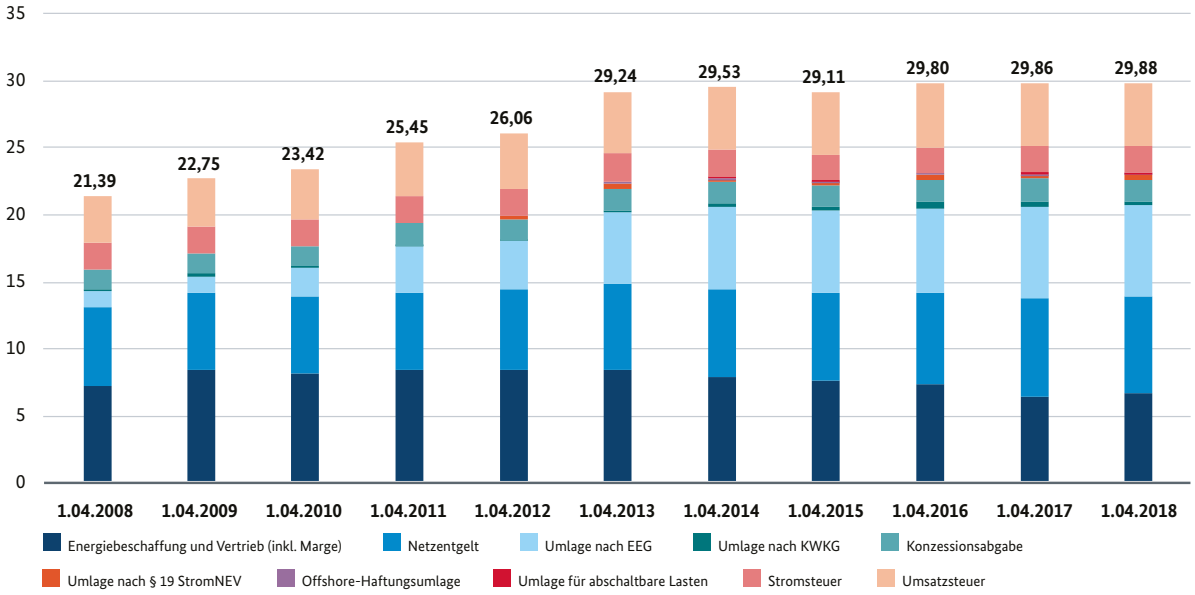
Kraftstoffe auf der einen und die Ausgaben für die Energieträger zum Heizen, zum Kochen und für Strom auf der anderen Seite, so zeigen sich noch deutlichere Unterschiede. Während im Durchschnitt 3,7 Prozent der Konsumausgaben der Haushalte auf Kraftstoffe entfielen, betrug der Anteil bei Haushalten mit einem niedrigen Einkommen lediglich rund 2,2 Prozent. Dagegen machten die Energieausgaben zum Heizen, zum Kochen und Strom bei Haushalten mit einem niedrigen Einkommen rund 8,9 Prozent der Konsumausgaben aus. Dies ist deutlich mehr als bei Haushalten mit durchschnittlichem Einkommen, wo der Anteil bei 5,7 Prozent lag. Die Bezahlbarkeit von Energie bleibt gerade für Haushalte mit einem geringen Einkommen eine Herausforderung.

Die Strompreise haben sich im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr kaum verändert. Haushaltskunden zahlten 2017 zum Stichtag im April im Durchschnitt 29,86 ct/kWh gegenüber 29,80 ct/kWh im Vorjahr. Dies entspricht einem leichten Anstieg um 0,2 Prozent gegenüber dem Vorjahreswert. Weiter deutlich gesunken sind die Preisbestandteile für Beschaffung und Vertrieb. Dagegen stieg die EEG-Umlage im Jahr 2017 von 6,35 auf 6,88 ct/kWh. Auch die Netzentgelte verzeichneten einen Anstieg, und zwar von 6,79 auf 7,31 ct/kWh (siehe Abbildung 10.4). Auch im Jahr 2018 blieb der durchschnittliche Strompreis stabil und lag zum Stichtag bei 29,88 ct/kWh. Zu dieser Entwicklung trug bei, dass die EEG-Umlage 2018 leicht um 1,3 Prozent auf 6,79 ct/kWh sank. Da gleichzeitig auch die Netzentgelte zurückgingen, konnte der Anstieg der Beschaffungspreise also kompensiert werden.

Die Kostendynamik bei den Strompreisen konnte in den letzten Jahren gebremst werden – dies ist auch das Ergebnis der Anstrengungen, die Energiewende so kosteneffizient wie möglich zu gestalten. Diese Politik hat die Bundesregierung konsequent fortgesetzt. So wurde mit dem Anfang 2017 in Kraft getretenen EEG 2017 die Förderung von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung auf wettbewerbliche Ausschreibungen umgestellt. Damit konnten bereits sehr deutliche Senkungen bei den Förderkosten für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren erreicht werden. Die Ergebnisse der ersten Ausschreibungen für Photovoltaik und Wind zeigen dies deutlich (siehe Kapitel 4.5). Die weitere Entwicklung wird vom Wettbewerbsniveau und der Flächenverfügbarkeit abhängen. Eine mittelfristige Dämpfung der Kostenentwicklung hat auch das im Juli 2017 in Kraft getretene Netzentgeltmodernisierungsgesetz zum Ziel, das u. a. ein Abschmelzen der so genannten vermiedenen Netzentgelte festlegt. Aufgrund des sehr hohen Wettbewerbs im Markt der Endkundenstromanbieter können Kunden zudem durch einen Wechsel des Stromanbieters Geld sparen.

Die Entwicklung der Verbraucherpreise für Heizöl ist vor allem auf die im Jahr 2017 angestiegenen Rohölpreise an den internationalen Rohstoffmärkten zurückzuführen. So stiegen die Einfuhrpreise für Rohöl um 25 Prozent. Die Verbraucherpreise für Erdgas sind allerdings um 3,3 Prozent gesunken, obwohl der Grenzübergangspreis für Erdgas im Jahr 2017 um 10,6 Prozent gestiegen ist.

Abbildung 10.4: Durchschnittlicher Strompreis privater Haushalte
in ct/kWh

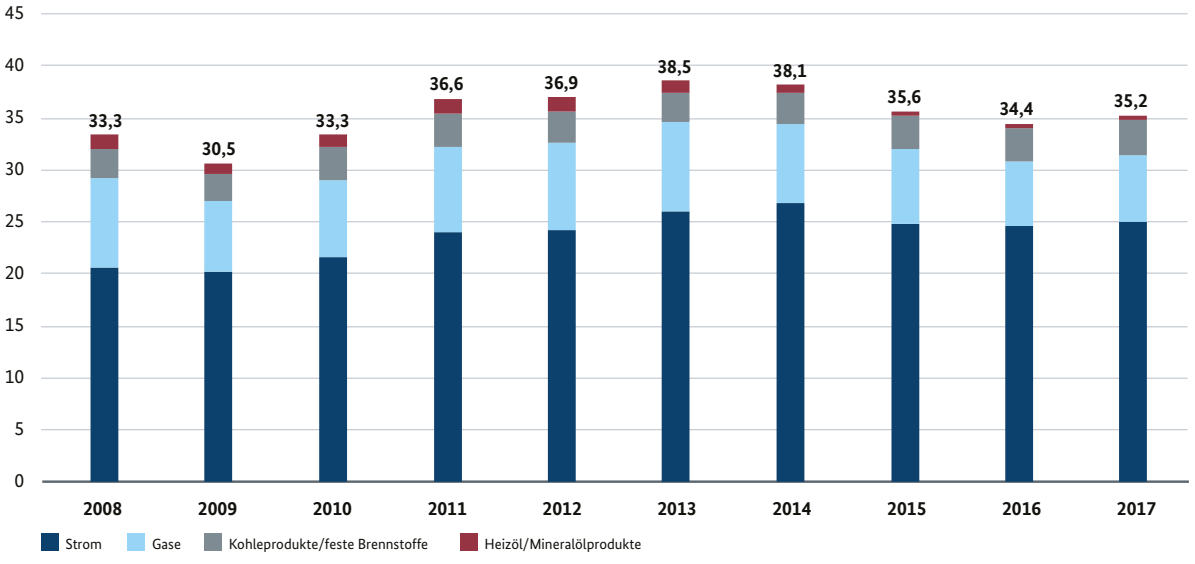


Quelle: BNetzA 11/2018. Die Daten sind jeweils zum Stichtag 1. April des Jahres ermittelt worden. Bis 2015 wurde ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh angenommen. Seit 2016 wird ein Jahresverbrauch zwischen 2.500 bis 5.000 kWh zugrunde gelegt.

10.1.3 Bezahlbare Energie für die Industrie

Die Gesamtausgaben der deutschen Industrie für Energie waren im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr um 2,5 Prozent gestiegen. Energie ist für die Industrie ein wichtiger Kostenfaktor und hat somit Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Ländern. Insgesamt zahlte die Industrie 2017 rund 35,2 Milliarden Euro für Energie (siehe Abbildung 10.5). Ursache für den Anstieg der Ausgaben war vor allem ein höherer Energieverbrauch. Zu diesem Anstieg trug vor allem das gute Wirtschaftswachstum bei. Der größte Kostenblock der Industrie sind die Stromkosten. Zwar musste die Industrie 2017 laut amtlicher Zahlen im Durchschnitt etwas weniger für Strom zahlen als noch im

Abbildung 10.5: Energiekosten der Industrie
in Mrd. Euro



Quelle: BMWi auf Basis AGEB und StBA 11/2018

Vorjahr, jedoch stieg der Verbrauch. Dies führte im Ergebnis zu Ausgaben, die 1,8 Prozent über dem Vorjahreswert lagen. Weitere wichtige Kostenblöcke der Industrie sind Ausgaben für Gase sowie für Kohlenprodukte und feste Brennstoffe. Bei den Gasen sind die höheren Ausgaben ebenfalls auf einen Anstieg des Verbrauchs zurückzuführen, bei leicht gesunkenen Preisen. Bei den Kohlenprodukten und festen Brennstoffen stiegen dagegen sowohl Preise als auch Verbrauch, sodass auch hier ein Anstieg der Kosten um 1,8 Prozent zu verzeichnen ist.

Börsenstrompreise

Der im Jahr 2016 begonnene Aufwärtstrend bei den Preisen im Börsenstromhandel hat sich auch 2017 fortgesetzt. An der Strombörse European Energy Exchange (EEX) fiel der Preis für Lieferungen im Folgejahr (Baseload, Year Future) im Jahresdurchschnitt 2017 gegenüber 2016 um 22 Prozent auf rund 32,5 Euro/MWh (siehe Abbildung 10.6). Auch 2018 hielt der Aufwärtstrend an. Im Dezember lag der Börsenpreis bei 54,1 Euro/MWh. Dies ist der höchste Preis seit November 2011. Auffällig sind die hohen Spotmarktpreise im Frühjahr 2017. Sie sind auf eine kühle Witterung und hohe Stromnachfragen aus Frankreich zurückzuführen. Bezogen auf einen langjährigen Betrachtungszeitraum liegt der Börsenstrompreis im Jahr 2017 allerdings immer noch auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau. Am Spotmarkt verzeichneten die Preise, bei naturgemäß höherer Volatilität, insgesamt einen vergleichbaren Verlauf wie am Terminmarkt. Auch das Preisniveau war zumeist ähnlich. Die Preise am Terminmarkt deuten darauf hin, dass die Börsenteilnehmer in naher Zukunft mit tendenziell steigenden Großhandelsstrompreisen rechnen.



Trifft ein hohes Angebot kostengünstiger Strommengen auf eine geringe Nachfrage, kann es zu negativen Börsenpreisen kommen. Diese Situation kann zum Beispiel auftreten, wenn frühmorgens, an Feiertagen oder am Wochenende eine niedrige Nachfrage auf eine witterungsbedingt hohe Einspeisung aus Wind und Photovoltaik trifft. Negative Preise bieten ein Investitionssignal für die Flexibilisierung von konventioneller Erzeugung und zunehmend auch von Nachfrage. Im Jahr 2017 gab es insgesamt 146 Stunden mit negativen Preisen am Spotmarkt. Dies entspricht einem Anteil von 1,7 Prozent. Der Börsenhandel macht den Großteil des Handels mit Strom aus. Ein anderer Teil wird über außerbörsliche bilaterale Verträge gehandelt, die allerdings ebenfalls durch die Preissignale von der Strombörse beeinflusst sind. Solche Verträge haben häufig eine Laufzeit über mehrere Jahre.

Abbildung 10.6: Börsenstrompreise im Spotmarkt und Terminhandel

in Euro/MWh



Quelle: EEX 05/2019, Monatsmittelwerte für Produkte Day Base (Stundenkontrakte) und Phelix-Futures (Baseload, Year Future)

Stromkosten machen gut zwei Drittel der Gesamtkosten für Energie der Industrie aus. Sie sind daher für die Energiekosten von besonderer Bedeutung. Allerdings ist der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch in den einzelnen Branchen sehr unterschiedlich. Zudem können sich die Preise von Unternehmen zu Unternehmen stark unterscheiden. So spielen zum Beispiel individuelle Abnahmemengen und -profile eine Rolle bei der Preisbestimmung. Zudem gibt es regionale Unterschiede, etwa bei den Netzentgelten. Verschiedene Entlastungsregelungen führen dazu, dass insbesondere Unternehmen, deren Produktion besonders stromkostenintensiv ist und die stark im internationalen Wettbewerb stehen, unter bestimmten Bedingungen weniger für Strom aufwenden mussten.

Die Strompreise für Industrieunternehmen, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, sind im Jahr 2017 gestiegen. Nach Erhebungen der Bundesnetzagentur lagen die Strompreise für Industrieunternehmen (Jahresabnahmemenge 24 GWh), die nicht unter die gesetzlichen Ausnahmebestimmungen fallen, zum Stichtag 1. April 2017 im Wesentlichen in einer Spanne von 13,74 bis 16,23 ct/kWh (ohne Umsatzsteuer). Die mittleren Preise sind im Jahr 2017 zum Stichtag verglichen mit dem Vorjahr um 4,9 Prozent von 14,21 auf 14,90 ct/kWh gestiegen (siehe Abbildung 10.7). Dies lag vor allem an einer höheren EEG-Umlage und höheren Netzentgelten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass einige große Industriekunden mit einem hohen Jahresverbrauch und einer stetigen Abnahme einen separaten Netznutzungsvertrag mit ihrem Netzbetreiber abschließen und somit individuelle Netzentgelte zahlen. Im Jahr 2018 sind die Strompreise für den hier betrachteten Abnahmefall zum Stichtag 1. April um 2,7 Prozent auf 15,30 ct/kWh gestiegen.

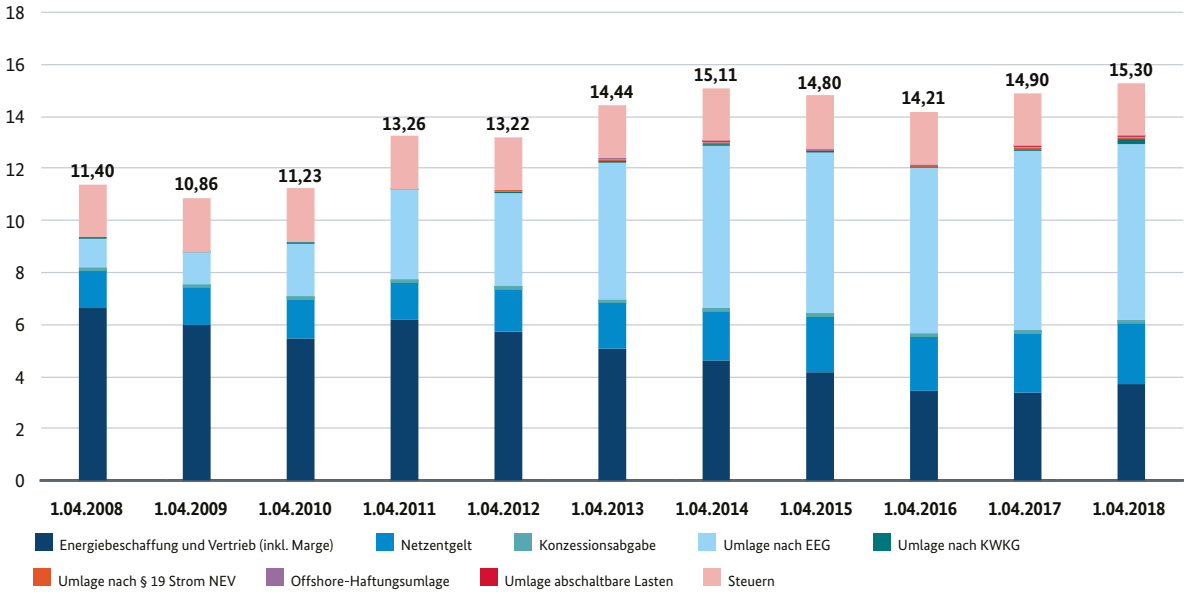
10.1.4 Bezahlbare Energie für eine wettbewerbsfähige Wirtschaft

Wachstum und Beschäftigung in Deutschland erfordern leistungsstarke und international wettbewerbsfähige Industrien. Gerade die energieintensiven Industrien bilden die Voraussetzung für den Erhalt geschlossener Wertschöpfungsketten und die Ansiedlung nachgelagerter Produktionsstandorte in Deutschland. Sie tragen damit direkt und indirekt in erheblichem Maße zur Schaffung und zum Erhalt von qualifizierten Arbeitsplätzen in Deutschland bei. Die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen und insbesondere der Industrie hängt aber nicht zuletzt von den heimischen Energiepreisen im internationalen Vergleich ab.

Die Kraftstoff- und Erdgaspreise lagen in Deutschland im Jahr 2017 auf einem ähnlichen Niveau wie im EU-Durchschnitt. Die Preise für Diesel-Kraftstoffe zum Beispiel lagen 1,4 Prozent unter dem EU-Durchschnitt. Gaspreise für Industriekunden in Deutschland lagen 8,0 Prozent über dem europäischen Mittel.

Die Strompreise für viele deutsche Industrie- und Gewerbeunternehmen lagen auch im Jahr 2017 über dem EU-Durchschnitt. Nach Zahlen von Eurostat für das zweite Halbjahr 2017 lagen die Preise für kleine Gewerbe- und Industriekun-

Abbildung 10.7: Durchschnittlicher Strompreis für Industrieunternehmen, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen
in ct/kWh



Quelle: BKartA 11/2018. Die Daten sind jeweils zum Stichtag 1. April des Jahres ermittelt worden. Angenommen wird ein Jahresverbrauch von 24 GWh (Jahreshöchstlast 4.000 kW und Jahresnutzungsdauer von 6.000 Stunden) in der Mittelspannung. Angaben zu Steuern bis 2013 inklusive Umsatzsteuer.



den mit einem Jahresverbrauch unter 20 MWh um 18,7 Prozent und für mittelgroße Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 70 bis 150 GWh um 42,4 Prozent über dem EU-Durchschnitt (Angaben ohne Mehrwertsteuer sowie erstattungsfähige Steuern und Abgaben).

Bei den Strompreisen für besonders stromintensive Unternehmen liegt Deutschland wegen verschiedener Entlastungsregelungen im EU-Vergleich im Mittelfeld. Zu diesem Ergebnis kommt eine Studie von Ecofys, Fh ISI (2015) auf Grundlage von Daten für das Jahr 2014. Der Vergleich der Strompreise auf internationaler Ebene ist insbesondere für Unternehmen relevant, deren Produktion energieintensiv ist und die besonders stark im internationalen Wettbewerb stehen. Damit solche Unternehmen durch die Kosten der Energiewende nicht im Wettbewerb benachteiligt werden, gibt es verschiedene Entlastungsregelungen. Der Strompreis für diese Unternehmen wird hauptsächlich durch die Kosten für Beschaffung und Vertrieb bestimmt, sodass sie die letzten Jahre von den niedrigen Börsenstrompreisen profitiert haben. Dementsprechend hat der Anstieg der Börsenstrompreise seit 2017 für diese Unternehmen aber auch einen deutlichen Anstieg der Strompreise zur Folge gehabt. Insgesamt leisten Entlastungsregelungen bei Energiepreisen und -kosten für die privilegierten energieintensiven Unternehmen weiterhin einen unverzichtbaren Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland.

Energiestückkosten

Die Energiekosten eines Unternehmens werden neben den Energiepreisen auch vom Energieverbrauch bestimmt. Der Energieverbrauch hängt nicht nur davon ab, wie viel produziert wird, sondern auch davon, wie effizient Energie eingesetzt wird. Somit können höhere Energiepreise gegenüber einem Konkurrenzstandort durch Investitionen in eine höhere Effizienz im Energieeinsatz und eine damit verringerte Energieintensität in der Fertigung in einzelnen Bereichen teilweise ausgeglichen werden. Beide Faktoren – Energiepreise und Energieeffizienz – können in den Energiestückkosten zusammenhängend betrachtet werden. Um die Energiestückkosten zu ermitteln, werden grundsätzlich die zusammengefassten Energiekosten ins Verhältnis zur Bruttowertschöpfung oder zum Bruttoproduktionswert (Bruttowertschöpfung plus Wert der Vorleistungen) gesetzt. Es werden jedoch verschiedene Ansätze zur konkreten Berechnung wissenschaftlich diskutiert. Insgesamt ist die Aussagekraft von Energiestückkosten zur Kostenbelastung der Unternehmen und zur Wettbewerbsfähigkeit umstritten.

Berechnungen auf Basis der amtlichen Statistik ergeben zum Beispiel, dass die durchschnittlichen Energiestückkosten der deutschen Industrie im Jahr 2016 auf 15,31 Euro je 1.000 Euro Bruttoproduktionswert zurückgegangen sind. Im Jahr 2015 waren es noch 17,15 Euro.

Entlastungsregelungen leisten einen unverzichtbaren Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland und liegen im gesamtwirtschaftlichen Interesse. Für die Bundesregierung steht fest, dass die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie nicht gefährdet werden darf. Ziel bleibt, die Abwanderung von Unternehmen in Länder mit niedrigeren Umweltstandards bzw. geringeren Abgaben auf Energie („Carbon Leakage“) zu vermeiden sowie geschlossene Wertschöpfungsketten und industrielle Arbeitsplätze in Deutschland dauerhaft zu erhalten und auszubauen. Andererseits führen die Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen im EEG und KWKG zu entsprechend höheren Strompreisen für private Haushalte und nicht privilegierte Unternehmen. Auf Basis der aktuellen Jahresabrechnung wurde die Entlastung durch die Besondere Ausgleichsregelung im Jahr 2017 mit 1,64 ct/kWh bzw. 24 Prozent der EEG-Umlage finanziert. Rund vier Prozent der Industriebetriebe profitieren von der Besonderen Ausgleichsregelung, 96 Prozent hingegen zahlen die volle Umlage. Trotz der Besonderen Ausgleichsregelung trägt die Industrie insgesamt einen substanziellen Teil der Kosten des EEG. Betrachtet man den Umlagebetrag in 2019, entfallen knapp 31 Prozent der insgesamt von den Verbrauchern zu tragenden Kosten des EEG auf die Industrie. Demgegenüber steht ein Anteil der Industrie am gesamten Stromverbrauch in Deutschland von regelmäßig über 40 Prozent.

Regelungen zum Schutz vor Carbon Leakage tragen dazu bei, die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie mit Klimaschutzanforderungen in Einklang zu bringen. Bereits heute gilt: Die deutsche Wirtschaft produziert mehr, stößt aber trotzdem weniger Treibhausgase aus (siehe Kapitel 8.3). Für energieintensive Unternehmen, deren Produkte in einem besonderen internationalen Wettbewerb stehen, soll die Kostenbelastung durch die CO_2-Vermeidung so begrenzt werden, dass Carbon Leakage vermieden wird. So bleibt die heimische Wirtschaftskraft erhalten. Gleichzeitig sind entsprechende Regelungen auch für den globalen Klimaschutz förderlich, weil Treibhausgasemissionen begrenzt und nicht in Länder verlagert werden, in denen gegebenenfalls geringere Klimaschutzstandards herrschen.

10.2 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Zentrale Maßnahmen im Bereich bezahlbare Energie für private Haushalte und Industrie

Rechtsvorschriften

Das Anfang des Jahres 2017 in Kraft getretene **EEG 2017** stärkt das Prinzip einer wirtschaftlichen, kosteneffizienten und umweltverträglichen Umsetzung der Energiewende, indem es u. a. den Übergang zu wettbewerblichen Ausschreibungen markiert (siehe Kapitel 4).

Im Juli 2017 ist das **Netzentgeltmodernisierungsgesetz** in Kraft getreten, das auch ein Abschmelzen der vermiedenen Netzentgelte regelt. Von 2017 auf 2018 sind die Kosten für vermiedene Netzentgelte in den Stromverteilernetzen um insgesamt über eine Milliarde Euro gesunken, was eine entsprechende Entlastung für die Stromverbraucher zur Folge hatte. Beide Maßnahmen können also spürbar dazu beitragen, die durch Betrieb, Modernisierung und Ausbau des Stromnetzes für Letztverbraucher entstehenden Kosten zu dämpfen (siehe Kapitel 12).

Mit der Verordnung zur transparenten Ausweisung staatlich gesetzter oder regulierter Preisbestandteile in der Strom- und Gasgrundversorgung hat die Bundesregierung die Transparenz für Verbraucher gestärkt und so den Vergleich der Tarife erleichtert. Anbieterwechsel können helfen, Energieausgaben zu senken.

Andere Maßnahmen

Ein effizienter Einsatz von Energie und Energieeinsparungen sind die Grundlage für sinkende Energieausgaben in der Zukunft und stärken die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen. Dazu hat die Bundesregierung insbesondere auf den Weg gebracht:

- Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE, siehe Kapitel 5)
- Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG, siehe Kapitel 6)

Da Deutschland trotz der Fortschritte bei der Energiewende zumindest mittelfristig bei fossilen Energieträgern weiter von Importen abhängig bleibt, hängen die Energiekosten auch stark von den Importpreisen ab. Auch um zu einer stabilen Entwicklung der Importpreise beizutragen, wird Deutschlands **internationale Energiepolitik** weiter darauf abzielen, Energielieferanten und Transportrouten soweit wie möglich zu diversifizieren (siehe Kapitel 3).

Zentrale Maßnahmen im Bereich faire Wettbewerbsbedingungen

- Besondere Ausgleichsregelung sowie Entlastungsregelungen für Eigenverbrauch im EEG
- Ermäßigungen bei der KWKG-Umlage
- Entlastungen im Energie- und Stromsteuerrecht, z. B. Spitzenausgleich
- kostenlose Zuteilung im EU-Emissionshandelssystem
- Entlastungen bei den Netzentgelten

10.3 Ausblick und Schlussfolgerungen

Bei anstehenden Weichenstellungen im Energiebereich bleiben die Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit neben der Umweltverträglichkeit und der Versorgungssicherheit weiterhin eine zentrale Richtschnur. So ist es zum Beispiel wichtig, dass bei den anstehenden Maßnahmen zur Umsetzung des von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung" empfohlenen Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf die Entwicklung der Strompreise geachtet wird. Die Kommission selbst hat hier schon Empfehlungen ausgesprochen: So hält die Kommission es für erforderlich, einen Ausgleich zu schaffen, der Unternehmen und Haushalte von einem möglichen Strompreisanstieg entlastet. Nach Abschaltung der ersten Kraftwerke soll ein Zuschuss auf die Übertragungsnetzentgelte oder eine wirkungsgleiche Maßnahme gezahlt werden, der die Entwicklung der Strompreise dämpft. Außerdem empfiehlt die Kommission, dass Unternehmen, die nicht von einer Senkung der Netzentgelte profitieren, durch zusätzliche Maßnahmen entlastet werden. Die bereits bestehende Kompensation für den Teil des Strompreises, der auf den EU-Emissionszertifikate-Handel zurückzuführen ist, soll verstetigt und fortentwickelt werden.

Auch in anderen Bereichen, zum Beispiel bei der Weiterentwicklung des EU-Beihilferechts, spielt die Bezahlbarkeit von Energie für die Bundesregierung eine zentrale Rolle. Kosteneffizienz bleibt ein Leitkriterium der Energiewende. So haben auch Erfolgsgeschichten wie die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit durch die Umstellung von EEG und KWKG auf Ausschreibungen dazu geführt, dass der Anteil der Steuern, Abgaben und Umlagen seit 2017 kontinuierlich zurückgeht. Diese Erfolgsgeschichten sollen fortgeschrieben werden.

Die Transparenz über die Bezahlbarkeit von Energie wird weiter verbessert. Dazu soll das Monitoring der Ausgaben für Energie weiter ausgebaut werden, damit sich in der Summe eine noch aussagekräftigere Gesamtschau der Ausgaben ergibt. Insbesondere ist geplant, die Darstellung der Letztverbraucherausgaben vom Strom auf die Sektoren Wärme und Verkehr auszuweiten.



11 Umweltverträglichkeit der Energieversorgung

Wo stehen wir?

Mit der Energiewende sind sowohl entlastende Wirkungen für die Umwelt und die Gesundheit sowie Synergieeffekte für eine nachhaltige Energiewirtschaft als auch mögliche neue Umwelt- und Gesundheitseffekte sowie Eingriffe in Natur und Landschaft verbunden.

Ziel ist es, auf Grundlage eines kontinuierlichen, wissenschaftlich begleiteten Monitorings mögliche Umwelt- und Gesundheitswirkungen frühzeitig zu identifizieren.

Um die Veränderungen des Umweltzustandes durch die Energiewende fachlich fundiert darzustellen, wird derzeit ein geeigneter Indikatorensatz erarbeitet.

Was ist neu?

Gegenwärtig laufen umfangreiche Forschungsarbeiten, um die ökologische Wirkung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Modernisierung der Infrastruktur zu bewerten. Aufbauend auf den Ergebnissen dieser Studien soll schrittweise ein umweltbezogenes Monitoring der Energiewende entwickelt werden. Dies trägt zur Transparenz der Energiewende bei.

Wie geht es weiter?

Die Ableitung geeigneter Indikatoren und die Darstellung der mehrjährigen Entwicklung in einer Datenbasis zum umweltbezogenen Monitoring der Energiewende soll einen Überblick über Be- und Entlastungsfaktoren geben und einen Ausblick auf und Schlussfolgerungen für die weitere Entwicklung der Energiewende ermöglichen.

Umweltverträglichkeit	Die Energieversorgung umwelt-, klima- und naturverträglich gestalten.

11.1 Ausgangslage

Ausgehend vom energiepolitischen Zieldreieck als zentrale Orientierung sowie der Staatszielbestimmung Umweltschutz des Art. 20a GG widmet der zweite Fortschrittsbericht, wie schon zuvor der 6. Monitoring-Bericht, den Umweltwirkungen der Energiewende ein eigenes Kapitel. Im Energiewendeprozess selbst wurden keine quantitativen Ziele zu den Umweltwirkungen der Energiewende formuliert. Gleichwohl bestehen diese bereits in vielfältiger Weise in internationalen, europäischen und nationalen Abkommen und Gesetzen. Im Kontext des energiepolitischen Zieldreiecks bedeutet das, dass durch die Energiewende die Erreichung der bestehenden Umweltziele nicht gefährdet werden darf. Generell gehen mit jeder Art der Energieumwandlung Wirkungen auf die natürliche Umwelt, den Menschen und die Ressourcen einher. Umso wichtiger ist, auch in Verantwortung für die künftigen Generationen, der gebotene Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen. Ziel eines umweltbezogenen Monitorings der Energiewende ist es zu verdeutlichen, welche Auswirkungen die Energiewende in den vergangenen Jahren bereits entfalten konnte, um die Umweltbilanz zu verbessern, und welche weiteren Entwicklungen zu erwarten sind. Dabei ist die Umweltverträglichkeit ein zentraler Aspekt bei der weiteren Gestaltung der Energiewende.

Hierfür ist es – neben dem Nachweis der Treibhausgasminderung – erforderlich sicherzustellen, dass die möglichen Umwelt- und Gesundheitseffekte sowie mögliche sonstige Auswirkungen auf die Umwelt, Natur und Landschaft bei der Energiewende frühzeitig identifiziert und bewertet werden. Wenn beispielsweise weniger fossile Brennstoffe verbrannt werden und Deutschland Ende des Jahres 2022 aus der kommerziellen Nutzung der Kernenergie aussteigt, kann von einer Reduktion der Umweltbelastung sowie der gesundheitlichen Risiken für Menschen, Tiere und natürliche Umgebung ausgegangen werden. Andererseits gilt es sicherzustellen, dass der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 4) und weitere technologische Entwicklungen (siehe Kapitel 14) negative und insbesondere schwerwiegende Umwelt- und Gesundheitswirkungen weitgehend ausschließen.

Der erste Schritt für das Monitoring der Umwelt- und Gesundheitswirkungen der Energiewende ist, einen qualifizierten Bewertungsmaßstab für die mit der Energieumwandlung einhergehenden Auswirkungen und Änderungen des Umweltzustands zu etablieren. Bisher liegen keine vergleichbaren Zeitreihen zur Beurteilung der Umweltverträglichkeit des Energiesystems vor, wie dies etwa für die Treibhausgas- (siehe Kapitel 8) oder Luftschadstoffemissionen der Fall ist. Das Umweltbundesamt hat daher ein Forschungsvorhaben in Auftrag gegeben, das dazu beitragen soll, diese Datenlücke zu schließen. Die Ergebnisse weiterer laufender Forschungsprojekte im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) und des Bundesamtes für Naturschutz (BfN) werden dabei berücksichtigt. Dabei geht es insbesondere um die Frage, wie sich die Energiewende insgesamt auf die Umwelt, Natur und Landschaft auswirkt. Geforscht wird auch, um Ansätze zur Konfliktvermeidung zwischen Naturschutz und dem Ausbau der erneuerbaren Energien zu entwickeln. Das Bundesamt für Strahlenschutz führt ein Forschungsprogramm zum Strahlenschutz beim Ausbau des Stromnetzes durch.

Aufbauend auf den Ergebnissen dieser Studien soll das künftige umweltbezogene Monitoring der Energiewende schrittweise entwickelt werden. Wie nachfolgend näher dargestellt, soll es sich auf die Auswirkungen der Energiewende, d.h. des Energiesystems und dessen Transformation, auf:

- Wasser, Boden und Luft (Kapitel 11.1.1)
- Rohstoff- und Flächennutzung (Kapitel 11.1.2)
- Natur und Landschaft (Kapitel 11.1.3)
- die menschliche Gesundheit (Kapitel 11.1.4)

fokussieren. Im Folgenden wird ein Überblick über einzelne Aspekte des künftigen umweltbezogenen Monitorings der Energiewende gegeben.

11.1.1 Wasser, Boden und Luft

Heute sind Energiewandlungsprozesse für einen großen Teil der Luftverschmutzung in Deutschland verantwortlich. Neben Treibhausgasen werden Luftschadstoffe insbesondere in all den Sektoren freigesetzt, in denen fossile und biogene Brennstoffe verbrannt werden. Beispielsweise hat der Energiesektor im Jahr 2016 einen maßgeblichen Anteil an den gesamten Stickstoffoxidemissionen (fast 25 Prozent), den Schwefeldioxidemissionen (rund 60 Prozent), den Feinstaubemissionen (PM2,5, knapp zehn Prozent) und den Quecksilberemissionen (fast 65 Prozent). Von Stickoxidemissionen des Energiesektors entfallen 75 Prozent auf fossile Energieträger. An den Schwefeldioxidemissionen haben fossile Energieträger einen Anteil von 89 Prozent, beim Feinstaub von rund 80 Prozent und bei Quecksilberemissionen von 97 Prozent. Der jeweils verbleibende Rest entfällt auf die Verbrennung von biogenen Brennstoffen. Diese Schadstoffe belasten nicht nur die natürliche Umwelt, sondern wirken sich auch nachteilig auf die menschliche Gesundheit aus. Die Emissionen in die Luft haben immissionsseitig u.a. nachteilige Auswirkungen auf den Zustand der Oberflächengewässer.

Im Bereich Energiewirtschaft stoßen insbesondere die Kohlekraftwerke in erheblichen Umfang Schadstoffe in die Luft aus. Mit einem Anteil von 50 Prozent der Schwefeldioxidemissionen tragen sie den Großteil der Emissionen des



gesamten Energiesektors bei. Bei Quecksilberemissionen sind sie mit über 75 Prozent, bei Stickstoffoxidemissionen mit 16 Prozent und bei Feinstaubemissionen mit gut neun Prozent an den Gesamtemissionen des Energiesektors beteiligt. Wenngleich die energiebedingten Emissionen seit dem Jahr 1990 insgesamt gesunken sind, zeigt dies, dass die Anteile von sog. „klassischen" Luftschadstoffen nach wie vor erheblich sind.

Mit der Nutzung von Biomasse können jedoch auch zusätzliche Emissionen von Luftschadstoffen sowie Belastungen von Boden und Wasser einhergehen. Biomasse wird als erneuerbare Energie im Verkehr und für die Strom- und Wärmeerzeugung genutzt, bei deren Verbrennung in relativ kleinen und dezentralen Anlagen Stickstoffoxide und Feinstaub entstehen. Auch ist zu beobachten, dass seit der Nutzung pflanzlicher Biomasse für die Biogaswirtschaft Emissionen von Ammoniak angestiegen sind. Ammoniakemissionen tragen zu Versauerung, Eutrophierung und der Bildung von sekundärem Feinstaub bei. Insofern ist es sinnvoll, neue und bisherige Energieumwandlungssysteme in ihrem Gesamtzusammenhang zu betrachten.

Die Anbauflächen für Energiepflanzen, insbesondere Mais, haben in der Vergangenheit regional deutlich zugenommen. Mittlerweile konnte der Flächenumfang von Maisanbau zur Biostromerzeugung durch Anpassungen im EEG auf einem konstanten Niveau gehalten werden. Vor allem mit der Intensivierung der landwirtschaftlichen Nutzung können erhöhte Nitrateinträge in das Grundwasser und die Oberflächengewässer sowie vermehrte Einträge von Ammoniak, Stickstoffoxiden und Lachgas in die Luft einhergehen. Generell gilt, dass alle an die Umgebungsluft abgegebenen Schadstoffe mit der Zeit in die Umweltmedien Boden und Wasser eingetragen werden. Die Umweltwirkungen dieser Depositionen können massiv sein und müssen bereits bei der Freisetzung in die Luft mitbedacht werden.

Zu standortbezogenen Emissionen in Wasser und Boden aus der energetischen Nutzung sind zwar regelmäßig Daten verfügbar, jedoch eignen sich diese eher, um lokale bzw. regionale Belastungssituationen zu charakterisieren (siehe das nationale Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister „Pollutant Release and Transfer Register" – PRTR), als einen Gesamtzustand für Deutschland zu beschreiben.

Neben stofflichen emissionsbedingten Auswirkungen sind auch nicht stoffliche Rückwirkungen des Energiesektors z. B. auf die Gewässer zu berücksichtigen. Dabei handelt es sich einerseits um unmittelbare technische Eingriffe, beispielsweise wenn Wasserkraft zur Stromgewinnung genutzt wird. Andererseits beeinträchtigt auch die Kühlung thermischer Kraftwerke das Ökosystem Fluss in seinem stofflichen und thermischen Gefüge. Hier hat sich die Lage in Deutschland in den vergangenen Jahren verbessert. So ist zwischen den Jahren 2010 und 2016 die Kühlwassermenge um rund acht Milliarden Kubikmeter zurückgegangen. Allerdings ist diese Reduzierung der Kühlwassermenge in den Flussgebieten Deutschlands uneinheitlich verteilt. In einigen Flussgebieten, zum Beispiel der Weser, ist eine Abnahme der Kühlwassermenge, in anderen, zum Beispiel der Elbe, eine Zunahme zu verzeichnen. Die Energieversorgung hat den

größten Anteil der Wasserentnahmen in Deutschland. Im Jahr 2016 betrug der Anteil der Wasserentnahmen durch die Energieversorgung rund 52 Prozent an der gesamten Wasserentnahme von 24 Milliarden Kubikmetern (StBa 2018a). Es wird erwartet, dass sich dieser Anteil durch den Rückgang des Einsatzes thermischer Kraftwerke und den Ausbau der erneuerbaren Energien verringert. Neben Oberflächengewässern beeinflusst die Energiewirtschaft z. B. über Tagebaue oder geothermische Anlagen auch den Zustand des Grundwassers – durch ihre stofflichen Einträge, aber auch, indem sie Wasserstand und -menge beeinflusst.

Im Verkehr sind durch die Elektromobilität auch positive Wirkungen der Verwendung erneuerbarer Energien zu berücksichtigen: Durch den Wechsel zu elektrischen und anderen alternativen Antrieben werden Schadstoff- und Klimagasemissionen, die durch die Verbrennung der Kraftstoffe auftreten, teilweise vermieden und teilweise von diesem Bereich in den Stromsektor verlagert, in dem Maßnahmen zur Schadstoffreduzierung ggf. fokussierter ergriffen werden können (siehe Kapitel 7.2 und 13.1).

11.1.2 Rohstoff- und Flächennutzung

Rohstoffbedarf und Anlagenstandort spielen generell bei jeder Art von Energiewandlung eine entscheidende Rolle – sowohl aus Gründen des Klimaschutzes und der Umweltverträglichkeit als auch der Wirtschaftlichkeit. Der durchschnittliche Rohstoffaufwand je verbrauchter Kilowattstunde Strom liegt derzeit bei rund 0,7 kg, wobei der größte Anteil auf fossile Rohstoffe entfällt (Wiesen 2016). Unter effizientester Nutzung von Rohstoffen und nachhaltiger Flächennutzung kann die Energiewende einen vorbildlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten und gleichzeitig die Primärrohstoffinanspruchnahme Deutschlands bis zum Jahr 2050 erheblich gesenkt werden (Günther et al. 2017). Eine solche Rohstoffnutzung setzt ressourceneffiziente Planung, Produktion und Betrieb von Anlagen sowie möglichst geschlossene Rohstoffkreisläufe voraus. Soweit importierte Rohstoffe eingesetzt werden, gilt es außerdem, bei der Rohstoffgewinnung internationale Nachhaltigkeitsstandards einzuhalten und die Transparenz von Rohstofflieferketten zu erhöhen. So gibt es beispielsweise für die in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien verwendeten Materialien zunehmend effiziente Kreislaufkonzepte. Entsprechende Technologien werden laufend weiterentwickelt und effizienter gestaltet. Künftig gilt es, insbesondere bei neuen Verbundwerkstoffen und Leichtbaukomponenten, die Recyclingfähigkeit bereits im Forschungs- und Entwicklungsstadium zu berücksichtigen. Der zunehmende Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energiequellen bereits bei der Rohstoffgewinnung sowie in der Produktion der Anlagenkomponenten, wird die Auswirkungen von erneuerbar produziertem Strom auf Klima und Umwelt weiter verringern.

Um die Flächennutzung für Gewinnung, Verarbeitung und Transport von Energieträgern und Energieanlagen einschließlich der Vorketten zu minimieren und eine dauer-



hafte Verschlechterung von Böden und den Verlust landwirtschaftlicher Nutzfläche zu vermeiden, sind im Rahmen des umweltbezogenen Monitorings folgende Sachverhalte zu betrachten: Zum einen die Flächenbelegung durch konventionelle Kraftwerke und für die Gewinnung fossiler Energieträger wie Braunkohle. Zum anderen ist zu berücksichtigen, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen Flächen belegen oder zumindest ihre Nutzung ändern. Um die Nutzungs- und Flächenkonkurrenzen mit der Nahrungsmittelproduktion zu reduzieren, kann die Nutzung von Bioenergie aus Rest- und Abfallstoffen einen wichtigen Beitrag leisten. Dabei ist es aber wichtig, effiziente Strategien zur vorgelagerten stofflichen Nutzung von biogenen Ressourcen zu entwickeln. Im Bereich der konventionellen Erzeugung sind auch künftig geänderte Flächennutzungen zu berücksichtigen, etwa wenn Braunkohletagebaue rekultiviert werden, um eine – im Vergleich zum Ausgangszustand allerdings degradierte – Nachnutzung zu ermöglichen.

Erneuerbare-Energien-Technologien nutzen in sehr unterschiedlichem Maße Flächen und wirken sich sehr heterogen auf Umwelt, Natur und Landschaft aus. So wurden zur Nutzung von Bioenergie laut der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe im Jahr 2017 auf einer Fläche von etwa 2,18 Millionen Hektar Pflanzen zur Energienutzung angebaut (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe 2018). (Hierzu zählen Raps zur Biodieselproduktion ebenso wie Pflanzen zur Bioethanol-, Biogas- oder Festbrennstoffproduktion. Der Wert für das Jahr 2016 berücksichtigte hingegen einen Teil dieser.) Damit wurden 18,5 Prozent der Ackerfläche für den Anbau von Energiepflanzen genutzt. Negative Auswirkungen auf die Biodiversität haben – neben außerlandwirtschaftlichen Einflüssen – die Nutzungsintensivierungen und der Verlust von landwirtschaftlichen Mikrostrukturen wie Hecken, nicht bewirtschafteten Feldrainen und anderen Grenzflächen. Nach der Biokraftstoff- und Biostrom-Nachhaltigkeitsverordnung gilt der Umbruch von Flächen mit hohem Wert für die biologische Vielfalt und für Flächen mit entsprechendem Schutzstatus nicht als nachhaltig und stünde einer Nachhaltigkeitszertifizierung entgegen.

Um die Nutzungs- und Flächenkonkurrenzen mit der Nahrungsmittelproduktion und dem Naturschutz zu reduzieren und den Anteil der Bioenergie zugunsten flächeneffizienterer Energieträger wie Windenergie oder Photovoltaik weiter zurückzufahren, kann die Nutzung von Bioenergie aus Rest- und Abfallstoffen einen wichtigen Beitrag leisten. Dabei ist es aber wichtig, effiziente Strategien zur vorgelagerten stofflichen Nutzung von biogenen Ressourcen zu entwickeln.

Eine effiziente Erzeugung von Strom und Wärme, eine verlustarme Verteilung erneuerbarer Energie sowie ein reduzierter und flexibler Energiebedarf können zur Minderung von Flächenkonkurrenzen und Belastungen der Landschaft entscheidend beitragen. Zur weiteren Reduzierung der Flächeninanspruchnahme ist grundsätzlich der Einsatz insbesondere solcher Technologien geeignet, die verbrauchsnah sowie auf ohnehin versiegelten Flächen genutzt werden, wie die Gewinnung von Solarenergie auf Dächern und an Fassaden sowie Wärmepumpen oder Erdwärme.



11.1.3 Natur und Landschaft

Mit Beachtung des gebotenen Schutzes der Biodiversität und der Lebensgrundlagen von Flora, Fauna und Mensch wird bei der Umsetzung der Energiewende ein wesentlicher Beitrag zu ihrer Akzeptanz geleistet. Generell ist in dieser Hinsicht festzustellen: Der Strukturwandel im Energiebereich führt einerseits zu deutlichen neuen Auswirkungen auf die Natur. Das beeinflusst das Erscheinungsbild der Landschaft, den Naturhaushalt und die biologische Vielfalt. Gleichzeitig kommt es durch einen verringerten Einsatz konventioneller Energieträger zu Entlastungen. Die schrittweise Reduzierung der Kohleverstromung und der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energieträger führen zu einer umweltschonenderen Stromerzeugung.

Die Auswirkungen auf Natur und Landschaft durch Bau und Betrieb der verschiedenen konventionellen und Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie der Netzinfrastruktur sind sehr unterschiedlich. Hervorzuheben sind hierbei die Belegung von Flächen, der Verlust von Lebensräumen, die Beeinträchtigung von Böden und Gewässern sowie die Beeinträchtigung des Landschaftsbilds. Weiter gibt es Auswirkungen auf Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt. Mögliche Kon-

flikte durch Störungen oder Verluste werden regelmäßig in Planungen und Genehmigungen im Rahmen des Gebiets- und Artenschutzes berücksichtigt. Dabei sind neben nationalen Vorgaben bindende, EU-rechtlich vorgegebene Rahmenbedingungen zu beachten. Positiv ist hierbei, dass mit der NABEG-Novelle von April 2019 die Möglichkeit besteht, vorausschauender zu planen. Dies kann zu einer Reduzierung der Belastung bestimmter Umweltgüter führen.

Windenergieanlagen an Land benötigen eine sorgfältige Standortplanung. Eine Optimierung der Auswahl der Standorte im Rahmen der jeweiligen Standortplanung, -prüfung und -genehmigung dient der Vermeidung möglicher negativer Auswirkungen auf Tierarten, deren Lebensräume, das Landschaftsbild und nicht zuletzt auf die Interessen der Anwohner. Dazu tragen insbesondere die Regionalplanung sowie die kommunale Bauleitplanung bei. Der Großteil der Windenergieanlagen befindet sich auf landwirtschaftlich genutzten Flächen. In einigen Bundesländern werden zunehmend Windenergieanlagen auch im Wald errichtet. So wurden 19 Prozent der im Jahr 2017 in Betrieb genommenen Anlagen im Wald errichtet (das entspricht sieben Prozent des gesamten Anlagenbestandes; Fachagentur Wind an Land 2018). Je nach Landesrecht sind auch Anlagen vereinzelt in bestimmten Schutzgebieten zulässig: Hinsichtlich des Landschaftsbildes geht derzeit der überwiegende Teil der Länder davon aus, dass die Beeinträchtigungen nicht ausgleichbar sind und legt daher unmittelbar Ersatzzahlungen nach dem Bundesnaturschutzgesetz fest. Neben der Standortauswahl bestehen weitere Möglichkeiten zur Konfliktminimierung. Dazu gehören z. B. neu entwickelte Technologien und Vermeidungsmaßnahmen. Um das Risiko von Kollisionen zu vermindern, werden etwa zum Schutz von Fledermäusen vielfach Abschaltvorgaben festgelegt und zum Schutz windenergiesensibler Vogelarten Abstandsregelungen angewendet.

Windenergieanlagen auf See erfordern den Schutz der marinen Fauna. Beim Bau und Betrieb der Anlagen können neben einer direkten Gefährdung vor allem von Seevögeln (Kollision), der Zerschneidung ihrer Migrationsrouten sowie dem Verlust von Nahrungs- und Rastgebieten vor allem Lärmbelastungen entstehen. Der Lärm kann Schweinswale und Fische vorübergehend aus wichtigen Lebensräumen vertreiben. Zusätzliche Eingriffe in den Meeresboden werden durch den Bau der Anlagen und erforderlichen Stromleitungen verursacht. Andererseits können an den Standorten auch neue Habitate für Meeresbewohner entstehen. Das BMU hat im Jahr 2013 in einem Schallschutzkonzept für die Ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee ein Konzept entwickelt, nach denen die Bauarbeiten für Windenergieanlagen auf See in kritischen Bereichen so durchgeführt werden müssen, dass Schweinswalen ein ausreichend großer Rückzugsraum bleibt (BMU/BfN 2013).

Die energetische Nutzung von Waldholz erfolgt vor allem in dezentralen Heizungsanlagen sowie Heizkraftwerken. Die Nachfrage nach land- und forstwirtschaftlicher Biomasse zur Energiewandlung führt zu einer Beeinträchtigung der biologischen Vielfalt, z. B. durch Verluste von Lebensräumen und ökologischen Naturhaushaltsfunktionen. Derzeit wird rund ein Fünftel des in Deutschland verwendeten Waldholzes einer direkten energetischen Nutzung zugeführt (FNR 2018). Zusätzliche Holzpotenziale sind stark begrenzt; eine mögliche steigende Nachfrage könnte zu weiteren Biodiversitätsverlusten im Wald oder zu weiter steigenden Importen bei schwer zu kontrollierender Nachhaltigkeit führen. Allerdings kann die Senkung des Endenergiebedarfs von Gebäuden (vgl. Kapitel 6) auch zu einer Reduzierung der Nachfrage von Biomasse zur energetischen Nutzung führen und damit auch indirekt einen Beitrag zum Schutz der Wälder leisten.

Der Nutzungsdruck auf landwirtschaftliche Flächen steigt durch den Biomasseanbau zur Energiegewinnung an. Damit können Risiken für die biologische Vielfalt, die Wasserressourcen und die Wasser- und Bodenqualität sowie für den Zustand terrestrischer Ökosysteme einhergehen, weshalb es auf eine nachhaltige Erzeugung der Agrarrohstoffe ankommt. Andererseits kann Bioenergie einen Beitrag zur Minderung der THG-Emissionen gegenüber fossilen Energieträgern leisten, aber diese Minderung reicht wegen der Emissionen von Treibhausgasen im landwirtschaftlichen Erzeugungs- und Aufbereitungsprozess im Regelfall nicht so weit, dass sie THG-neutral ist. Dies beinhaltet jedoch nur direkte Emissionen etwa durch Anbau, Produktion und Transport. Gerade bei konventionellen Biokraftstoffen aus importierter Anbaubiomasse können durch indirekte Landnutzungseffekte die Emissionen teils deutlich höher sein als bei fossilen Kraftstoffen. Indirekte Landnutzungsänderungen, die möglicherweise in Drittstaaten entstehen können, sind anhand der vorgegebenen Bewertungsmethodik nicht abbildbar.

Wasserkraftanlagen können die ökologische Funktion der Flussläufe beeinträchtigen: Um Eingriffe in Natur und Landschaft durch den Bau und Betrieb solcher Anlagen zu begrenzen, werden zum Schutz von Tieren, Pflanzen und Auen bekannte Vorkehrungen (z. B. Fischtreppen) getroffen. Das Wasserhaushaltsgesetz sieht daher vor, dass die Nutzung von Wasserkraft nur zugelassen werden darf, wenn auch geeignete Maßnahmen zum Schutz der Fischpopulationen ergriffen werden. Bei bestehenden Anlagen sind solche Maßnahmen in angemessener Frist nachzurüsten. Die zusätzlichen Potenziale für Wasserkraftanlagen sind in Deutschland deutlich begrenzt.

Das Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende (KNE), das im Juli 2016 seine Tätigkeit aufgenommen hat, leistet einen Beitrag zur Konfliktvermeidung beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Das KNE trägt zu einer Ver-



sachlichung von entsprechenden Debatten und zur Vermeidung von Konflikten vor Ort bei.

11.1.4 Gesundheitseffekte

Die im Kapitel 11.1 genannten stofflichen Einträge des Energiesektors in die Umwelt wirken sich auch auf die menschliche Gesundheit aus. So ist beispielsweise Stickstoffdioxid (NO_2) als Nebenprodukt von Prozessen in Feuerungsanlagen und Verbrennungsmotoren ein die Atemwege schädigendes Reizgas, das die Reizwirkung anderer Schadstoffe verstärkt, sodass Atemwegs- oder Herz-Kreislauf-Erkrankungen auftreten können. Auch Feinstäube wirken sich negativ auf den Gesundheitszustand des Menschen aus. So können sich einerseits an der Oberfläche von Stäuben gesundheitsgefährdende Stoffe anlagern, andererseits die Staubpartikel selbst ein Gesundheitsrisiko darstellen. Sind Menschen über eine lange Zeit bedenklichen Feinstaubkonzentrationen ausgesetzt, können Herz-Kreislauf-Erkrankungen, eine chronisch obstruktive Lungenerkrankung (COPD) oder auch Lungenkrebs entstehen. Neuere Studien zeigen auch den Zusammenhang zwischen Feinstaubbelastungen und dem Auftreten von Diabetes Typ 2, neurodegenerativen Erkrankungen wie Alzheimer und Demenz sowie niedrigem Geburtsgewicht. Im Gegensatz zu anderen Schadstoffen hat die Weltgesundheitsorganisation (WHO) anerkannt, dass es keine Feinstaubkonzentration gibt, unterhalb derer keine schädigende Wirkung zu erwarten ist. Soweit Feinstäube nicht natürlichen Ursprungs sind, stammen diese u. a. aus Verbrennungsprozessen einschließlich Holzfeuerungen, Kraftfahrzeugen und einigen Industrieprozessen. Ein großer Teil der Feinstaubbelastung entsteht in der Atmosphäre aus gasförmigen Substanzen wie Schwefel- und Stickstoffoxiden, Ammoniak oder Kohlenwasserstoffen.

Neben der Emission von Schadstoffen können auch Geräuschemissionen Auswirkungen auf die Gesundheit von Mensch und Tier haben. Dauerhaft hohen Schallpegeln ausgesetzt zu sein, kann zu gesundheitlichen Beschwerden führen. Um die Umwelteffekte des Energiesystems sachgerecht abzubilden, gilt es, die Entwicklung der Lärmbelastungen zu berücksichtigen. Dazu gehören auch die Geräuschemissionen der Windenergienutzung an Land. Einerseits hat sie das größte Ausbaupotenzial unter den erneuerbaren Energien in Deutschland, andererseits sind wegen der hierzulande hohen Siedlungsdichte die Abstände zur Wohnbebauung für die Standortauswahl von zentraler Bedeutung. Der technische Standard von Windenergieanlagen hat sich in den letzten Jahren jedoch stark verbessert. Folglich sind diese nicht nur leistungsfähiger geworden, sondern wurden auch mit Blick auf ihre Auswirkungen auf Umwelt und Gesundheit verbessert. Für die Belastung mit Infraschall kann nach heutigem Stand der Forschung davon ausgegangen werden, dass diese im Vergleich mit anderen Quellen sehr gering und ohne negative Auswirkungen auf die Gesundheit ist. Andere dezentrale Energieanlagen (z. B. Wärmepumpen, Blockheizkraftwerke) können indessen durch tieffrequente Geräusche und Infraschall

erhebliche Lärmprobleme hervorrufen, insbesondere, wenn sie nicht fachgerecht errichtet wurden.

Der Verkehr als ein wesentlicher Bestandteil des Energiesystems gehört zu den wesentlichen Lärmverursachern. Alle fünf Jahre wird die Belastung durch Umgebungslärm in Ballungsräumen, entlang von Hauptverkehrswegen und an Großflughäfen kartiert. Die Lärmkarten des Jahres 2017 zeigen, dass mindestens 4,7 Millionen Menschen nächtlichen Lärmpegeln von mehr als 55 dB(A) und etwa 3,4 Millionen Menschen ganztägig Schallpegeln über 65 dB(A) ausgesetzt sind. Der weitere Ausbau der Elektromobilität (siehe Kapitel 13) kann in Städten dazu beitragen, diese hohen Lärmbelastungen im Einzelfall zu verringern und damit die Lärmsituation zu verbessern.

Stromführende Bauteile können Quellen elektromagnetischer Felder sein. Hohe Feldstärken können ein Risiko für die menschliche Gesundheit darstellen. Die Errichtung und der Betrieb von Stromleitungen in den Übertragungs- und Mittelspannungsnetzen unterliegen deshalb den Bestimmungen der 26. BImSchV. Die Verordnung definiert Immissionsgrenzwerte und ein Minimierungsgebot. Ladepunkte und Antriebsstränge von Elektrofahrzeugen unterliegen den im Produktsicherheitsrecht definierten Anforderungen. Auf induktive Ladestationen ist ab einem bestimmten Frequenzbereich ebenfalls die 26. BImSchV anwendbar.

Neben den Umwelt- und Gesundheitswirkungen der Anlagen im Normalbetrieb sind auch potenzielle Belastungen bei Stör- und Schadensfällen in Betracht zu ziehen. Schwerwiegende Unfälle treten zwar selten auf, können aber weitreichende Folgen haben. Durch den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung sollen Risiken durch die Freisetzung von radioaktiven Stoffen begrenzt werden. Die sichere Endlagerung radioaktiver Abfälle soll dazu beitragen, die radiologischen Nachwirkungen der Kernenergienutzung über lange Zeiträume zu minimieren. Negative Wirkungen durch erneuerbare Energien selbst sind im Schadensfall aufgrund ihres dezentralen Charakters und im Vergleich zu großen zentralen Anlagen mit hohen Energiedichten generell als vergleichsweise gering einzuschätzen. Deshalb kann im Allgemeinen davon ausgegangen werden, dass die Energiewende das Schadensrisiko hier insgesamt vermindert.

11.2 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Deutsches Ressourceneffizienzprogramm II (ProgRess II): Mit der Fortschreibung des Ressourceneffizienzprogramms wird der von der Bundesregierung unterstützte Vorläuferprozess fortgeführt und ausgebaut. Dazu gehört die gemeinsame Betrachtung von Materialeffizienz und Energieeffizienz, Umwelt-, Sozial- und Transparenzstandards im Rohstoffsektor international zu stärken und nachhaltigere Lieferketten zu schaffen. Weiter wird unterstützt, den Aspekt Ressourcenschonung in die Produktentwicklung einzubeziehen. Außerdem sollen ressourceneffiziente Produktions- und Verarbeitungsprozesse entwickelt und verbreitet werden. Die nächste Fortschreibung des Deutschen Ressourceneffizienzprogramms wird aktuell erarbeitet.

In ihrem ersten Stickstoff-Bericht vom Mai 2017 stellt die Bundesregierung die Notwendigkeit dar, den Stickstoffeintrag sektorenübergreifend auf ein umwelt- und gesundheitsverträgliches Maß zu reduzieren. Relevante Stickstoffemissionen, deren Höhe auch durch die Ausgestaltung der Energiewende beeinflusst wird (z. B. Ausbringung von Gärresten), sind Ammoniak-, Lachgas- und Nitratemissionen (Landwirtschaft) und Stickstoffoxidemissionen (Energieerzeugung und Verkehr). In Deutschland trägt die Landwirtschaft 63 Prozent zu den jährlichen Gesamtstickstoffemissionen in Höhe von 1,5 Millionen Tonnen Stickstoff bei. Die Energiewirtschaft und Industrie steuern 15 Prozent bei, der Verkehr 13 Prozent; die restlichen neun Prozent stammen aus Abwasser und Oberflächenablauf.

Naturschutzfachliches Monitoring des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich: Mit dem vom Bundesamt für Naturschutz (BfN) in Auftrag gegebenen Forschungsvorhaben soll ein naturschutzfachliches Monitoring des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich aufgesetzt werden. Gleichzeitig werden Instrumente zur Verminderung der Beeinträchtigung von Natur und Landschaft entwickelt.

Bundeseigene Gesellschaft für Zwischenlagerung (BGZ mbH): Mit dem im Juni 2017 in Kraft getretenen „Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung“ wurde neu geregelt, wer für die Stilllegung

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Umweltverträglichkeit

- Deutsches Ressourceneffizienzprogramm II
- Erster Stickstoff-Bericht der Bundesregierung
- Naturschutzfachliches Monitoring des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich
- Bundeseigene Gesellschaft für Zwischenlagerung mbH
- Verbot für unkonventionelles Fracking für die Förderung von Erdgas und Erdöl
- Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende (KNE)

und für den Rückbau der Atomkraftwerke sowie für die Entsorgung der radioaktiven Abfälle verantwortlich ist.

Im Februar 2017 sind gesetzliche Regelungen zum Fracking in Kraft getreten. Diese sehen weitreichende Verbote und Einschränkungen für die Anwendung der Frackingtechnologie in Deutschland vor. So genanntes unkonventionelles Fracking wird generell verboten. Lediglich zu wissenschaftlichen Zwecken können die Bundesländer bundesweit maximal vier Erprobungsmaßnahmen zulassen, um offene Fragen zu klären.

Ein Ausblick auf die weitere Entwicklung maßgeblicher Kenngrößen im Bereich der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung sollte auf einer mehrjährigen Datenbasis zum umweltbezogenen Monitoring der Energiewende beruhen. Eine solche Einschätzung und entsprechende Schlussfolgerungen müssen daher künftigen Berichten vorbehalten bleiben.



12 Netzinfrastruktur

Wo stehen wir?

Im September 2017 ist die Thüringer Strombrücke vollständig in Betrieb gegangen und hat seitdem mehr als rund 600 Millionen Euro an Redispatch-Kosten eingespart. Im ersten Quartal 2019 waren rund 45 Prozent der EnLAG-Vorhaben realisiert. Genehmigt sind dagegen bereits mehr als zwei Drittel der Vorhaben.

Die Bundesfachplanung für die großen Höchstspannungs-Gleichstrom-Leitungen gemäß Bundesbedarfsplangesetz schreitet voran. Im vierten Quartal 2018 und im ersten Quartal 2019 wurden von den Vorhaben mit fast 6.000 km Leitungslänge des Bundesbedarfsplangesetzes insgesamt 115 km realisiert. Damit waren nach Ende des ersten Quartals 2019 insgesamt rund 300 km fertiggestellt.

Die Netzentgelte für Haushaltskunden und für bestimmte Industriekunden sind im Jahr 2017 deutlich gestiegen.

Die Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur in Deutschland ist im Hinblick auf Netzstabilität und -qualität nach wie vor auf einem sehr hohen Niveau.

Was ist neu?

Um die Kosten für das Netzengpassmanagement im Übertragungsnetz zu reduzieren, hat das BMWi einen breit angelegten Stakeholder-Prozess angestoßen. Erste Ergebnisse sind bereits in den Netzentwicklungsplan 2017 – 2030 als so genannte Ad-hoc-Maßnahmen aufgenommen worden. Im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019 – 2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahmen weiter konkretisiert und weitere Innovationen aufgegriffen.

Die Kosten bei Netzausbau und -betrieb werden fairer verteilt: Mit dem Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) werden die Übertragungsnetzentgelte in Deutschland bis zum Jahr 2023 schrittweise vereinheitlicht und regionale Unterschiede beseitigt werden. Konkretisiert wurde die Umsetzung 2018 durch die Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte. Der erste von fünf Umsetzungsschritten erfolgte im Januar 2019.

Das im April 2019 vom Bundestag beschlossene Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle) ist ein wichtiger Meilenstein für einen schnelleren Netzausbau.

Wie geht es weiter?

Der beschlossene Netzausbau muss zügig vorangetrieben werden.

Der im August 2018 vom BMWi vorgelegte „Aktionsplan Stromnetz“ wird konkretisiert und umgesetzt. Er verfolgt eine Doppelstrategie: Mit technischen Verbesserungen, neuen Technologien und Betriebskonzepten sowie verbessertem Engpassmanagement werden die Bestandsnetze optimiert. Gleichzeitig wird der Netzausbau durch vorausschauendes Controlling, die Vereinfachung von Planungsverfahren und ökonomische Anreize beschleunigt.

Es ist wichtig, die Akzeptanz für die Energiewende zu erhalten und zu stärken. Dies gilt insbesondere für den Bau von Stromtrassen. Durch Dialog und Transparenz nimmt die Bundesregierung die Herausforderung an, die Zustimmung zur Energiewende nicht nur abstrakt, sondern auch dort zu gewährleisten, wo sie konkret umgesetzt wird.

Bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs bis 2030 wird auch die Empfehlung der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zum Kohleausstieg, der bis spätestens 2038 erfolgen soll, berücksichtigt. BNetzA wird im Sommer ihren Entwurf des NEP 2019-2030 mit der Öffentlichkeit konsultieren und bis Ende 2019 den erforderlichen Netzausbaubedarf bis 2030 bestätigen.

Netzausbau	Netze bedarfsgerecht ausbauen und modernisieren.

12.1 Ausgangslage

12.1.1 Ausbau der Übertragungsnetze

Von den Vorhaben gemäß Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) waren Ende des ersten Quartals 2019 rund 45 Prozent der Gesamtlänge realisiert. Dies entspricht rund 800 Leitungskilometern. Genehmigt waren rund 1.200 km und damit zwei Drittel der Vorhaben. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit einer Fertigstellung von knapp 70 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis Ende 2020. Im September 2017 ist die so genannte Thüringer Strombrücke in Betrieb gegangen. Mit der Thüringer Strombrücke wurde ein historisch bedingter Netzengpass zwischen Thüringen und Bayern geschlossen. Sie dient vor allem dem Transport von Windstrom, der im Nordosten Deutschlands erzeugt wird, nach Süddeutschland.

Von den derzeit insgesamt 43 Vorhaben gemäß Bundesbedarfsplangesetz waren Ende 2018 insgesamt nur rund 300 km realisiert. Im vierten Quartal 2018 und im ersten Quartal 2019 wurden von den Vorhaben mit fast 6.000 km Leitungslänge des Bundesbedarfsplangesetzes insgesamt 115 km realisiert. Genehmigt sind bereits rund 600 km. Für die geplanten neuen Höchstspannungs-Gleichstromleitungen (HGÜ-Leitungen) SuedLink und SuedOstLink schreitet das förmliche Verfahren der Bundesfachplanung voran. Die Inbetriebnahme von SuedLink und SuedOstLink ist für 2025 geplant. Die Bundesfachplanung für das Vorhaben A-Nord wurde Anfang 2018 eröffnet.

12.1.2 Ausbau der Stromverteilernetze

Stromverteilernetze übernehmen zunehmend neue Aufgaben. Die Stromverteilernetze dienen traditionell der lokalen Verteilung von elektrischem Strom innerhalb einer begrenzten Region. Zunehmend kommen weitere Herausforderungen auf diese Netze zu. Beispielsweise steigt die Stromeinspeisung im Verteilernetz, denn über 90 Prozent der in Erneuerbare-Energien-Anlagen installierten Leistung sind an sie angeschlossen und immer mehr Stromverbraucher sind zugleich Produzenten. Da die Verteilernetze jedoch bisher nicht für die Aufnahme einer entsprechenden Stromeinspeisung ausgelegt sind, entsteht ein zunehmender Investitionsbedarf. Auch das Fortschreiten bei der Elektromobilität wird neue Herausforderungen an den Ausbau und den flexiblen Betrieb der Stromverteilernetze mit sich bringen.

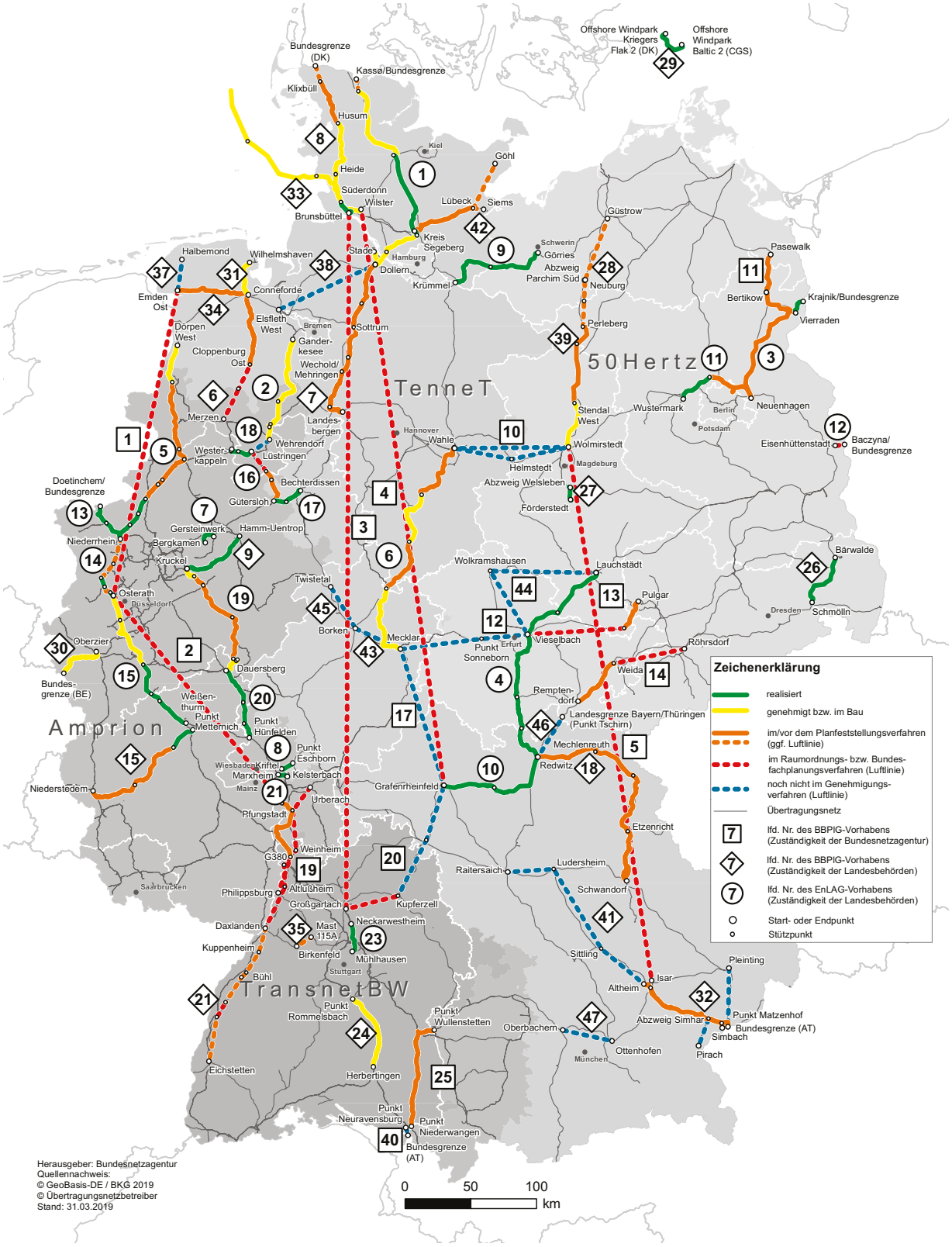
Eine entscheidende Rolle bei der Modernisierung der Verteilernetze kommt dem Einsatz digitaler Technologien zu. Damit die Verteilernetze die beschriebenen neuen Herausforderungen bewältigen können, sollen sie zu intelligenten Netzen (Smart Grids) fortentwickelt werden. Konventionelle Elektrizitätsnetze werden zu Smart Grids, wenn sie mit Kommunikations-, Steuer- und Regeltechnik sowie IT-Komponenten ausgerüstet werden. Auf diese Weise können die Netze intelligent miteinander sowie mit Stromerzeugung und -verbrauch verknüpft werden. Dazu soll auch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende beitragen. Zudem werden im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda der Bundesregierung“ (SINTEG) des BMWi in fünf großflächigen Schaufensterregionen innovative Verfahren, Technologien und Geschäftsmodelle für Verbraucher, Speicher und Netzbetreiber für den Betrieb des Stromsystems bei sehr hohen Anteilen an erneuerbar erzeugtem Strom erprobt. In diesem Reallabor zur Digitalisierung der Energiewelt werden Blaupausen für den künftigen Betrieb von Netz und System im Stromsektor und Empfehlungen für die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens entwickelt (siehe Kapitel 13).

12.1.3 Netzinvestitionen und Netzentgelte

Mit dem Ausbau der Stromnetze geht ein erhöhter Investitionsbedarf einher. Die Investitionen der Netzbetreiber in deutsche Stromnetze (siehe Abbildung 12.2) sind zusammen mit den Aufwendungen für Instandhaltung im Jahr 2017 zwar auf insgesamt 9,7 Milliarden Euro zurückgegangen. Sie lagen aber weiterhin deutlich über dem Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2017. Im Übertragungsnetz floss mit 2,7 Milliarden Euro der Großteil der Investitionen in Neubau und Netzverstärkung. Darüber hinaus wurden 388 Millionen Euro für Wartung und Instandhaltung der Netze aufgewendet. Auf Verteilernetzebene investierten die Netzbetreiber rund 3,5 Milliarden Euro in den Ausbau und 3,1 Milliarden Euro in die Wartung und Instandhaltung der Infrastruktur.

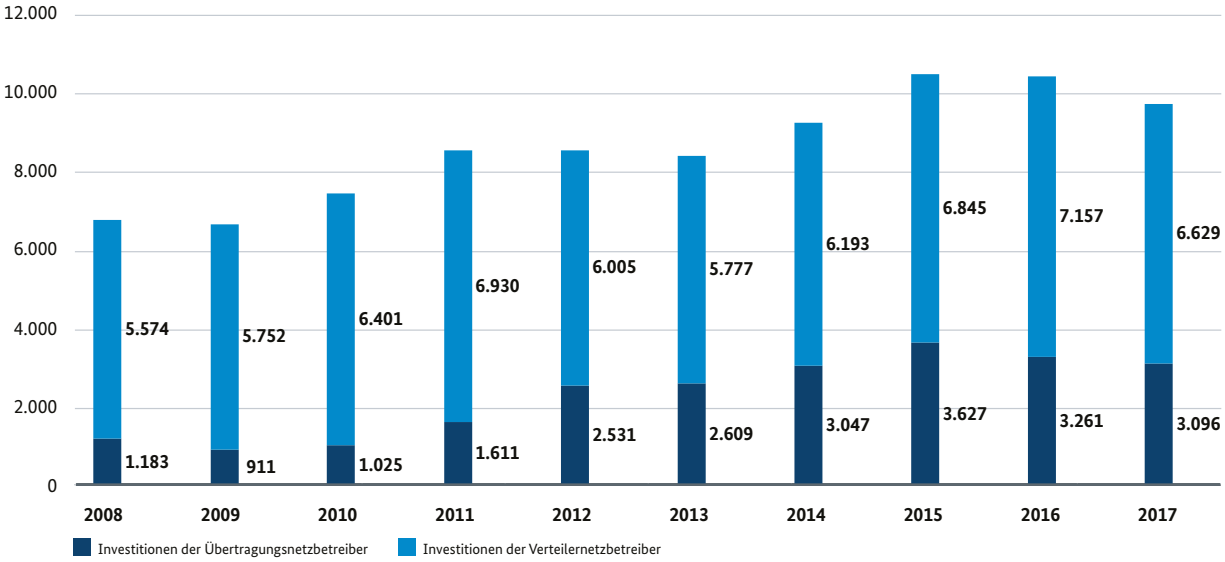


Abbildung 12.1: EnLAG- und BBPlG-Projekte



Quelle: BNetzA 01/2019.
Hinweis: Grafische Darstellung der Stände des Ausbaus von Leitungsvorhaben nach dem EnLAG sowie BBPlG zum 31.03.19. Die Linien in der Karte stellen lediglich die direkten Verbindungen zwischen den gesetzlich festgelegten Netzverknüpfungspunkten dar (Luftlinien) und sind nicht als Visualisierung der Trassenverläufe zu verstehen.

Abbildung 12.2: Investitionen in Neu- und Ausbau sowie Erhalt und Erneuerung von Stromnetzen
in Mio. Euro



Quelle: BNetzA 10/2018

Die Kosten für den Betrieb, die Instandhaltung und die Erweiterung der Stromnetze werden durch Netzentgelte finanziert. Diese werden von den Netznutzern getragen. Für die Belieferung von Haushaltskunden mit einem jährlichen Strombezug zwischen 2.500 und 5.000 kWh fielen im Jahr 2017 durchschnittlich 7,31 ct/kWh als Netzentgelte an. Gemessen am durchschnittlichen Strompreis von 29,86 ct/kWh entspricht das einem Anteil von 24,5 Prozent. Gegenüber dem Vorjahr sind die Netzentgelte 2017 um 7,7 Prozent gestiegen. Für Industriekunden mit einer Jahresabnahmemenge von 24 GWh, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, sind die Netzentgelte im Jahr 2017 um 9,7 Prozent auf 2,26 ct/kWh gestiegen. Der Anteil der Netzentgelte am Strompreis betrug damit 14,5 Prozent. Zum Stichtag 1. April 2017 sind die Netzentgelte für Haushalts- und Industriekunden gestiegen. Zum Stichtag 1. April 2018 verzeichneten die Netzentgelte für Industriekunden einen weiteren Anstieg, für Haushaltskunden gingen sie dagegen zurück.

Die Einnahmen der Netzbetreiber unterliegen der Anreizregulierung. Das Stromnetz ist ein natürliches Monopol. Die Regulierung, umgesetzt durch die Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden, schützt die Stromverbraucher vor möglichem Missbrauch der Monopolstellung. Der Regulierungsrahmen sieht vor, dass die Netzbetreiber nur solche Kosten über die Netzentgelte refinanzieren können, die bei einer effizienten Betriebsführung anfallen würden. Dafür wird für jedes Jahr der Regulierungsperiode eine individuelle Erlösobergrenze für jeden Netzbetreiber bestimmt. Diese soll dem Netzbetreiber ausreichend Erlöse ermöglichen, um seine tatsächlichen Kosten unter Berück-

Potenziale bei der Optimierung des Bestandsnetzes heben

Um die Kosten für das Netzengpassmanagement im Übertragungsnetz zu reduzieren, hat das BMWi 2017 gemeinsam mit BNetzA, dena, BET Aachen, Verbänden und Unternehmen einen breit angelegten Stakeholder-Prozess angestoßen und ein Maßnahmenpaket erarbeitet (dena, BET 2017). Die Arbeitsgruppe hat ergänzend zum Netzausbau sieben Maßnahmen entwickelt, die die volkswirtschaftlichen Kosten senken und die Auslastung der Stromnetze kurzfristig erhöhen können. Dazu gehören zum Beispiel ein optimiertes Netz-Monitoring und die bauliche Verstärkung von fünf Abschnitten im Übertragungsnetz, vor allem durch Zu- und Umbeseilungen und die stärkere aktive Steuerung von Stromflüssen durch Phasenschieber. Die Maßnahmen sollen bis zum Jahr 2023 umgesetzt sein. Die beteiligten Stakeholder schätzen, dass sich durch eine Umsetzung der aufgeführten Maßnahmen eine signifikante Kostenreduktion beim Netzengpassmanagement erreichen lässt. Das Einsparpotenzial schätzen die Übertragungsnetzbetreiber auf über 200 Millionen Euro pro Jahr. Aufbauend auf diesen Ergebnissen erfolgen aktuell weitere Untersuchungen, deren Ergebnisse u.a. in den detaillierten Aktionsplan Stromnetz eingehen sollen.

sichtigung von Effizienzanforderungen zu decken. Die Erlösobergrenze ist maßgeblich für die Höhe der Netzentgelte.

12.1.4 Stabilität und Qualität der Stromnetze

Die Netzbetreiber sorgen für die Stabilität der Stromnetze. Um die Netze stabil zu halten, ergreifen die Netzbetreiber, etwa bei Frequenz- oder Spannungsabweichungen oder Netzengpässen, Maßnahmen, so genannte Systemdienstleistungen. Zum Beispiel wird Regelleistung eingesetzt, um Frequenzabweichungen zu korrigieren. Zur Bewältigung von Netzengpässen werden ein Redispatch konventioneller Kraftwerke und ein Einspeisemanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen durchgeführt. Allgemein müssen künftig auch Erzeuger erneuerbarer Energien sowie Speicher und flexible Lasten verstärkt zur Systemstabilität beitragen. Schon heute können die Netzbetreiber zum Beispiel auf abschaltbare Lasten zugreifen. Außerdem stellen moderne Erneuerbare-Energien-Anlagen Systemdienstleistungen bereit. Sie leisten bereits wichtige Beiträge zur Spannungshaltung und können Regelleistung erbringen.

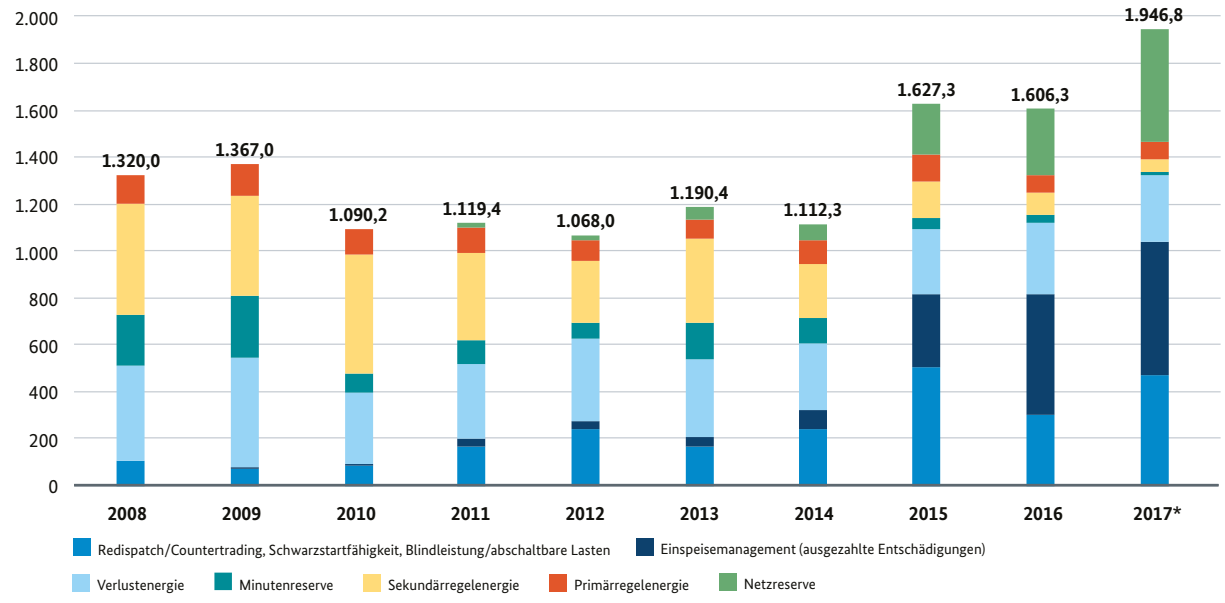
Die Systemdienstleistungskosten sind im Jahr 2017 gestiegen. Sie lagen bei 1,9 Milliarden Euro, gegenüber 1,6 Milliarden Euro im Vorjahr (siehe Abbildung 12.3). Dadurch ergaben sich durchschnittliche Kosten je verbrauchter Kilowattstunde Strom von 0,37 Cent und somit 0,06 Cent mehr als im Vorjahr. Die Kosten für Systemdienstleistungen werden größtenteils über die Netzentgelte von den Stromkunden getragen (siehe Kapitel 10). Der Teil der Systemdienstleistungskosten, der auf Engpässe im Stromnetz zurückzuführen ist (vor allem Redispatch, Einspeisemanagement, Netzreserve), stieg gegenüber dem Jahr 2016 um 28 Prozent von 1,4 auf 1,8 Milliarden Euro. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die im Jahr 2017 entstandenen Kosten auch ausgezahlte Entschädigungen für Einspeisemanagement enthalten, für die in den Vorjahren (2015, 2016) ein Anspruch entstanden ist. Für die klassischen Regelenergiearten zur Frequenz- und Spannungshaltung sanken 2017 die Kosten gegenüber dem Vorjahr um 27 Prozent von 198 auf 146 Millionen Euro, dies auch weil in einem funktionierenden Strommarkt weniger Regelenergie eingesetzt werden muss.

12.2 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Durch das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurden die Bedarfe für den Bau von neuen sowie die Verstärkung von bestehenden Stromleitungen festgestellt. Die EnLAG-Vorhaben zählen zum Startnetz für die Berechnungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans. Das EnLAG umfasst aktuell 22 Vorhaben, die bereits im Jahr 2009 als vordringlich eingestuft wurden. Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem EnLAG ergibt, liegt unter Berücksichtigung des vierten Quartalsberichts 2018 der Bundesnetzagentur bei rund 1.800 km. Die Bundesnetzagentur dokumentiert kontinuierlich den aktuellen Stand der Planungs- und Bauvorhaben. Der Umsetzungsstand der EnLAG-Vorhaben wird in Kapitel 12.1.1 dokumentiert.

Der Bundesbedarfsplan im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) von 2015 basiert auf den von der Bundesnetzagentur bestä-

Abbildung 12.3: Kosten für Systemdienstleistungen
in Mio. Euro



Quelle: BNetzA 11/2018



tigten Vorhaben des Netzentwicklungsplans 2024. Der zügige Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert über die EnLAG-Vorhaben hinaus einen weiteren Netzausbau. Der Bundesbedarfsplan umfasst derzeit insgesamt 43 Vorhaben, von denen 16 als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind. Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem BBPlG ergeben, liegt aktuell bei etwa 5.900 km. Im Netzentwicklungsplan sind davon etwa 3.050 km als Netzverstärkung und etwa 2.850 km als Neubaumaßnahmen kategorisiert. Der Umsetzungsstand der BBPlG-Vorhaben wird in Kapitel 12.1.1 dokumentiert.

Für besonders gekennzeichnete HGÜ-Leitungen gilt der Erdkabelvorrang. Das Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus verankert für neue HGÜ-Leitungen den Vorrang der Erdverkabelung. Der Vorrang betrifft die großen Nord-Süd-Trassenvorhaben SuedLink und SuedOstLink sowie den nördlichen Teil des Korridors A. Damit trägt der Gesetzgeber Vorbehalten gegenüber großen Freileitungstrassen Rechnung. Dies soll die Akzeptanz vor Ort erhöhen und helfen, den Netzausbau zu beschleunigen.

Mit dem EEG 2017 wurden für Windenergie an Land die Netzausbaugebiete eingeführt und für Windenergie auf See eine Mindestquote für die Ostsee. Damit wurden erste Schritte unternommen, um Netzausbau und Ausbau der erneuerbaren Energien besser miteinander zu verzahnen. Der Windenergieausbau wird vorübergehend dort lokal angepasst, wo sich Netzengpässe verstärkt zeigen. In diesen Gebieten wird die Ausschreibungsmenge von Windenergieanlagen an Land bis Ende des Jahres 2019 auf den Wert von 58 Prozent des durchschnittlichen Zubaus der Jahre 2013 bis 2015 vorübergehend begrenzt. Dies dient dazu, das Übertragungsnetz zu entlasten und Netzengpässe nicht zusätzlich zu erhöhen. Die restlichen Ausbaumengen werden über die übrigen Regionen in Deutschland verteilt. Bei Wind auf See soll die Verteilung des jährlichen Ausschreibungsvolumens von 500 MW in den Jahren 2021 und 2022, 700 MW in den Jahren 2023 bis 2025 und durchschnittlich 840 MW ab 2026 einen kontinuierlichen Ausbaupfad sicherstellen und gleichzeitig gewährleisten, dass bei der Inbetriebnahme neuer Windenergieanlagen auf See die notwendigen Anbindungsleitungen für den Abtransport des Stroms bereitstehen. Zudem wird der Zubau für das Jahr 2021 in die Ostsee gelenkt. Insgesamt entlasten diese Maßnahmen die Netze.

Das im Juli 2017 in Kraft getretene Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) verringert schrittweise regionale Unterschiede bei den Netzentgelten und schafft mehr Verteilungsgerechtigkeit. Nach dem ersten Schritt im Januar 2019 werden die Übertragungsnetzentgelte bis Januar 2023 in weiteren vier Stufen bundesweit angeglichen. Konkretisiert wurde die Umsetzung 2018 durch die Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte. Mit dem NEMoG wurden zudem die Zahlungen der Verteilernetzbetreiber an Stromerzeuger für so genannte vermiedene Netzentgelte abgeschmolzen. Dies kann insbesondere im Norden und Osten zu einer spürbaren Dämpfung des Anstiegs der Netzkosten führen. Bereits die Entwicklung der Netzkosten von 2017 auf 2018 hat dies nachdrücklich bewiesen. Diese Entwicklung kommt den Stromkunden zugute.

Das NEMoG und die zu dessen Konkretisierung im März 2019 in Kraft getretene Verordnung zur Berechnung der Offshore-Netzumlage und zu Anpassungen im Regulierungsrecht sehen zudem vor, dass die Kosten für Offshore-Netzanbindungen ab 2019 im Rahmen der Offshore-Entschädigungs-

Wesentliche Maßnahmen im Bereich Netzinfrastruktur

- Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG)
- Ad-hoc-Netzmaßnahmen im Netzentwicklungsplan
- NABEG-Novelle
- Optimierung Netzengpassmanagement
- Einführung eines vorausschauenden Controllings beim Netzausbau
- Strommarktgesetz (siehe Kapitel 9)
- Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (siehe Kapitel 13)

umlage unter den Übertragungsnetzbetreibern ausgeglichen und auf die Stromverbraucher umgelegt werden. Offshore-Anbindungskosten sind künftig nicht mehr Bestandteil der Netzentgelte, fließen aber wie bislang in den Strompreis ein. Eine jährliche Kostenprüfung durch die Bundesnetzagentur tritt an die Stelle der bislang geltenden Anreizregulierung.

Das im April 2019 vom Bundestag und Bundesrat beschlossene Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle) ist ein wichtiger Meilenstein für einen schnelleren Netzausbau. Zentral ist die Vereinfachung und Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren durch den partiellen Verzicht auf die Bundesfachplanung, die Stärkung des Anzeigeverfahrens sowie die Möglichkeit zur vorausschauenden Planung durch die Verlegung von Leerrohren. All diese punktuellen Maßnahmen werden in der Summe eine Beschleunigung des Ausbaus insbesondere des Übertragungsnetzes mit sich bringen. Gleichzeitig werden materielle Standards im Umweltrecht, insbesondere im Gesundheitsschutz, nicht abgebaut. Ferner wird die Planung von Bund, Ländern und Kommunen besser koordiniert. Ergänzt werden die Maßnahmen aus dem NABEG durch die Ermächtigung der Bundesregierung zum Erlass einer Bundeskompensationsverordnung, um den naturschutzrechtlichen Ausgleich bei Stromleitungen, die in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegen, bundesweit einheitlich zu regeln.

12.3 Ausblick

Der Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan (NEP) gibt einen Ausblick auf die anspruchsvolle Energielandschaft im Zieljahr 2030. Im Juni 2018 hat die BNetzA den Szenariorahmen für den NEP 2019-2030 genehmigt und dabei die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung bis 2030 berücksichtigt. Die Szenarien berücksichtigen das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel von etwa 65 Prozent Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor sowie die Vorgaben des Klimaschutzplans 2050. Dies wird in den einzelnen Szenarien durch einen jeweils variierten Erneuerbaren-Mix für das Jahr 2030 erreicht (Wind auf See: 17 bis 20 GW, Wind an Land: 74 bis 86 GW, Photovoltaik 73 bis 105 GW). Damit wird auch das Klimaziel 2030 in allen Szenarien eingehalten. Dabei decken sich die Annahmen zu installierten Kohlekapazitäten im Szenario C 2030 ziemlich genau mit den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (17 GW). Damit ist sichergestellt, dass die Planung der Stromnetze auch den Kohleausstieg berücksichtigt. Um darüber hinaus eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen zu berücksichtigen, weisen die Szenarien Annahmen über eine unterschiedlich starke Sektorkopplung (z. B. Anzahl Elektroautos und Wärmepumpen, Power-to-Gas) und damit auch unterschiedliche Stromverbräuche auf.

Möglicher zusätzlicher Netzbedarf wird im Netzentwicklungsplan (NEP) identifiziert. Aufgabe des NEP 2019 – 2030 ist es, den bis 2030 erforderlichen Netzausbaubedarf darzustellen. Im April 2019 haben die ÜNB den zweiten NEP-Entwurf für den zukünftigen Netzausbaubedarf vorgelegt. Die ÜNB sehen in allen Szenarien für 2030 über die Vorhaben nach EnLAG/BBPlG hinaus Bedarf für einen neuen HGÜ-Korridor von der Nordseeküste bis nach NRW und von dort weiter nach Baden-Württemberg. Sie sehen auch zusätzlichen Bedarf für Drehstrom-Ausbau (Verstärkungen bestehender Trassen, einschl. Zu- und Umbeseilungen, sowie Neubau). Auf dieser Basis erstellt die BNetzA ihren Entwurf und konsultiert diesen dann mit der Öffentlichkeit im Sommer. Dabei wird die BNetzA auch die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zum Kohleausstieg bei der Netzplanung berücksichtigen. Die Empfehlungen sehen vor, dass im Jahr 2030 noch 17 GW Kohlekapazitäten installiert sind und ein vollständiger Ausstieg bis spätestens 2038 erfolgen soll. Ende 2019 wird die BNetzA dann voraussichtlich den endgültigen NEP 2019 – 2030 bestätigen.

12.4 Schlussfolgerungen

Der Ausbau der Höchstspannungsnetze ist für eine erfolgreiche Energiewende und das Erreichen der Klimaschutzziele von zentraler Bedeutung. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Kernenergieausstieg kommt es zunehmend zu einer räumlichen Trennung von Stromerzeugung und Stromverbrauch. Daher ist der zügige Ausbau der Stromnetze auf Übertragungsnetzebene notwendig,

insbesondere um den hauptsächlich im Norden und Osten Deutschlands produzierten Windstrom an Land und auf See zu den Verbrauchsschwerpunkten in Süd- und Westdeutschland zu transportieren.

Der Ausbau der Übertragungsnetze ist auch für die Verwirklichung des europäischen Energiebinnenmarktes erforderlich. Der europäische Stromhandel erhöht die Effizienz der Stromversorgung und zugleich die Versorgungssicherheit. Indem er Angebot und Nachfrage über größere Räume ausgleicht, ermöglicht er u. a. eine kosteneffiziente Integration von erneuerbaren Energien. Für einen funktionierenden Strombinnenmarkt sind neben dem innerstaatlichen Netzausbau auch ausreichend grenzüberschreitende Netzkapazitäten notwendig (siehe Kapitel 3).

Für einen zügigen Netzausbau ist Fortschritt bei den Genehmigungen wichtig. Deshalb haben die Energieminister von Bund und Ländern beim Netzgipfel im September 2018 bekräftigt, dass sie den Netzausbau gemeinsam vorantreiben wollen. Es wurde vereinbart, dass bis Ende 2021:

- alle Vorhaben des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG),
- alle großen Gleichstrom-Autobahnen von Nord nach Süd,
- die Hälfte aller weiteren Drehstromvorhaben in Zuständigkeit der Länder sowie
- die Hälfte aller weiteren Drehstromvorhaben in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (BNetzA)

genehmigt sein sollen. Die Bundesregierung erwartet, dass in nächster Zeit wichtige Meilensteine erreicht werden. So schreitet bei den wichtigen Gleichstrom-Autobahnen die Identifikation der Trassenkorridore voran. Bislang ist jedoch noch offen, entlang welcher Routen genau die Gleichstrom-Autobahnen geführt werden sollen. Deshalb sind in Abbildung 12.1 die Vorhaben Ultranet, SuedLink, SuedOstLink und A-Nord aus dem BBPlG noch als Luftlinien eingezeichnet. Auf vergröberter Ebene sollen die Routen aber bald feststehen. Dazu laufen bei der Bundesnetzagentur die Verfahren zur Bundesfachplanung. Sie stellen die Grundlage für anschließende Planfeststellungsverfahren und damit für die Erreichung der Genehmigungsziele dar. Für die weiteren Vorhaben nach EnLAG und BBPlG erwartet die Bundesregierung mehrere Genehmigungen noch im Jahr 2019.

Der vom BMWi vorgelegte „Aktionsplan Stromnetz" wird weiter inhaltlich ausgestaltet und mit konkreten Maßnahmen unterlegt. Er sieht eine Doppelstrategie aus höherer

Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz im Bereich Netzausbau

Die Energiewende kann nur gelingen, wenn die Akzeptanz dort sichergestellt wird, wo sie konkret umgesetzt wird. Dies gilt insbesondere für den Netzausbau. Im Sinne eines dialogorientierten Netzausbaus hat der Bundesminister für Wirtschaft und Energie daher einen besonderen Fokus auf direkte Gespräche mit den Bürgerinnen und Bürgern vor Ort gelegt und sich auf seinen Netzreisen nach Nordrhein-Westfalen, Niedersachen, Thüringen, Bayern und zuletzt Hessen persönlich ein Bild gemacht.

Die Öffentlichkeit wird eng in die Planungen zum Netzausbau eingebunden. Dies gilt für die Bedarfsermittlung, die Bundesfachplanung sowie die Planfeststellung. Beispielsweise werden die Entwürfe der Netzentwicklungspläne durch die Übertragungsnetzbetreiber und durch die Bundesnetzagentur zur Konsultation gestellt. Die Öffentlichkeit hat jeweils die Möglichkeit, sich schriftlich zu diesen Plänen zu äußern. Neben der Beteiligung in diesen formellen Verfahren können sich Bürgerinnen und Bürger bereits frühzeitig in informelle Dialogprozesse einbringen. So führen die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur zahlreiche Veranstaltungen vor Ort durch.

Darüber hinaus fördert das BMWi die Initiative „Bürgerdialog Stromnetz", die deutschlandweit mit zehn Bürgerbüros präsent ist, vor Ort vielfältige Veranstaltungen durchführt sowie online über ihre Angebote informiert und Dialogformate anbietet.

Ein regelmäßiges umfassendes Monitoring zu den Ausbauvorhaben schafft für alle Akteure Transparenz zum Stand der Leitungsvorhaben. Die BNetzA veröffentlicht dazu auf www.netzausbau.de alle drei Monate einen Bericht. Das Monitoring dokumentiert u. a. den Stand der BBPlG-Vorhaben sowie der Vorhaben aus dem Offshore-Netzentwicklungsplan, das heißt die Anbindungsleitungen für Windparks auf See. In den Berichten sind die Vorhaben zudem als Netzausbau- bzw. Netzverstärkungsmaßnahmen gekennzeichnet. Ab Mitte 2018 wurden zudem auch die Maßnahmen zur Optimierung der Bestandsnetze (z. B. Einsatz von Freileitungsmonitoring oder Hochtemperaturleiterseile) in das Monitoring aufgenommen. Eine Anwendung der Richtlinie 2007/2/EG kann helfen, geografische Informationsgrundlagen im Zusammenhang mit Trassenverläufen zu schaffen, und damit die Transparenz bei Netzausbau und Netzoptimierung erhöhen.

Auslastung des Bestandsnetzes und Beschleunigung des Netzausbaus vor. Mit technischen Verbesserungen, neuen Technologien und Betriebskonzepten sowie verbessertem Engpassmanagement werden die Bestandsnetze optimiert. Gleichzeitig wird der Netzausbau durch vorausschauendes Controlling, die Vereinfachung von Planungsverfahren und ökonomische Anreize beschleunigt. Der Aktionsplan hat folgende Bausteine:

- **Die Auslastung des Bestandsnetzes wird erhöht.** Im bestehenden Netz gibt es eine Vielzahl von Ansatzpunkten, Effizienzpotenziale zu heben. Dies ist mit bereits heute verfügbaren Technologien möglich. Dazu zählen insbesondere das konsequente und flächendeckende Monitoring von Freileitungen in Echtzeit und der Bau von Phasenschiebern, die die Stromflüsse so steuern, dass die bestehenden Stromnetze besser ausgelastet werden können. Hier kommt es jetzt auf eine zügige Umsetzung auf Grundlage der bestätigten Maßnahmen im Netzentwicklungsplan an.

- **Die Digitalisierung und der technische Fortschritt eröffnen auch für den Netzbetrieb völlig neue Möglichkeiten.** Eine wichtige Rolle kann dabei besonders die Automatisierung der Stromnetze spielen. Durch neue automatisierte Betriebskonzepte, welche eine Überlastung von Stromleitungen in Sekundenbruchteilen erkennen und beseitigen, könnten bestehende Sicherheitsreserven besser genutzt werden. Neue digitale Technologien können zudem helfen, den Stromfluss in den Netzen besser zu steuern und die Leitungen gleichmäßiger zu belasten. Ziel sind intelligente Stromnetze („Smart-Grids“).

- **Das Engpassmanagement wird optimiert und die Kosten werden gesenkt.** Das Einspeisemanagement wird durch eine gesetzliche Neuregelung in ein einheitliches Regime mit dem Redispatch überführt, sodass die Optimierung des Engpassmanagements durch die Übertragungsnetzbetreiber einheitlich erfolgt, während gleichzeitig der Einspeisevorrang erhalten bleibt. Die gesetzlichen Anpassungen machen es möglich, bei Bedarf solche EE- und KWK-Anlagen abzuregeln, die besonders gut für die Engpassbehebung wirken, auch wenn das Potenzial von weniger gut wirkenden konventionellen Anlagen im Einzelfall noch nicht ausgeschöpft ist. Damit wird das Engpassmanagement effizienter: Insgesamt weniger Anlagen müssen ihre Einspeisung anpassen und dafür kompensiert werden. Die Kosten für das Engpassmanagement sinken. Die gesetzlichen Anpassungen sehen zudem vor, dass zukünftig alle Anlagen auf Basis von Netzzustandsprognosen planmäßig abgeregelt oder hochgefahren werden. Der Netzbetreiber, der eine Anlage abregelt, muss für die abgeregelten Strommengen Ersatz beschaffen. Dies trägt zur Systemsicherheit bei. Gleichzeitig beendet es die bisherige Ungleichbehandlung von EE- und KWK-Anlagen gegenüber konventionellen Anlagen. Bisher sind nur letztere Teil eines planmäßigen, bilanziell kompensierten Engpassmanagements. Mit dem Gesetz wird die Anreizregulierungsverordnung insoweit ergänzt, als die Netzbetreiber die Kosten für die Vorbereitung des neuen Systems bei der Festsetzung ihrer Erlösobergrenzen unter bestimmten Voraussetzungen geltend machen können. Die Einführung der neuen Abläufe benötigt eine sorgfältige Vorbereitung. Bis zum Inkrafttreten der Regelung am 1. Oktober 2021 soll zudem eine sinnvolle Lösung hinsicht-



lich der Behandlung aller Kosten des Engpassmanagements in der Anreizregulierungsverordnung erarbeitet und umgesetzt werden. Die BNetzA legt bis Ende September 2019 einen Bericht über Einspeisemanagement- und Redispatchkosten vor und unterbreitet Vorschläge zur Einbeziehung dieser Kosten in die Anreizregulierung.

- **Ein vorausschauendes Controlling wird eingerichtet**. Bund und Länder haben sich darauf verständigt, gemeinsam ein vorausschauendes Controlling der Netzausbauvorhaben aufzusetzen. Ziel des Controllings ist es, dass die Netzausbauvorhaben im Zeitplan realisiert werden können. Für jedes Vorhaben wird von allen Beteiligten (BNetzA, Länder und Vorhabenträger) zunächst ein konkreter Zeitplan ausgearbeitet, in dem Meilensteine und Zuständigkeiten klar benannt werden. Das Controlling stellt dann sicher, dass Hindernisse der einzelnen Projekte frühzeitig identifiziert und Maßnahmen rechtzeitig ergriffen werden, um Verzögerungen beim Netzausbau zu vermeiden.

- **Gesetzliche Maßnahmen beschleunigen den Netzausbau.** Mit dem vorgelegten Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle) wurden zahlreiche Rechtsänderungen angestoßen, die teilweise kurzfristig, teilweise langfristig zur Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren führen. Wesentlicher Inhalt der Änderungen ist die Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für Optimierung, Verstärkung und Ausbau von Stromleitungen. Bereits laufende Verfahren werden erleichtert. Darüber hinaus können künftige Planungen für einen zusätzlichen Ausbau des Übertragungsnetzes frühzeitig durch eine vorausschauende Planung in den laufenden Verfahren mitberücksichtigt werden.

- **Die rechtlichen Rahmenbedingungen werden daraufhin überprüft, ob und wie sie wirksamere ökonomische Anreize für eine kosteneffiziente Optimierung des Stromnetzes und den Netzausbau setzen können.** Begleitet von einem Branchendialog sollen bis Ende 2019 Vorschläge erarbeitet werden, wie regulatorisch Anreize für die Verringerung von Engpassmanagement erreicht werden können. Dabei sollen auch Ansätze diskutiert werden, bei denen Netzausbau und Redispatchkosten verknüpft werden (Bonussysteme); mehr Leitungsausbau bedeutet grundsätzlich auch weniger Engpassmanagement.

Mit dem Fortschreiten der Energiewende müssen auch die Systemdienstleistungen kontinuierlich weiterentwickelt werden. Neben der Weiterentwicklung der technischen Regelwerke muss auch sichergestellt werden, dass Systemdienstleistungen kosteneffizient erbracht werden. Dafür wird z. B. derzeit überprüft, ob die Spannungshaltung volkswirtschaftlich effizienter erfolgen kann, wenn Blindleistung vergütet wird.

13 Integrierte Entwicklung des Energiesystems

Wo stehen wir?

Die volkswirtschaftlich effiziente Integration von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor leistet einen zunehmenden Beitrag zur Dekarbonisierung und Effizienzsteigerung sowie zur weiteren Flexibilisierung des Energiesystems. Die Bedeutung von Wärmepumpen hat stark zugenommen.

Die Dekarbonisierung der Versorgung von Gebäuden, Industrie und des GHD-Sektors mit Wärme (Wärmewende) ist für das Erreichen der Energie- und Klimaziele unabdingbar. Wärmenetzen kommt dabei eine Schlüsselrolle zu.

Die Digitalisierung verändert die Strukturen des Energiesektors erheblich. Sie wird damit ein entscheidender Treiber für die Energiewende. Intelligente Messsysteme dienen nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) künftig sparten- und sektorübergreifend als Kommunikationsplattform für den Datenaustausch. Ein im Auftrag des BMWi erstmals vorgelegtes Barometer zur Digitalisierung der Energiewende hält fest, dass bei einzelnen Aspekten Fortschritte erzielt wurden. Zugleich sieht es Nachholbedarf bei der Umsetzung des System- und Plattformgedankens des GDEW.

Was ist neu?

Bei der Wärmewende ist im Jahr 2017 das Programm „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“ gestartet. Es fördert besonders kosteneffiziente und zu hohen Teilen mit erneuerbaren Wärmequellen gespeiste Wärmenetze sowie die hierfür erforderlichen Innovationen.

Im Rahmen des KWKG erfolgte im Juni 2018 die erste Ausschreibung für innovative KWK-Systeme. Diese können flexibel und hochgradig systemdienlich für Strommarkt und Stromnetze betrieben werden.

Im Bereich Digitalisierung ist mit der ersten Zertifizierung eines Smart-Meter-Gateways im Dezember 2018 ein wichtiger Meilenstein erreicht. Damit ist Smart Metering in Deutschland neu definiert und ein zentrales Signal für ein zukunftstaugliches Smart Grid gesetzt worden.

Wie geht es weiter?

Eine integrierte Entwicklung des Energiesystems ist essenziell für die Energiewende. Dafür müssen zeitig und mit Planungssicherheit die Rahmenbedingungen angepasst werden.

Die Bundesregierung wird die Wärmewende vorantreiben. Dazu gehört neben dem Aufbau neuer Wärmenetze u.a. auch die Modernisierung bestehender Wärmenetze sowie eine stärkere Einbindung erneuerbarer Energien in die Wärmeversorgung.

Für die Digitalisierung gilt es insbesondere, das durch das GDEW geschaffene Potenzial intelligenter Netze für eine kostengünstige Energieversorgung auszuschöpfen. Die im Januar 2019 vorgelegte Roadmap „Standardisierungsstrategie für die sektorübergreifende Digitalisierung nach dem GDEW“ beschreibt, wie die Smart-Meter-Gateways zur umfassenden digitalen Kommunikationsplattform für die Energiewende fortentwickelt werden. Die für Sommer 2019 angekündigte Blockchain-Strategie der Bundesregierung wird dazu beitragen, die Entwicklung digitaler Technologien weiter voranzutreiben.

Sektorkopplung Wärmewende Digitalisierung	Die Potenziale einer effizienten Sektorkopplung, der Wärmewende und der Digitalisierung für das Gelingen der Energiewende nutzen.

13.1 Ausgangslage und wesentliche bisherige Maßnahmen

13.1.1 Sektorkopplung – Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

Erneuerbarer Strom wird der wichtigste Energieträger. Der effiziente Einsatz erneuerbaren Stroms soll einen zunehmend wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Der nach Nutzung der bestehenden Effizienzpotenziale und dem direkten Einsatz erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor verbleibende Energiebedarf wird zunehmend durch die effiziente Verwendung von erneuerbarem Strom gedeckt (Sektorkopplung). Im Verkehrssektor gelingt dies insbesondere durch die Einführung und Verbreitung direktelektrischer Antriebstechniken auf der Basis einer zunehmend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung. Im Gebäudebereich spielt Strom aus erneuerbaren Energien, z. B. durch die Nutzung von Wärmepumpen, neben anderen erneuerbaren Energien eine immer wichtigere Rolle bei der Wärmeversorgung. Nachhaltig erzeugte, erneuerbare Brennstoffe (z. B. Biomasse) kommen bei Berücksichtigung der begrenzt verfügbaren nachhaltigen Potenziale zum Einsatz, wo Strom technisch oder ökonomisch nicht sinnvoll genutzt werden kann. Dies kann insbesondere für den Luft- und Schiffsverkehr sowie für Teile der Industrie gelten. Allerdings sind fossile Brennstoffe für Verkehr und Wärme für Verbraucher bisher kostengünstiger als Strom, der stark mit verschiedenen staatlich induzierten Preisbestandteilen belastet ist.

Hocheffiziente Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge benötigen vergleichsweise wenig Strom und können einen großen Beitrag zur Dekarbonisierung und Effizienzsteigerung im Wärme- und Verkehrssektor leisten. Wie Tabelle 13.1 zeigt, benötigen beide Technologien weniger Strom zur Erzeugung der gleichen Menge Wärme oder Antriebsenergie als konventionelle fossile Energieträger oder Technologien, die mehrere Umwandlungsschritte voraussetzen. Sie haben daher eine besondere Bedeutung für die Energiewende und stehen im Fokus der Betrachtungen.

Die Bedeutung von Wärmepumpen zur Erzeugung von Wärme hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Seit dem Jahr 2008 stieg die Anzahl der installierten elektrischen Wärmepumpen-Anlagen von knapp 457.000 auf über 964.000 im Jahr 2017. Dies liegt zum einen an der zunehmenden Kostendegression der Anlagen, aber auch an ordnungsrechtlichen Mindestanforderungen an erneuerbare Energien und Energieeffizienz (z. B. Energieeinsparverordnung, Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz) sowie an Förderprogrammen (z. B. CO_2-Gebäudesanierungsprogramm, Marktanreizprogramm). Die installierte thermische Leistung erhöhte sich im gleichen Zeitraum ebenfalls um das 2,5-fache von 3.651 MW auf 9.277 MW, da nicht nur mehr,



Tabelle 13.1: Verschiedene Technologien zur Sektorkopplung ersetzen mit einer Kilowattstunde Strom unterschiedliche Mengen fossiler Brennstoffe (in der Wärmeversorgung und im Verkehr)

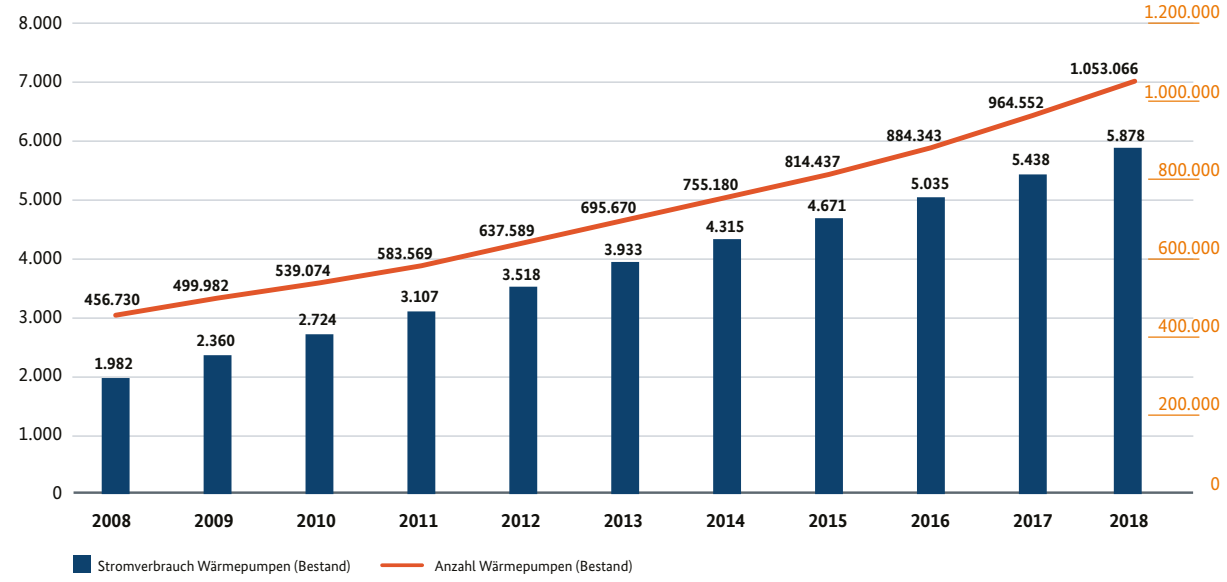
regenerative Bereitstellung			fossile Einsparung		Substitutionsverhältnis
Input	Technik	bereitgestellte Energie/Nutzen	Technik	Input	
1 kWh reg. Strom	Power-to-Heat Wärmepumpe	3,3 kWh Wärme	Brennwertkessel	3,1 kWh Erdgas	**3,1**
1 kWh reg. Strom	E-Auto	4,6 km	Verbrennungsmotor	2,6 kWh Diesel	**2,6**
1 kWh reg. Strom	Power-to-Heat dielektrisch	1,0 kWh Wärme	Brennwertkessel	0,9 kWh Erdgas	**0,9**
1 kWh reg. Strom	Power-to-Gas (Wasserstoff) stofflich	0,7 kWh Wasserstoff	Dampfreforming	0,9 kWh Erdgas	**0,9**
1 kWh reg. Strom	Power-to-Gas (Methan)	0,6 kWh Methan		0,6 kWh Erdgas	**0,6**
1 kWh reg. Strom	Power-to-Liquid	0,5 kWh flüssiger Kraftstoff		0,5 kWh flüssiger Kraftstoff	**0,5**

Quelle: UBA (2016a) und (2016b).
Den Berechnungen in den Quellen sind plausible Annahmen zugrunde gelegt. Die Werte in der Tabelle sind gerundet.

sondern zunehmend auch größere und leistungsstärkere Wärmepumpen installiert werden. Der Stromverbrauch aller Wärmepumpen entwickelte sich weitgehend synchron zur thermischen Leistung und lag im Jahr 2017 bei knapp 5,9 TWh. Der Anteil von Wärmepumpen an Beheizungssystemen in neuen Wohnungen betrug dabei nach Angaben des BDEW im Jahr 2017 rund 27 Prozent, im Wohnungsbestand allerdings nur zwei Prozent bezogen auf Elektro-Wärmepumpen (zur Beheizungsstruktur im Neubau siehe Kapitel 6 Gebäude). Durch weitere Forschung und Entwicklung ist der Einsatz und Nutzen von Wärmepumpen weiter zu optimieren.

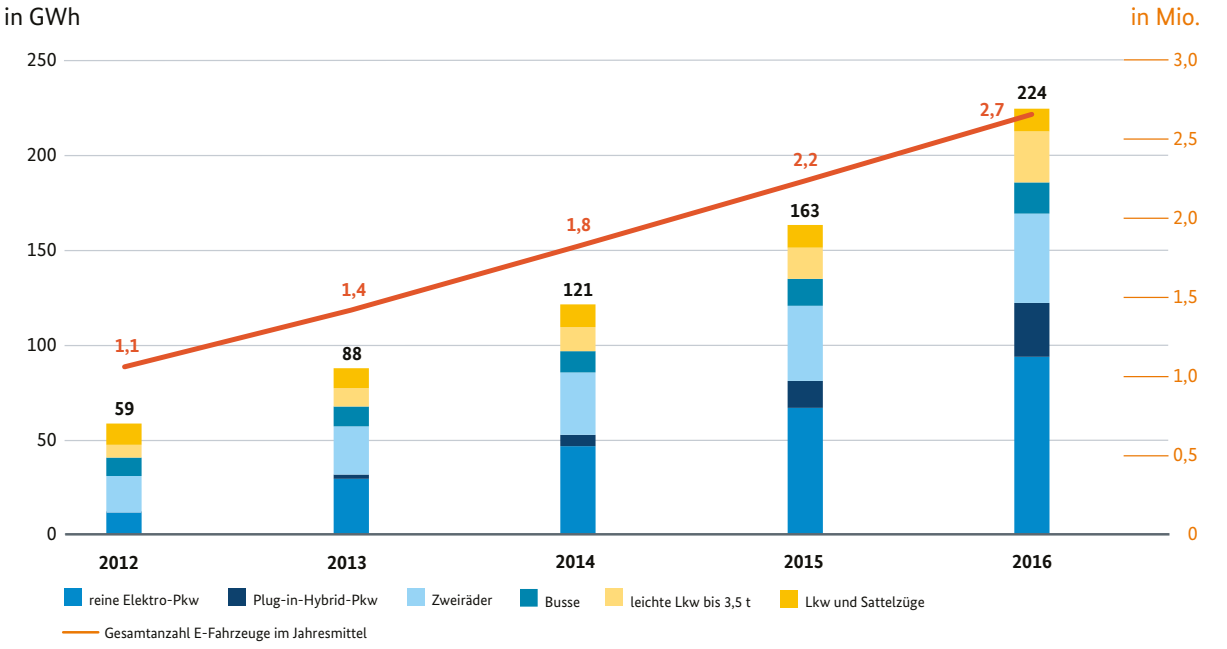
Die Zahl der Elektro- und Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge auf deutschen Straßen ist auch im Jahr 2016 weiter gestiegen. Gleichwohl steht Deutschland bei der Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe mit Ausnahme des Schienenverkehrs noch ganz am Anfang (siehe Kapitel 7). Nichtsdestoweniger ist der

Abbildung 13.1: Anzahl und Stromverbrauch von Wärmepumpen
in GWh



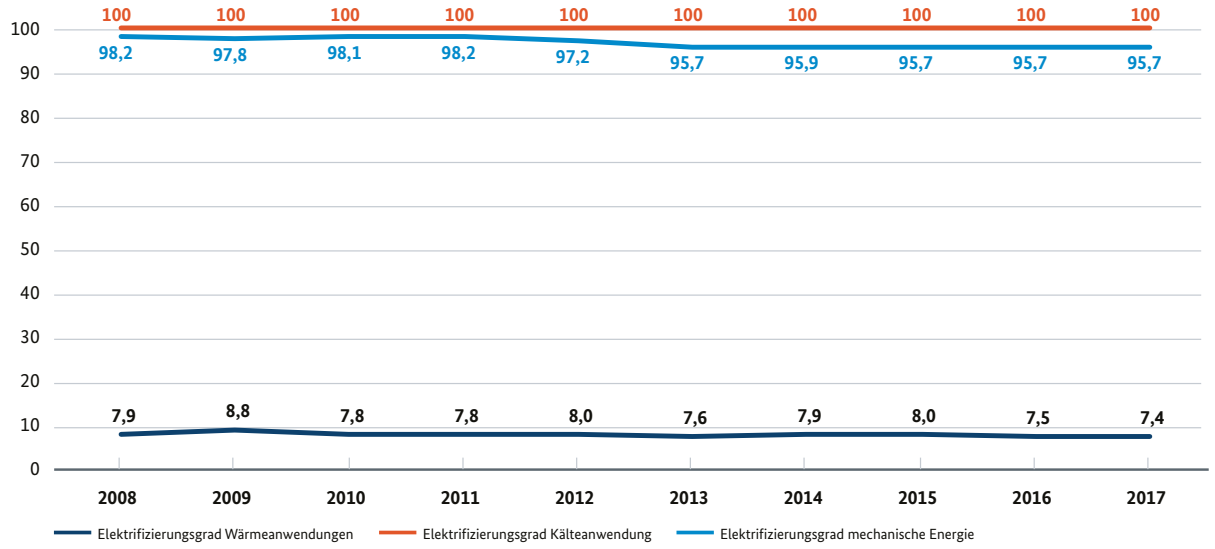
Quelle: UBA/AGEE-Stat auf Basis ZSW und Geothermie Zentrum Bochum 02/2019

Abbildung 13.2: Anzahl und Stromverbrauch von ein- und mehrspurigen Elektrofahrzeugen
in GWh



Quelle: UBA TREMOD 5.64 05/2017, betrachtet werden rein elektrische Antriebe und Plug-in-Hybrid-Antriebe

Abbildung 13.3: Elektrifizierungsgrad in der Industrie
in Prozent



Quelle: AGEB 11/2018

Stromverbrauch durch Elektromobilität bezogen auf ein- und mehrspurige Fahrzeuge gegenüber dem Vorjahr um knapp 37 Prozent auf rund 224 GWh im Jahr 2016 gestiegen (siehe Abbildung 13.2). Durch den steigenden erneuerbaren Anteil im Stromsektor nahm damit auch der verkehrsbedingte Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien zu. Nach Berechnungen des TREMOD-Modells des UBA ist der Stromverbrauch im Schienenverkehr zwischen 2008 und 2016 hingegen um rund vier Prozent zurückgegangen. Die Bundesregierung setzt sich dafür ein, dass es im Bereich der alternativen Antriebstechnologien weiter vorangeht (vgl. Kapitel 7.2).

Der Stromanteil am Endenergieverbrauch der Industrie ist im Jahr 2017 um 2,5 Prozent gestiegen und lag mit 836 PJ bei etwa 31 Prozent am Gesamtverbrauch. In den hier betrachteten Jahren ist dabei keine grundlegende Veränderung in der Struktur des Energieverbrauchs nach Anwendungsbereichen oder nach Energieträgern zu verzeichnen: Während der Elektrifizierungsgrad für Kälteanwendungen über die Jahre unverändert bei 100 Prozent und für mechanische Anwendungen bei rund 95 Prozent lag, pendelte der Anteil des Stroms für Wärmeanwendungen um die sieben Prozent. Für diese Art der Industrieprozesse werden noch immer vornehmlich Gase verwendet, gefolgt von Kohlen. Der Stromverbrauch der Industrie im Jahr 2017 von 836 PJ entfällt damit zu 68 Prozent (567,5 PJ) auf mechanische Anwendungen, zu 17,5 Prozent (146,7 PJ) auf Wärme (vorwiegend Prozesswärme) und zu 6,7 Prozent (55,6 PJ) auf Kälteanwendungen.

Die Sektorkopplung ist als eine wichtige Option zur Erreichung der Energie- und Klimaziele, Gegenstand vielfältiger Fördermaßnahmen. So fördert die Bundesregierung mit verschiedenen Programmen innovative Technologien, die die Sektorkopplung ermöglichen, so z. B. im Marktanreizprogramm für Wärme aus erneuerbaren Energien, dem CO_2-Gebäudesanierungsprogramm und dem Förderprogramm Wärmenetzsysteme 4.0. Für das SINTEG-Programm wurde u. a. eine Verordnung mit Experimentieroptionen geschaffen, die es den Teilnehmern am Programm erleichtert, die Sektorkopplung praktisch zu erproben (SINTEG-Verordnung).

Eng verknüpft mit der Sektorkopplung ist der „Dialogprozess Gas 2030". Dort geht es auch um die Frage, ob und wie stark erneuerbarer Strom langfristig eingebunden werden kann (siehe Kapitel 9).

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Sektorkopplung

- Marktanreizprogramm für Wärme aus erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 6)
- Umweltbonus Elektromobilität (siehe Kapitel 7)
- Wärmepumpen-Förderung
- Niedertemperaturwärmenetze mit Saisonalwärmespeicher
- Förderung von innovativen KWK-Systemen im KWKG
- SINTEG-Verordnung

13.1.2 Wärmewende

Der Wärmesektor macht mehr als die Hälfte des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs aus. Auf den Gebäudebereich entfallen dabei mehr als 3.200 PJ, auf Prozesswärme im Industriebereich rund 1.800 PJ. Gleichzeitig liegen hier erhebliche Potenziale für Effizienzsteigerungen sowie den Einsatz erneuerbarer Energien.

Der bisherige Zubau erneuerbarer Energien ist bislang vor allem im Stromsektor erfolgt. Ein starker Ausbau der Wärmeerzeugung direkt mit Strom (Power-to-Heat) würde jedoch zu einer Vervielfachung des deutschen Stromverbrauchs führen. Direkt erzeugte Wärme aus erneuerbaren Energien reduziert hingegen ebenso wie Effizienzsteigerungen den Ausbaubedarf für Erzeugungs- und Netzkapazitäten im Stromsektor. Mehr Effizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien trägt dazu bei, die Energie- und Klimaziele für das Jahr 2030 zu erreichen und die Energiewende insgesamt effizienter und kostengünstiger zu gestalten.

Wärmenetzen kommt eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung zu. Sie bieten die Möglichkeit, unterschiedliche Technologien zur CO_2-Reduktion – wie z. B. Geo- und Solarthermie, Großwärmepumpen oder Abwärmenutzung – kombiniert einzubinden. Gleichzeitig können sie selbst als Wärmespeicher dienen und somit die für die Transformation zu einer energiewendetauglichen Wärmeversorgung notwendige Flexibilität bereitstellen. Insbesondere in dicht bebauten urbanen Quartieren und bei historischen Ortskernen mit baulichen Restriktionen ermöglicht die leitungsgebundene Wärmeversorgung von Gebäuden, hohe Anteile erneuerbarer Energien einzubinden sowie Abwärme aus Industrie- oder Gewerbebetrieben zu nutzen. Zudem können über Wärmenetze erneuerbare Energien besonders effizient bereitgestellt werden, da mehrere Gebäude oder Wohnquartiere gleichzeitig versorgt werden. In Verbindung mit großen Wärmespeichern machen Wärmenetze es möglich, erneuerbare Wärme bezahlbar saisonal zu speichern.



Im Juli 2017 ist das Förderprogramm „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“ gestartet. Mit dem Programm wurde erstmals eine systemische Förderung im Bereich der Wärmeinfrastruktur eingeführt, die nicht allein Einzeltechnologien und -komponenten, sondern Gesamtsysteme in den Blick nimmt und so die Erschließung von Kostensenkungs- und Effizienzpotenzialen auf systemischer Ebene erlaubt. Gefördert werden dabei Machbarkeitsstudien sowie Umsetzungskosten von Wärmenetzen, welche sich durch hohe Anteile erneuerbarer Energien, die effiziente Nutzung von Abwärme sowie ein deutlich niedrigeres Temperaturniveau im Vergleich zu klassischen Wärmenetzen auszeichnen. Das niedrige Temperaturniveau minimiert Energieverluste, erhöht die Erträge aus Erneuerbaren-Wärmeerzeugungsanlagen wie Wärmepumpen und Solarthermieanlagen und macht diese energie- und kosteneffizienter. Solche innovativen Systeme können durch die Kombination von Wärmepumpen und saisonalen Großwärmespeichern darüber hinaus zusätzliche Flexibilität für den Strommarkt bieten und der Sektorkopplung zum Durchbruch verhelfen, indem sie es ermöglichen, zusätzliche Lasten effizient und strommarktdienlich zu schalten und Energie langfristig zu speichern.

Weitere Anreize für eine CO_2-arme Wärmeversorgung sollen mit der erstmals im Juni 2018 erfolgten Ausschreibung für innovative KWK-Systeme geschaffen werden. Diese bestehen aus einer Kombination von erneuerbar erzeugter Wärme und elektrischem Wärmeerzeuger (z. B. Zusammenspiel einer abfallbefeuerten KWK-Anlage und einer Wärmepumpe). Die innovativen KWK-Systeme sollen zeigen, wie KWK-Anlagen künftig erneuerbare Wärme und erneuerbaren Strom integrieren können, indem sie doppelt flexibel reagieren: In Zeiten hoher Einspeisung von Wärme aus erneuerbaren Energien wird die Wärmeproduktion der KWK-Anlage reduziert und es werden somit Brennstoffe und Emissionen eingespart. In Zeiten hoher Einspeisung

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Wärmewende

- Förderprogramm „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“
- Ausschreibung für innovative KWK-Systeme
- Wärmepumpen-Förderung (siehe Kapitel 9)



von Strom aus erneuerbaren Energien reduziert die KWK-Anlage die Stromproduktion und spart Brennstoffe und Emissionen. Bei sehr großem Angebot von Strom aus erneuerbaren Energien und damit niedrigen oder negativen Börsenpreisen kann zusätzlich der elektrische Wärmeerzeuger den Strommarkt entlasten. Die Technologie verwandelt starre, wärmebedingte Mindesterzeugung in flexible Stromnachfrage. Zur Lösung von akuten Netzengpässen wird die Technologie auch im Rahmen der Regelung „Nutzen statt abregeln“ eingesetzt.

13.1.3 Digitalisierung der Energiewende

Die Digitalisierung verändert die Strukturen des Energiesektors erheblich:

- Digitalisierung macht Komplexität gestaltbar. Eine Vielzahl von Erzeugern und Verbrauchern wird zu aktiven Teilnehmern am Energiemarktgeschehen. Die digitale Vernetzung ist Grundvoraussetzung für den Betrieb des dezentral organisierten Energieversorgungssystems der Zukunft, einschließlich der optimalen Integration der erneuerbaren Energien in das Stromsystem. Sie ist unverzichtbar, um flexible Verbraucher sicher in das Netz zu integrieren und den Netzausbaubedarf auf ein verträgliches Maß zu reduzieren.

- Grundlage für die Digitalisierung der Energiewende ist die Einführung intelligenter Messsysteme. Herzstück ist das vom BSI zertifizierte Smart-Meter-Gateway. Dieses ist eine breit einsetzbare Plattform für alle energiewenderelevanten Anwendungen. Damit werden höchste Datenschutz- und Datensicherheitsstandards erfüllt.

- Digitalisierung ermöglicht Verbrauchern, in größerem Maße als bisher individuell zu bestimmen, wie, wo und wann sie Energie produzieren oder konsumieren. Sie ermöglicht eine leichtere und genauere Messung von Energieverbräuchen, wodurch sie erheblich zur Steigerung der Energieeffizienz beitragen kann.

- Digitalisierung macht die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle sowie die Senkung von Transaktionskosten bei administrativen Prozessen und von Systemkosten möglich.

Damit wird die Digitalisierung zu einem entscheidenden Treiber für die Energiewende. Richtig ausgestaltet, kann sie entscheidend zu Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Nachhaltigkeit in der Energieversorgung beitragen. Die Digitalisierung betrifft alle Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette – Erzeugung, Netze, Handel, Vertrieb und Verbrauch. Ziel ist eine vernetzte Wertschöpfungskette. Intelligente Vernetzung und Steuerung von Erzeugung und Verbrauch auf der Grundlage von innovativen digitalen Technologien sind wesentliche Voraussetzungen für den Start der digitalen Transformation in der Energiewirtschaft. Wenn es gelingt, in Deutschland attraktive Rahmenbedingungen für die Anwendung digitaler Technologien im Energiesektor zu schaffen, eröffnet dies deutschen Unternehmen erhebliche wirtschaftliche Chancen. Aus diesem Grund hat die Bundesregierung in den vergangenen Jahren zahlreiche Maßnahmen zur Digitalisierung der Energiewende auf den Weg gebracht.

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) etabliert einen klaren Rechtsrahmen für die Digitalisierung der Energiewende. Der Bedarf zum Austausch von Daten wird im Energiesektor enorm zunehmen. Es gilt, Millionen von Erzeugungsanlagen, Ladepunkten für Elektromobile, Wärmepumpen und Speicher sicher und zuverlässig in das Stromnetz von morgen zu integrieren. Der Um- und Ausbau unserer Stromnetze soll dabei auf das unbedingt erforderliche Maß beschränkt werden. Daher ist die wichtigste staatliche Aufgabe, einen Rahmen für diesen Datenaustausch zu setzen, der Sicherheit, Interoperabilität zwischen verschiedenen IT-Systemen und innovative Lösungen möglich macht. Dem dient das im Jahr 2016 in Kraft getretene Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) mit seinen Eckpfeilern Standardisierung, Datenschutz und Datensicherheit, Investitionssicherheit sowie Akzeptanz.

Intelligente Messsysteme dienen nach dem GDEW künftig spartenübergreifend (Strom, Wärme, Gas und Wasser) und im Sinne der Sektorkopplung (einschließlich Elektromobilität, Wärme, Smart Home) als Kommunikationsplattform für den Datenaustausch. Sie bestehen aus modernen Messeinrichtungen („digitalen Zählern“) und einem Smart-Meter-Gateway. Dieses bindet Zähler, Erzeugungsanlagen, Ladepunkte und vieles mehr in Kommunikationsnetze ein. Smart-Meter-Gateways verfügen über die Möglichkeit der bidirektionalen Kommunikation, d. h., dass über sie auch Steuerungssignale an Verbrauchseinheiten übermittelt werden können. Als Kommunikationsplattformen des intelligenten Netzes stellen Gateways damit die entscheidende Infrastruktur für die Digitalisierung dar. Smart-Meter-Gateways nach dem GDEW sollen schließlich auch als Infrastruktur über den Energiebereich hinaus wirken können. Deshalb sollen die Systeme über die technische Möglichkeit verfügen, sog. Mehrwertdienste zu administrieren. Damit sind Funktionen gemeint, die nicht unmittelbar der Energieversorgung zuzuordnen sind, z. B. im Smart-Home-Bereich.

Kernstück des GDEW ist das Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG). Als neues Stammgesetz tritt es selbständig neben EnWG, EEG und KWKG und enthält die grundlegenden Regelungen für die Digitalisierung. Ein zentrales Element des Gesetzes sind strenge Regeln zum Schutz personenbezogener Daten. So ist gesetzlich festgelegt, welche Marktteilnehmer welche Daten zu welchen Zwecken verwenden dürfen. Die Datenschutzregeln des GDEW wurden von Anfang an im Einklang mit der europäischen Datenschutz-Grundverordnung und in Abstimmung mit dem Bundesbeauftragten für den Datenschutz und die Informationsfreiheit entwickelt.

Der Betrieb kritischer Infrastruktur wie der Stromversorgung erfordert höchste Ansprüche an die IT-Sicherheit der eingesetzten Systeme. Das Energiesystem darf bei der weiteren digitalen Transformation nicht anfälliger, etwa für Hackerangriffe, werden. Aus diesem Grund werden Smart-Meter-Gateways einem umfangreichen Zertifizierungsprozess durch das Bundesamt für die Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) unterworfen. Die Implementierung geeigneter Schutzmaßnahmen stellt einen entscheidenden Faktor dar, um die Versorgungssicherheit auch bei einem höheren Digitalisierungsgrad zu gewährleisten. Ein erster Hersteller hat das Zertifizierungsverfahren erfolgreich durchlaufen und erste Messstellenbetreiber haben den Einbau zertifizierter Gateways eingeleitet. Sobald drei Gateways unterschiedlicher Hersteller durch das BSI zertifiziert wurden, kann der gesetzliche Roll-out intelligenter Messsysteme als digitale Infrastruktur für die Energiewende beginnen.

Das BMWi hat mit dem im Oktober 2017 gestarteten Projekt „Digitalisierung Energiewende: Barometer und Topthemen“ ein eigenständiges Monitoring des Digitalisierungsprozesses aufgesetzt. Ein jährliches Barometer gibt einen Überblick über die Fortschritte bei der Implementierung des GDEW. Zusätzlich werden Gutachten zu zentralen Fragen („Topthemen“) erstellt: Wie werden Verbraucher über die Digitalisierung zum Akteur der Energiewende? Welche Geschäftsmodelle bietet die digitalisierte Energiewelt? Wie kann Netzregulierung auf Basis des Messstellenbetriebsgesetzes die Flexibilisierung der leitungsgebundenen Energieversorgung und die Sektorkopplung mit den Bereichen Wärme und Verkehr weiter unterstützen? Sind TK-Infrastruktur und TK-Regulierung für das Smart Grid gerüstet? Zum Barometer gibt es einen Beirat mit Experten aus verschiedenen Branchen; darüber hinaus werden in das



Gesamtprojekt die Arbeitsgemeinschaft intelligente Netze und Zähler der Plattform Energienetze eng eingebunden.

Das erste Barometer wurde im Januar 2019 veröffentlicht. Es hält fest, dass Fortschritte bei einzelnen Aspekten der Digitalisierung im Energiesektor erreicht wurden. So wurde mit der erstmaligen Zertifizierung eines Smart-Meter-Gateways ein wichtiger Zwischenschritt für den Start des verpflichtenden Roll-outs intelligenter Messsysteme erreicht (EY, 2019).

Zugleich sehen die vom BMWi beauftragten Gutachter noch weiteren Nachholbedarf bei der Umsetzung des System- und Plattformgedankens des GDEW. Das GDEW werde von Wirtschaft und Behörden zu langsam umgesetzt. Das volle Potenzial für Energie- und Verkehrswende werde derzeit nicht ausgeschöpft. Gefordert wird ein neues Denken und Handeln aller Akteure über Sparten, Wertschöpfungsstufen und Zuständigkeiten hinaus. Unternehmen, Verbände und Behörden verharrten zu stark in alten Strukturen und müssten stärker über Branchen, Sparten und Zuständigkeiten hinaus die Digitalisierung gemeinsam vorantreiben. Hierzu bedürfe es unter anderem eines zentralen, übergreifenden Projektmanagements. Die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für den Roll-out erfolge bislang relativ isoliert in den verschiedenen Fachverbänden, Normungsgremien oder Behörden. Dadurch bestehe die Gefahr, dass „Silos“ entstünden, die suboptimale Lösungen entwickelten. Alternativlösungen zu den Smart-Meter-Gateways, die derzeit in den Markt gebracht werden, würden häufig nicht die hohen Anforderungen an IT-Sicherheit und Interoperabilität, wie vom GDEW vorgesehen, erfüllen. Ein wichtiger Schritt hin zu einer besseren Abstimmung zwischen den Akteuren sei es, den Ausschuss Gateway-Standardisierung nach § 27 MsbG einzurichten und ein übergeordnetes Projektmanagement vorzusehen.

Durch die Verbreitung der Elektromobilität und weiterer flexibler Verbrauchseinrichtungen (z. B. Heimspeicher, Wärmepumpen) können erhebliche Belastungen auf die Verteilernetze zukommen. Richtig genutzt bieten diese neuen, flexiblen Lasten jedoch das Potenzial, einen Gegenpol zu den volatilen erneuerbaren Erzeugern zu bilden und die Stabilität des Stromsystems zu erhöhen. Auf diese Weise lassen sich die vorhandenen Netze besser auslasten und der notwendige Ausbau begrenzen. Die digitale Kommunikation in einem solchen Smart Grid ist einer der zentralen Anwendungsfälle für intelligente Messsysteme. Das BMWi erarbeitet derzeit ein Regelungskonzept, welches die Vorteile der Digitalisierung für Flexibilisierung der Verteilernetze, Sektorkopplung und Netzintegration der Elektromobilität nutzt. Dieses Konzept soll als Grundlage für die Diskussionen zu den notwendigen Weiterentwicklungen des Rechtsrahmens in der zweiten Jahreshälfte 2019 dienen.

Seit Anfang 2017 sind moderne Messeinrichtungen im Markt verfügbar. Dies hat die deutliche Entwicklung weg von elektromechanischen Zählern (Ferraris-Zähler) verstärkt. Moderne Messeinrichtungen sind nach § 2 Nr. 15 MsbG digitale Zähler, die über ein Smart-Meter-Gateway sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden können. Solche Einrichtungen werden mittlerweile an rund 560.000 Zählpunkten eingesetzt (BNetzA, BKartA, 2018c). Im Jahr 2016 waren lediglich rund 50.000 solcher Messeinrichtungen im Einsatz.

Neben der Etablierung einer digitalen Kommunikationsstruktur ermöglicht die Bundesregierung ein Testumfeld für digital vernetzte Lösungen für das Energiesystem der Zukunft. Mit dem Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) wurden im Jahr 2017 Reallabore für die intelligente Energieversorgung der Zukunft geschaffen. In fünf großflächigen Modellregionen wird die intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch sowie Markt und Netz entwickelt und demonstriert. Die in der Realität erprobten massentauglichen Lösungen sollen später breit umgesetzt und die gemachten Erfahrungen für die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens genutzt werden (siehe Kasten S. 190).

In den ersten beiden Jahren des SINTEG-Programms standen Aufbauarbeiten für eine Vielzahl innovativer Projekte im Vordergrund. Dabei sind u. a. zwei Plattformen erstmalig getestet worden, auf denen die Bereitstellung von Flexibilität, bislang vorrangig im industriellen Bereich, gehandelt werden kann. Ziel ist es, über die Anpassung von Energieverbräuchen Netzengpässe zu vermeiden. In der verbleibenden Projektlaufzeit bis Ende 2020 werden Erfahrungen in einer Vielzahl unterschiedlichster Testanwendungen gesammelt.

Digitalisierung ermöglicht zudem eine Steigerung der Energieeffizienz mittels innovativer Geschäftsmodelle sowie durch bessere Information von Verbrauchern und Planern. Es entstehen neue Möglichkeiten der Analyse, Nutzerinformation und Entwicklung darauf basierender Dienstleistungen für Energieeffizienz, die in dieser Form zuvor nicht möglich oder zu teuer waren. So fördert zum Beispiel das im Mai 2016 gestartete „Pilotprogramm Einsparzähler“ innovative IT-basierte Pilotprojekte zur Verminderung des Energieverbrauchs auf Grundlage von Energiedienstleistungen, die auf digitaler Erhebung und Verarbeitung von Energieverbrauchsdaten beruhen.

Zwei Jahre nach dem Start hat sich rund um das Programm eine lebhafte Gründer- und Start-up-Szene etabliert. Dazu gehören aktuell rund vier Dutzend digitale Plattformen und Energiespardienstleistungen. Allen ist gemeinsam, dass sie die Energiespar-Maßnahmen als Geschäftsmodell entwickeln und so die Lücke zwischen Forschung und Anwendung schließen. So sollen Kunden aus den Bereichen Privathaushalte, Gewerbe, Dienstleistungen, Produktion, Gebäude

Das SINTEG-Programm: „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“

SINTEG
SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE

Mit dem SINTEG-Programm werden in **fünf großen Modellregionen** – sog. „Schaufenster“ – mit **über 300 Unternehmen** und weiteren Akteuren Lösungen für technische, wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen für das intelligente Energiesystem der Zukunft entwickelt und demonstriert. Dabei stehen insbesondere sichere, effiziente und massengeschäftstaugliche Verfahren, innovative Technologien sowie Marktmechanismen für flexible, intelligente Netze und Märkte im Fokus. Schwerpunkt ist die **Digitalisierung des Energiesektors**.

Ziel des Programms ist zudem das Sammeln von Erfahrungen aus der Praxis für die zukünftige Weiterentwicklung des Rechtsrahmens. Hierfür hat die Bundesregierung die am 21. Juni 2017 in Kraft getretene **SINTEG-Verordnung** mit zeitlich befristeten „Experimentieroptionen“ beschlossen. Durch die Verordnung erhalten die SINTEG-Teilnehmer die Möglichkeit, ohne wirtschaftliche Nachteile neue Technologien, Verfahren und Geschäftsmodelle zu testen, bspw. zur Digitalisierung und Sektorkopplung Strom-Wärme. SINTEG wird damit zum „**Reallabor**“ für die intelligente Energieversorgung der Zukunft und die Bundesregierung erhält in der Realität erprobte Hinweise für zukünftige Anpassungen des Rechtsrahmens.

Das BMWi fördert die fünf SINTEG-Schaufenster mit über 200 Millionen Euro. Zusammen mit zusätzlichen privaten Investitionen der beteiligten Unternehmen werden insgesamt über 500 Millionen Euro in die Digitalisierung des Energiesektors investiert.

Die Projekte sind zum 1. Dezember 2016 bzw. 1. Januar 2017 gestartet und haben eine Laufzeit von vier Jahren. Die fünf Schaufenster haben jeweils einen eigenen thematischen Schwerpunkt:

- **„C/sells: das Energiesystem der Zukunft im Solarbogen Süddeutschland“**
  C/sells demonstriert massentaugliche Musterlösungen in den Sonnenländern Bayern, Baden-Württemberg und Hessen. Das „C“ in C/sells steht für autonom handelnde, regionale Zellen, die im überregionalen Verbund interagieren. Dieser zelluläre Ansatz erlaubt die Flexibilisierung des Energiesystems mit Kopplung einer Vielzahl intelligenter Liegenschaften, Quartiere und Städte über eine digitale Infrastruktur, ohne die Stabilität des Gesamtsystems zu gefährden.

- **„Designnetz: Blaupause für die Energiewende“**
  Im Schaufenster „Designnetz“ in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland sollen Lösungen aufgezeigt werden, wie dezentral bereitgestellte Energie (gemischt Sonne und Wind) für die Versorgung von (industriellen) Lastzentren genutzt werden kann. Das Ziel von DESIGNETZ ist es, den passenden Rahmen und funktionierende Lösungen für die künftige Energieversorgung mit Millionen von Kleinerzeugungsanlagen zu entwickeln, die fluktuierend Strom aus erneuerbaren Energiequellen in das Verteilnetz einspeisen.

- **„enera: Energie intelligent vernetzen“**
  Das Schaufenster „enera“ in Niedersachsen möchte den Wandel des Energiesystems von einem statischen und zentralen zu einem dynamischen demonstrieren. Mithilfe eines systemischen Ansatzes wird die durchgehende Digitalisierung und technische Flexibilisierung des Energiesystems durch das Zusammenspiel innovativer Lösungen in den Gebieten Netz, Markt und Daten erprobt. In der Modellregion wurde schon im Jahr 2016 mit einem erneuerbaren Stromanteil von 235 Prozent deutlich mehr regenerative Energie erzeugt als verbraucht.

- **„NEW 4.0: Norddeutsche EnergieWende“**
  Das Projekt will großflächig demonstrieren, wie die Modellregion mit ihren 4,8 Millionen Einwohnern (Schleswig-Holstein und Hamburg) bereits 2035 zu 100 Prozent versorgungssicher, kostengünstig, umweltverträglich und gesellschaftlich akzeptiert mit erneuerbaren Energien versorgt werden kann. Gleichzeitig sollen weite Teile des Wärme- und Mobilitätssektors mit erneuerbaren Energien gespeist werden. Hierdurch sollen die CO_2-Emissionen um 50 bis 70 Prozent reduziert werden.

- **„WindNODE: Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands“**
  Das Schaufenster „WindNODE“ umfasst die fünf ostdeutschen Länder und Berlin. WindNODE will demonstrieren, wie große erneuerbare Erzeugungskapazitäten in einem digital vernetzten Versorgungssystem volkswirtschaftlich effizient zur rechten Zeit am rechten Ort sektorübergreifend nutzbar gemacht werden können. Hierfür sollen innovative Produkte und Dienstleistungen entwickelt werden, mit denen das klassische Geschäft des mengenbasierten Energieabsatzes abgelöst wird.

und Industrie sowie öffentlicher Dienst, Vereine und Kirchen mit „Einsparzählern“ ausgestattet werden. Diese Systeme machen alle Energieverbräuche eines Gebäudes über eine digitale Plattform transparent und ermöglichen eine einheitliche Steuerung. Im Jahr 2018 wurde das Pilotprogramm Einsparzähler auf insgesamt 69 Millionen Euro aufgestockt. Im März 2019 wurden das Programm novelliert sowie nochmals die Mittel aufgestockt, um die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle sowie Energieeffizienzdienstleistungen künftig noch stärker anzureizen (siehe auch Kapitel 5).

Mit der novellierten Förderbekanntmachung „Pilotprogramme Einsparzähler“ werden digitale Plattformen und smarte Dienstleistungen für Energieeffizienz und die Energiewende gefördert. Die Innovationsprojekte bestehen typischerweise aus der Neuentwicklung von Hard- und Software sowie aus der Entwicklung und Anwendung von digital gestützten Dienstleistungen zum Energiesparen beim Kunden. Zu den wesentlichen, mit der Novelle eingebrachten Änderungen gehören u. a. die Anhebung der maximalen Förderhöhe von einer auf zwei Millionen Euro, die Erhöhung des Anteils der Förderung, welcher nur nach Nachweis eingesparter Energiemengen ausgezahlt wird, von 50 Prozent auf 75 Prozent sowie die besondere Förderung von Leuchtturmprojekten zur Stärkung des Marktes zur Finanzierung von Energieeffizienz.

Im Gebäudesektor kommt es darauf an, möglichst schon im Planungsprozess die Potenziale der Digitalisierung zur Anwendung zu bringen. Mit dem Building Information Modeling (BIM) wird die energetische Optimierung unterstützt und werden transparente und verständliche Lösungen für alle energetisch relevanten Anlagenprozesse möglich.

Im Gebäudebetrieb können intelligente Gebäudeautomation und Energiemanagementsysteme die Energieeffizienz steigern und gleichzeitig den Wohnkomfort erhöhen (Smart Home). Neben laufenden Informationen über Energieverbräuche und erzielte Einsparungen bietet auch eine gezielte Ansteuerung der Heizung oder Klimaanlage in Abhängigkeit der Anwesenheit oder anhand von Nutzungsprofilen große Effizienzpotenziale. Das vom BMWi finanzierte KfW-Programm zur CO_2-Gebäudesanierung bietet daher vielfältige Fördermöglichkeiten für den Einsatz digitaler Mess-, Steuer- und Regelungstechnik sowie weiterer Maßnahmen zur Gebäudeautomation. Beim KfW Effizienzhaus 40 Plus ist ein Benutzerinterface, das in jeder Wohneinheit Stromerzeugung und Stromverbrauch visualisiert, Fördervoraussetzung.

Auf europäischer Ebene werden zusätzliche Maßnahmen auf den Weg gebracht, um die Fähigkeiten im Gebäudesektor im Hinblick auf die intelligente Erfassung und Steuerung von Energieverbräuchen zu stärken. Auf Grundlage

Pilotprogramme Einsparzähler: Entwicklung und Anwendung digitaler Energiespar-Assistenten fördern

Mit dem Einsparzähler-Programm werden Pilotprojekte und digitale Plattformen für die Energiewende gefördert. Die beteiligten Akteure suchen und entwickeln digitale Lösungen für technische und wirtschaftliche, als Geschäftsmodell skalierbare digitale Energiespar-Plattformen. Das BMWi stellt für die Förderung insgesamt 170 Millionen Euro über den Förderzeitraum 2016 bis 2022 bereit. Die Projekte haben eine Laufzeit von fünf Jahren und setzen – je nach Antragsteller, gewählter Zielgruppe und entwickelter digitaler Plattform – einen jeweils eigenen Schwerpunkt. Die Einsparpotenziale betragen je nach Zielgruppe und Einzelfall bis zu zehn Prozent, in Einzelfällen sind auch zum Teil deutlich größere Einsparpotenziale realisierbar. In den Pilotprojekten werden unterschiedliche Innovationskategorien und Ansätze für digitale Energie-Dienstleistungen verfolgt:

- Eine Gruppe von Projekten konzentriert sich auf branchenspezifische Energiespar-Dienstleistungen und entwickelt passgenaue Lösungen für ihre Kunden, zum Beispiel aus den Bereichen Krankenhäuser, Hotels und Gaststätten. Analyse-, Beratungs- sowie zum Teil auch Wartungs- und Finanzierungsdienstleistungen werden für die Bedürfnisse dieser Kundengruppen entwickelt und angeboten.
- Eine zweite Gruppe strebt an, integrierte digitale Systeme zu schaffen. Dabei werden erneuerbare Stromproduktion und -lieferung gemeinsam mit Effizienzmaßnahmen und einer automatischen Verbrauchssteuerung zu einer gemeinsamen Energiedienstleistung gebündelt.
- Eine dritte Gruppe strebt die Integration mehrerer Systeme und Energieträger in einer gemeinsamen digitalen Plattform an und möchte mittels digitaler „Sektorkopplung“ den Energieverbrauch an den volatil erzeugten erneuerbaren Strom anpassen.

Seit dem Jahr 2016 hat das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle für das BMWi mehr als 50 Pilotprojekte zum Energiesparen bewilligt. Gefördert werden zum Beispiel Projekte zur digital gestützten und individualisierten Energieberatung in Echtzeit, automatisch schaltende „Energiespar-Assistenten“ oder innovative Gebäude- und Heizungstechnik, die individualisiert, wetterprognoseabhängig und durch künstliche Intelligenz gestützt arbeitet. Die geförderten Projekte ermöglichen den energieoptimierten Betrieb etwa von Büro- und Verkaufsflächen, Krankenhäusern, Schwimmhallen, Hotels und Restaurants oder industriellen Produktionsprozessen.

der im Juli 2018 in Kraft getretenen Novelle der Gebäuderichtlinie bereitet die Europäische Kommission derzeit in Zusammenarbeit mit den Mitgliedstaaten die Einführung eines optionalen Intelligenzfähigkeitsindikators vor. Eine grundlegende Studie zu Grundkonzeption und Bewertungsmatrix (Bewertungskriterien, Bewertungsbereiche u. a.) wurde im Sommer 2018 fertiggestellt. Eine vertiefende technische Studie läuft derzeit.

Die digitale Transformation der Wirtschaft und insbesondere die Digitalisierung von industriellen Produktionsprozessen entlang der gesamten Wertschöpfungskette, die so genannte Industrie 4.0, eröffnet ein großes Potenzial, Produktionsprozesse energieeffizienter und klimaschonend zu gestalten und so einen wichtigen Beitrag zum Energieeffizienzziel der Energiewende zu leisten. Die Bundesregierung unterstützt diese Anstrengungen mit Förderprogrammen für Investitionen in moderne Sensorik, Soft- und Hardware sowie smarte Effizienzlösungen. Konkrete Beispiele sind die Programme Autonomik für Industrie 4.0, E-Energy, Energieeffizienz in der Wirtschaft, SINTEG sowie die Kopernikus-Projekte für langfristige Forschungsfragen (siehe Kapitel 14).

Auch im Verkehrssektor kann die Digitalisierung Lösungen für eine bessere Steuerung und Optimierung von Energieverbräuchen ermöglichen. So wird mit dem automatisierten und vernetzten Fahren (AVF) die Mobilität im motorisierten Individualverkehr, im Güterverkehr und im öffentlichen Personenverkehr neu definiert. Automatisiertes und vernetztes Fahren ist eine Zukunftstechnologie an der Schnittstelle von Mobilität und digitalem Fortschritt, die einerseits zur Erhöhung der Verkehrssicherheit und -effizienz sowie zur Reduktion von mobilitätsbedingten Emissionen beitragen kann und aus der andererseits neue Geschäftsfelder in der Service- und Mobilitätswirtschaft entstehen können (siehe Kapitel 7). Besondere Dynamik ist derzeit in Deutschland in den Bereichen des „Car Sharings“ und des „Ride Hailings“ zu beobachten. Im urbanen Raum haben diese über Smartphone-Apps anzufordernden Mitfahrgelegenheiten ein neues Verkehrssegment etabliert.

Digitalisierung ist als Querschnittsthema mit besonderer Tragweite im 7. Energieforschungsprogramm fest verankert. Mit der Forschungsförderung sollen die vielfältigen Chancen der Digitalisierung, jedoch auch ihre Herausforderungen untersucht werden. Dabei können interdisziplinäre Bedarfe für Forschung und Entwicklung in Bereichen wie „Künstliche Intelligenz“, „IKT-Sicherheit“, „Simulationsmethoden“ oder „Robotik“ abgedeckt werden. Als Querschnittsthema wird Digitalisierung in allen Forschungsnetzwerken Energie adressiert. Wo sich innovative Ideen zur Digitalisierung der Energiewende mit den bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen nur schwer realisieren lassen, können die Reallabore der Energiewende in Einzelfällen einen Beitrag zur Erprobung neuer Technologien und Konzepte leisten. Im Februar 2019 wurde zu Reallaboren der Energiewende ein Ideenwettbewerb veröffentlicht. Spezifische Förderformate für Start-ups befinden sich in der Entwicklung, z. B. auf diese Zielgruppe zugeschnittene Antragsverfahren (siehe Kapitel 14).

Die Digitalisierung der Energiewende ist gestartet. Mit dem GDEW und dem SINTEG-Programm ist die Bundesregierung wichtige Schritte zur Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Digitalisierung im Stromsektor gegangen. Die Energiewende und die Verkehrswende brauchen indessen mehr als allein „intelligente Zähler“. Deshalb gilt es nun, über die



Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Digitalisierung der Energiewende

- Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW)
- Projekt „Digitalisierung der Energiewende: Barometer und Topthemen“
- Roadmap „Standardisierungsstrategie für die sektorübergreifende Digitalisierung nach dem GDEW“
- „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (siehe Kasten S. 190)
- Pilotprogramm Einsparzähler
- Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren (siehe Kapitel 7)
- Digitalisierung als Querschnittsthema des 7. Energieforschungsprogramms (siehe Kapitel 14)

bloße Verbrauchserfassung hinaus den Weg zu Smart Grid, Smart Mobility und Smart Home konsequent weiterzugehen und das volle Potenzial der Digitalisierung zu heben. Denn Anwendungen in diesen Bereichen profitieren von einer nach dem Prinzip „Datenschutz & IT-Sicherheit by Design“ gestalteten Kommunikationsplattform, für die es transparente Regeln zur Datenkommunikation gibt.

13.2 Ausblick

Durch Sektorkopplung können auch in Zukunft weitere Effizienzpotenziale erschlossen und der Einsatz von fossilen Energieträgern reduziert werden. Um das langfristige Ziel einer weitgehend treibhausgasneutralen Energieversorgung zu erreichen, wird es verstärkt auf solche Anstrengungen ankommen, um den gesamten Energiebedarf sektorübergreifend weiter zu reduzieren (Prinzip „Efficiency First“) und das Stromsystem noch flexibler zu gestalten. Auch für die Anwendungen, bei denen andere Optionen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen nur schwer umzusetzen sind (zum Beispiel im Luft- und Seeverkehrssektor oder einigen Industrieprozessen), bleiben Sektorkopplungstechnologien eine wichtige Option, um zur Erreichung der Energie-und Klimaziele beizutragen. Unter den bisherigen Rahmenbedingungen wird dieses Potenzial erkennbar nicht optimal ausgeschöpft. Darauf deutet zumindest die gemischte Bilanz der bisherigen Entwicklung hin. So hat die Bedeutung von Wärmepumpen zwar stark zugenommen, bei der Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe steht Deutschland aber mit Ausnahme des Schienenverkehrs noch am Anfang (siehe Kapitel 7 und 13.1.1).

Für die Wärmewende ist es eine Herausforderung, mit den Zielvorgaben der EU für das Jahr 2030 Schritt zu halten. Zielverpflichtungen für das Jahr 2030 ergeben sich für den Wärmebereich national u. a. aus den spezifischen Emissionsminderungszielen des Klimaschutzplans 2050 für Gebäude und Industrie (Prozesswärme und Prozesskälte) sowie auf EU-Ebene aus den im Rahmen des Legislativpakets „Saubere Energie für alle Europäer“ novellierten Effizienz-, Erneuerbaren-Energien- und Gebäuderichtlinien. Darin sind für die erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältesektor verpflichtend Maßnahmen vorgesehen, die geeignet sind, den Erneuerbaren-Anteil um 1,3 Prozent pro Jahr zu steigern. In Wärmenetzen soll der Erneuerbaren-Anteil um jährlich ein Prozent gesteigert werden (siehe auch Kapitel 3).

Die Potenziale digitaler Technologien werden sich in vielen Bereichen exponentiell entwickeln. Neue Technologien wie Blockchain, künstliche Intelligenz oder Quantencomputer können die Digitalisierung weiter unterstützen und perspektivisch neue Anwendungen und Wege der Analyse, Steuerung und Automatisierung ermöglichen. Dies wird erhebliche Auswirkungen auf Strukturen und Prozesse der Energiewirtschaft haben. Zahlreiche Unternehmen der Energiewirtschaft und Forschungseinrichtungen testen derzeit im Rahmen von Pilotprojekten die Anwendungsmöglichkeiten der Blockchain-Technologie, insbesondere im Energiehandel. Auch die KI-Strategie sowie die für Sommer 2019 angekündigte Blockchain-Strategie der Bundesregierung werden diese Entwicklungen weiter vorantreiben.

13.3 Schlussfolgerungen

Eine integrierte Entwicklung des Energiesystems ist essenziell für die Energiewende. Dafür müssen zeitig und mit Planungssicherheit die Rahmenbedingungen angepasst werden. So besteht im Bereich Forschung, Entwicklung und Demonstration erhebliches Potenzial, um Sektorkopplungstechnologien weiter voranzubringen. Auch um dieses Potenzial zu heben, legt das 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung einen Schwerpunkt auf die Verknüpfung der verschiedenen Sektoren, indem auch Technologien und Konzepte der Sektorkopplung erforscht werden sollen. Zudem steht beim laufenden Ideenwettbewerb „Reallabore der Energiewende“ der Förderbereich „Sektorenkopplung und Wasserstofftechnologien“ mit im Fokus (siehe Kapitel 14 und 16). Ferner werden verschiedene Sektorkopplungstechnologien bereits über bestehende Förderprogramme wie das MAP und die Industrieförderprogramme unterstützt. Die Attraktivität und Effektivität dieser Programme wird im Rahmen der BMWi-Förderstrategie noch verstärkt. Am Ende sollen die Sektorkopplungstechnologien zum Einsatz kommen, die sich wettbewerblich am Markt behaupten.

Blockchain – Potenzial und Herausforderungen

Die auf dezentraler Informationsspeicherung und -übertragung basierende Blockchain-Technologie gilt als eine potenzielle neue Basistechnologie der Digitalisierung. Sie hat Eigenschaften, die ein breites, sektorübergreifendes Feld an Anwendungsmöglichkeiten eröffnen. So könnte sie zu einer wichtigen Schlüsseltechnologie der Digitalisierung werden und disruptive Veränderungen des Wirtschafts- und Gesellschaftslebens mit sich bringen.

Die Anwendungsgebiete der Blockchain-Technologie sind sehr vielfältig, dazu zählt auch der Energiebereich. Ihr Potenzial liegt darin, direkte Vertragsbeziehungen zwischen Akteuren des Energiemarkts zu ermöglichen. In einem immer dynamischeren Energiemarkt sind hierfür unter anderem verlässliche und aktuelle Daten eine wesentliche Voraussetzung.

Solche Daten werden immer häufiger automatisiert von Maschinen bereitgestellt. Mithilfe der Blockchain-Technologie kann die Herkunft solcher Daten verifiziert und damit ihre Vertrauenswürdigkeit erhöht werden. Gleichzeitig können verschiedene Prozessschritte zwischen beteiligten Akteuren, wie z. B. Kommunikation oder sekundengenaue Abrechnung von Leistungen, automatisiert und beschleunigt werden, da die Blockchain ohne Intermediäre auskommt.

Bei Blockchain handelt es sich um eine vergleichsweise junge Technologie. Ihre Potenziale und Risiken können noch nicht abschließend beurteilt werden. Deshalb erfolgt derzeit eine breite Erprobung in Wirtschaft, Wissenschaft und Verwaltung.

Die aktuell von der dena veröffentlichte Studie „Blockchain in der integrierten Energiewende“ (dena, 2019) hat elf Anwendungsfelder in den Bereichen Asset- und Datenmanagement, Marktkommunikation und Handel (jeweils Strom) sowie Finanzierung genauer untersucht. Diese Felder hat die Studie hinsichtlich:

- der technischen Anforderungen,
- des ökonomischen Nutzens und
- des regulatorischen Einflusses

bewertet. Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass der Einsatz von Blockchain in einzelnen energiewirtschaftlichen Anwendungsfeldern unter wirtschaftlichen, technologischen und regulatorischen Gesichtspunkten einen Mehrwert für Unternehmen darstellen kann. Allerdings gilt es, diese Dimensionen stets gesondert zu bewerten und gegeneinander abzuwägen. Unbestritten bleibt: Die Blockchain-Technologie birgt grundsätzlich Potenzial – auch in volkswirtschaftlicher Hinsicht.

Um die Rahmenbedingungen für die Sektorkopplung zu verbessern, wird die Bundesregierung die Wirkung derzeit bestehender, hoheitlich veranlasster Energiepreisbestandteile in Form von Abgaben, Umlagen und Steuern überprüfen (siehe Kasten „CO_2-Preisreform und weitere Finanzierungsaspekte“ in Kapitel 3).

Die Bundesregierung wird die Wärmewende vorantreiben. Entsprechende Maßnahmen sollen u. a. ein wichtiger Bestandteil des für die Dekade 2021 – 2030 vorgesehenen Pakets NAPE 2.0 sein. Die Bundesregierung wird sich bei der Umsetzung der Wärmewende im Wesentlichen auf drei Bereiche konzentrieren:

- Aufbau und Modernisierung von Wärmenetzen
- Verbesserung der Energieeffizienz und des Einsatzes erneuerbarer Energien im Bereich Industrie und Gewerbe (siehe Kapitel 5)
- Maßnahmen zur CO_2-armen Gestaltung der Wärmeversorgung des Gebäudebereichs, insbesondere des Gebäudebestands (siehe Kapitel 6).

Die Wärmewende ermöglicht es, Wertschöpfung dort zu generieren, wo deutsche Unternehmen traditionell stark sind: bei technisch anspruchsvollen, systemisch klugen Lösungen. Weil der Wärmebereich stark von lokalen Gegebenheiten geprägt ist, wird die CO_2-arme Wärmeversorgung der Zukunft nicht ausschließlich auf einer Technologie basieren, sondern auf einem Mix aus verbesserter Energieeffizienz und verschiedenen Technologien wie Wärmepumpen, Geo- und Solarthermie sowie Speichern bestehen. So kann die notwendige Flexibilität bereitgestellt und gleichzeitig eine sichere Wärmeversorgung gewährleistet werden. Dabei muss insgesamt der Energieverbrauch im Wärmebereich deutlich gesenkt, die direkte thermische Nutzung erneuerbarer Energien verstärkt und der verbleibende Bedarf über Sektorkopplung gedeckt werden.

Neben dem Aufbau neuer, moderner und hocheffizienter Wärmenetze birgt auch die Modernisierung bestehender Wärmenetze großes Potenzial. Für die Zukunft gilt es daher ebenfalls, die Transformation bestehender Netze anzustoßen und diese für eine dekarbonisierte Wärmeversorgung auszulegen. Neben dem Schaffen von Anreizen durch Förderangebote im Effizienz- und Gebäudebereich (siehe

Kapitel 5 und 6) sieht die Förderstrategie „Energieeffizienz aus Wärme und erneuerbaren Energien“ des BMWi daher vor, eine eigene Fördersäule für Wärmeinfrastrukturen aufzubauen. In dieser soll – zusätzlich zum Programm „Wärmesysteme 4.0“ – ein Förderangebot für Bestandswärmenetze entwickelt werden, um diese zu modernisieren, effizienter zu gestalten und energiewendetauglich zu machen. Dazu gehört, erneuerbare Energien einzubinden und Abwärme zu nutzen.

Für die Digitalisierung gilt es insbesondere, das durch das GDEW geschaffene Potenzial für alle Bereiche der Energiewende auszuschöpfen. Smart-Meter-Gateways werden als Plattform für das durch erneuerbare Energien geprägte Energiesystem etabliert werden. Um das volle Potenzial von intelligenten Messsystemen für alle Einsatzbereiche zu heben, müssen technische Mindeststandards kontinuierlich fortentwickelt werden. Diesen Prozess beschreibt die „Standardisierungsstrategie für die sektorübergreifende Digitalisierung nach dem GDEW“ (Roadmap) von BMWi und BSI. Im Rahmen der Standardisierungsstrategie werden die notwendigen technischen Standards für Anwendungsfälle wie zum Beispiel dem netzdienlichen Einspeise- und Lastmanagement (Smart Grid) und der Elektromobilität (Smart Mobility) schrittweise so festgelegt, wie sie die sichere und effiziente Digitalisierung der Energiewende benötigt. Das Messstellenbetriebsgesetz als Teil des GDEW sieht die stufenweise Erweiterung von Smart-Meter-Gateways auf alle energiewenderelevanten Anwendungsfälle vor. Dazu müssen Mindeststandards entwickelt werden, die mit den Anforderungen der Energiewende Schritt halten, einen Mehrwert für die Verbraucher sichern, spartenübergreifend und im Sinne der Sektorkopplung funktionieren (insbesondere Wärme, Smart Home), Elektromobilität einbeziehen und für zukünftige Bedrohungsszenarien, z. B. Hackerangriffe, gewappnet sind. Die in enger Abstimmung mit den maßgeblichen Akteuren erarbeitete Roadmap wird kontinuierlich fortgeschrieben.

Durch die Förderung der Entwicklung und des Testens neuer digital gestützter Lösungen im Rahmen des SINTEG-Programms, des Einsparzähler-Programms und der Förderformate der Energieforschung sind Impulse für neue Lösungen und Geschäftsmodelle zu erwarten. Zudem wies der Energiesektor in den vergangenen Jahren eine signifikante Gründungsdynamik auf, wodurch sich neue Akteure am Markt etablieren. Das BMWi wird technologische Entwicklungen z. B. im Bereich Blockchain und die Entstehung neuer Geschäftsmodelle aktiv begleiten bzw. eng verfolgen, um bei Bedarf frühzeitig Ableitungen für regulatorische Anpassungen vorzunehmen. Außerdem sollen die Rahmenbedingungen für Start-ups in der Energiewirtschaft weiter verbessert werden mit dem Ziel, eine noch stärkere Gründungsdynamik und eine schnellere Skalierung von volkswirtschaftlich und systemisch sinnvollen Geschäftsmodellen für die integrierte Energiewende zu ermöglichen.



14 Energieforschung und Innovationen

Wo stehen wir?

Energieforschung hat eine Schlüsselfunktion für eine erfolgreiche Energiewende. Im Jahr 2017 hat die Bundesregierung rund eine Milliarde Euro im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms eingesetzt. Drei Viertel der Mittel sind in die Forschungsbereiche erneuerbare Energien und Energieeffizienz geflossen.

Das Energieforschungsprogramm der Bundesregierung legt Schwerpunkte auf Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Systemintegration (Netze, Speicher, Sektorkopplung) sowie übergreifende Themen wie Digitalisierung oder gesellschaftliche Fragestellungen.

Was ist neu?

Die Bundesregierung hat im September 2018 das 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“ beschlossen. Es adressiert mit einem ganzheitlichen Ansatz zur Förderpolitik aktuelle und sich abzeichnende Herausforderungen. Ein neuer Fokus liegt auf dem Technologie- und Innovationstransfer durch Reallabore der Energiewende. Als neue Fördersäule dienen diese zur Marktvorbereitung innovativer Lösungen. Der dynamische Praxistransfer wird durch die bessere Einbindung von Start-ups flankiert. Neben den zentralen Forschungsfeldern Energieeffizienz und erneuerbare Energien setzt das Programm neue Schwerpunkte auf sektor- und systemübergreifende Fragestellungen der Energiewende wie Digitalisierung und Sektorkopplung. Die aktuelle Finanzplanung sieht vor, die Energieforschung im Rahmen dieses Programms im Zeitraum 2018 bis 2022 mit rund 6,4 Milliarden Euro zu fördern. Damit hat die Bundesregierung ihre Unterstützung für die Energieforschung noch einmal ausgebaut.

Angesichts der Herausforderung der zunehmenden Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem und der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr wird die Forschungsförderung zunehmend systemisch ausgerichtet. Neben den Reallaboren der Energiewende stehen übergreifende Initiativen wie „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“, „Energiewende im Verkehr“ und die Kopernikus-Projekte für die Energiewende im Fokus.

Wie geht es weiter?

Um die Energiewende effizient umzusetzen und die anspruchsvollen Energie- und Klimaziele kostengünstig zu erreichen, sind umgehende und erhebliche, zielgerichtete Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen geboten. Damit setzt sich der positive Trend in Zukunft fort und stärkt die Rolle der Energieforschung im Kontext der Energiepolitik der Bundesregierung weiter.

Mit dem neuen Energieforschungsprogramm wird die Bundesregierung Reallabore der Energiewende als neue Säule der Forschungsförderung etablieren und damit den Praxistransfer innovativer Energietechnologien unterstützen. Gleichzeitig sollen Start-ups als wichtige Impulsgeber für die Energiewende künftig stärker unterstützt werden.

Auch im internationalen und europäischen Rahmen wird sich Deutschland weiter für ein ganzheitliches und energiewendeorientiertes Vorgehen engagieren.

Forschung Innovation	Zukunftsweisende Innovationen für den Umbau der Energieversorgung vorantreiben.

14.1 Ausgangslage und wesentliche bisherige Maßnahmen

14.1.1 Forschung und Entwicklung

Forschung, Entwicklung und Demonstration innovativer Energietechnologien sind in erster Linie Aufgaben der Wirtschaft. Öffentliche Forschungsförderung zielt generell darauf ab, neben der Grundlagenforschung die angewandte Forschung, technologische Entwicklungen sowie Innovationsaktivitäten der Wirtschaft, von Forschungseinrichtungen und Hochschulen zu unterstützen.

Die Bundesregierung hat im September 2018 das 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende" beschlossen. Es adressiert mit einem ganzheitlichen Ansatz zur Förderpolitik aktuelle und sich abzeichnende Herausforderungen. Vier Grundlinien definieren den Rahmen der Energieforschungspolitik in den kommenden Jahren:

- ein neuer Fokus auf den Technologie- und Innovationstransfer durch Reallabore der Energiewende als neue Fördersäule zur Marktvorbereitung innovativer Lösungen. Der dynamische Praxistransfer wird dabei durch die bessere Einbindung von Start-ups flankiert. Auch die Forschungsnetzwerke Energie und die Forschungskommunikation werden in diesem Zusammenhang ausgebaut;
- die Neuausrichtung auf sektor- und systemübergreifende Fragestellungen der Energiewende wie Digitalisierung und Sektorkopplung;
- eine bessere Vernetzung der Förderinstrumente zur Projektförderung und der institutionellen Förderung;
- eine engere europäische und internationale Kooperation.

Neben den zentralen Forschungsfeldern Energieeffizienz und erneuerbare Energien setzt das Programm neue Schwerpunkte bei der Sektorkopplung, der Digitalisierung und der Energiewende im Wärme-, Industrie- und Verkehrssektor einschließlich gesellschaftlicher Fragestellungen. Die Ressortzuständigkeit wird erstmals anhand des so genannten „Technology Readiness Level" definiert, also des angestrebten Reifegrads einer Technologie. Damit deckt das neue Energieforschungsprogramm ressortübergreifend den gesamten Innovationszyklus ab. Die aktuelle Finanzplanung sieht vor, die Energieforschung im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms im Zeitraum 2018 bis 2022 mit rund 6,4 Milliarden Euro zu fördern. Damit hat die Bundesregierung ihre Unterstützung für die Energieforschung noch einmal ausgebaut.

Um innovative Technologien kostengünstiger und marktfähig zu machen, ist neben der Forschungsförderung die Unterstützung durch Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen wesentlich. Dazu gehören die regelmäßige Anpassung des Ordnungsrechts, aber auch gezielte Fördermaßnahmen zum Forschungstransfer und zur Marktvorbereitung.

Die Aufwendungen von Unternehmen für Forschung und Entwicklung im Bereich innovativer Energietechnologien sind im Jahr 2017 innerhalb der öffentlich geförderten Energieforschungsvorhaben weiter angestiegen. Unternehmen haben allein innerhalb der öffentlich geförderten Energieforschungsvorhaben im Jahr 2017 rund 213 Millionen Euro für die Entwicklung innovativer Energietechnologien aufgewendet, gegenüber 155 Millionen Euro im Vorjahr. Hinzukommen Drittmittelzahlungen an Hochschulen und Forschungseinrichtungen im Kontext von Verbundvorhaben. Die Gesamtaufwendungen der Wirtschaft in Forschung und Entwicklung von Energietechnologien sind deutlich höher. So belaufen sich die vom Stifterverband für die Deutsche Wissenschaft für das Jahr 2017 ermittelten internen Aufwendungen der Wirtschaft für Forschung und Entwicklung im Bereich Energieforschung auf 2,75 Milliarden Euro.

Industrieorientierte Energieforschung sichert die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. Bei der angewandten Forschung und der technologischen Entwicklung liegt der Fokus auf industriegeführten Vorhaben. Diese erfolgen im engen Verbund mit Forschungseinrichtungen und Hochschulen. Insgesamt beteiligte sich die Industrie im Jahr 2017 an 46 Prozent aller laufenden Forschungsvorhaben zur angewandten Energieforschung. Bei den neu bewilligten Forschungsvorhaben beliefen sich die Industriezusagen auf 206 Millionen Euro.

Das Budget für die Förderung der Energieforschung hat der Bund auch im Jahr 2017 weiter verstärkt. In den Jahren 2013 bis 2017 hat die Bundesregierung insgesamt rund 4,4 Milliarden Euro für die Förderung von Forschung und Entwicklung moderner Energietechnologien bereitgestellt. Im Jahr 2017 wurde dafür rund eine Milliarde Euro im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms aufgewendet. Dies entspricht einer Steigerung von rund 15,7 Prozent gegenüber dem Vorjahr und mehr als einer Verdopplung in zehn Jahren (siehe Übersicht in Abbildung 14.1). Die für die Energieforschung bereitgestellten Fördermittel werden stark nachgefragt und kommen bei den Unternehmen und Forschungsinstituten an. 2017 lag der Mittelabfluss bei 90 Prozent. Rund drei Viertel des Jahresbudgets sind in die Bereiche Energieeffizienz und erneuerbare Energien geflossen. Der jährliche Bundesbericht Energieforschung stellt alle wesentlichen Entwicklungen hierzu umfangreich dar. So schafft die Bundesregierung Transparenz über die Förderpolitik in der Energieforschung und informiert über die geförderten Energietechnologien.

Seit Beginn der Projektförderung im Jahr 1977 (1. Energieforschungsprogramm) hat die Bundesregierung rund 13 Milliarden Euro in die Förderung der nichtnuklearen Energieforschung investiert. Das neue, zentrale Informationssystem

EnArgus bietet einen umfassenden Einblick in die Energieforschungsaktivitäten der Bundesregierung der letzten 40 Jahre.

Im EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation „Horizont 2020" nimmt Deutschland eine führende Position ein. Aus dem Gesamtbudget von „Horizont 2020" von rund 80 Milliarden Euro sind über die Laufzeit des Programms rund sechs Milliarden Euro für Projekte der nichtnuklearen Energieforschung vorgesehen (siehe Bundesbericht Energieforschung 2018). Im Zeitraum von 2014 bis 2017 sind rund 2,4 Milliarden Euro für die Förderung ausgewählter Projekte eingesetzt worden. Deutsche Antragsteller sind an den vergebenen Fördermitteln mit 15,7 Prozent bzw. rund 376 Millionen Euro beteiligt.

Internationale Kooperationen unterstützen die Umsetzung europäischer wie globaler Ziele des Klimaschutzes und die Transformation der Energiesysteme. Deutschland engagiert sich auf vielfältige Weise für die internationale Zusammenarbeit in der Energieforschung. So ist die Bundesrepublik an 22 von aktuell 38 laufenden Technology Collaboration Programmes (TCP) der IEA aktiv beteiligt. Bei der 21. Konferenz der Vertragsstaaten des Klimarahmenübereinkommens (COP21) in Paris im Dezember 2015 wurde die Initiative „Mission Innovation" gegründet, der inzwischen 23 Staaten und die Europäische Union angehören. Die Staaten, darunter Deutschland, haben sich verpflichtet, die öffentlichen Investitionen in Forschung und Entwicklung für saubere Energien innerhalb von fünf Jahren zu verdoppeln.

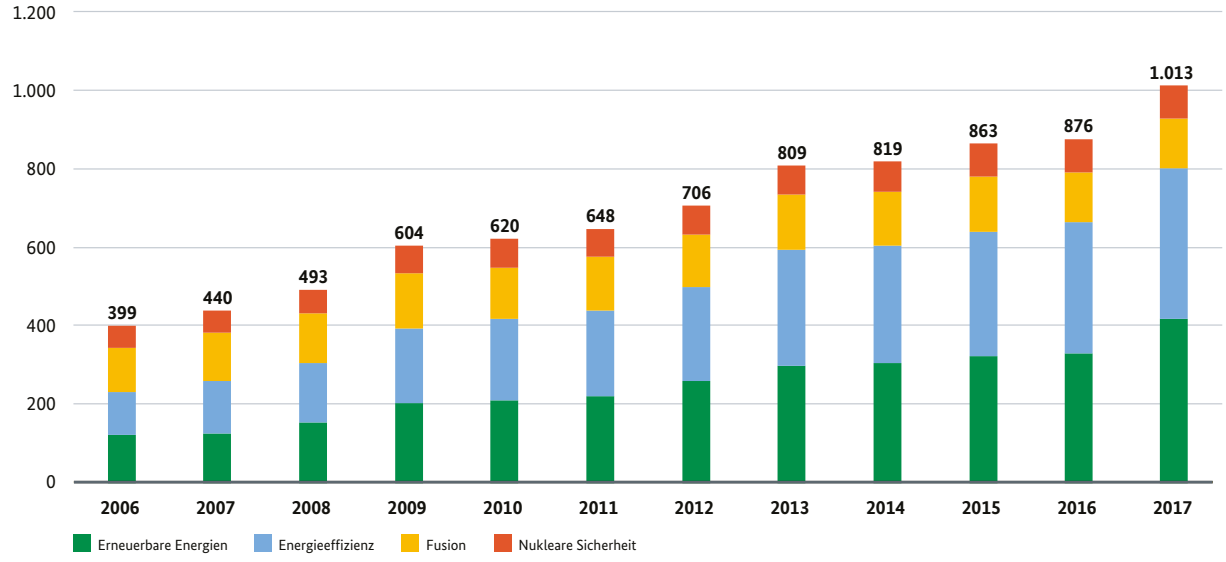
Der Trend eines konstant hohen Mittelabflusses bei jährlich steigendem Budget unterstreicht die zentrale Bedeutung der Energieforschung für die Umsetzung der Energiewende. Die Energieforschung schafft damit die technologische Grundlage für den Umbau des Energieversorgungssystems und ist ein strategisches Element der Energiepolitik der Bundesregierung.

Die sektor- und systemübergreifende Energieforschung ist ein wichtiger Beitrag zur Energiewende. Das 7. Energieforschungsprogramm ergänzt die Technologie- und Innovationsförderung im Energiebereich mit einer zusätzlichen Dimension zur gesamtgesellschaftlichen und systemischen Ausrichtung. So werden die großen, übergeordneten Trends im Energiebereich stärker in den Fokus genommen: Die Integration von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor (Sektorkopplung) und die Systemintegration innovativer Energietechnologien sind entscheidend für das Erreichen der Energiewende-Ziele (siehe Kapitel 12). Auch die Digitalisierung spielt eine Schlüsselrolle bei der Modernisierung des Energiesystems. Ressortübergreifende Forschungsinitiativen u.a. im Gebäude – und Quartiersbereich sowie zum Thema Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie werden fortgeführt und mit neuen Aktivitäten zur intelligenten Sektorkopplung in der Energiewende durch strombasierte Kraftstoffe ergänzt.

14.1.2 Innovative Energietechnologien

Erfolgversprechende Forschungsergebnisse sind Ausgangspunkt für neue, kostengünstige und marktfähige Energietechnologien. Beispiele für die zunehmende Verbreitung von innovativen Technologien, die mit höheren Wirkungsgraden, geringeren Kosten oder geringerem Ressourcenein-

Abbildung 14.1: Forschungsausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm
in Mio. Euro



Quelle: BMWi Bundesbericht Energieforschung 2018

Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz im Bereich Energieforschung

Forschungsnetzwerke Energie
Um Ergebnisse der Energieforschung direkt zu den Akteuren der Energiewende zu transferieren und um den Dialog zwischen Wissenschaft, Wirtschaft und staatlicher Förderpolitik zu unterstützen, hat das BMWi seit dem Jahr 2015 sieben Forschungsnetzwerke zu wesentlichen Förderschwerpunkten sukzessive ins Leben gerufen:

- Energiewendebauen
- Stromnetze
- Systemanalyse
- Erneuerbare Energien
- Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe
- Flexible Energieumwandlung
- Energetische Biomassenutzung

Neu ist das Forschungsnetzwerk Start-ups, dessen Anliegen es ist, junge Unternehmen besser in die Forschungsförderung zu integrieren und den Transfer von Forschungsergebnissen zu stärken. Als Schnittstelle zwischen Forschung, Praxis und Politik tragen die Netzwerke dazu bei, praxisnahe Förderstrategien themenorientiert zu diskutieren und neue Maßnahmen anzuregen. Transparenz und Effizienz werden so in den Fokus der Energieforschung gerückt. Die Energiewende-Plattform Forschung und Innovation (FuI-Plattform) bündelt und koordiniert die langfristig angelegten Forschungsnetzwerke Energie.

Forschungskommunikation
Neben der Forschungsförderung gehört die Forschungskommunikation zu den zentralen Aufgaben der Energieforschungspolitik der Bundesregierung, insbesondere wenn es darum geht, über Zukunftstrends und Forschungsinhalte zu berichten und den Transfer von Forschungsergebnissen in die Praxis zu befördern. Daneben soll die Forschungskommunikation Transparenz bei der Verwendung von Fördermitteln herstellen. Dafür hat die Bundesregierung ein zentrales Webportal mit einem vielfältigen Informationsangebot für die verschiedenen Zielgruppen geschaffen.

Dort finden sich neben fundierten Informationen rund um die Energieforschung auch Forschungsportale zu verschiedenen Themenschwerpunkten sowie die Präsentation besonderer Forschungsinitiativen.

Konsultation zum 7. Energieforschungsprogramm
Die ab Dezember 2016 durchgeführten Konsultationen zum 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung wurden 2017 abgeschlossen. Der breit angelegte Konsultationsprozess hat alle relevanten Akteure der Energieforschung und -wirtschaft frühzeitig in die Diskussion zur Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik eingebunden. Ziel war es, die Förderpolitik konsequent an den Zielen der Energiewende neu zu justieren und die erzielten Fortschritte auszubauen. Ein offen gestaltetes Beteiligungsverfahren hat dazu beigetragen, Transparenz zu schaffen, und einen offenen Dialog ermöglicht. Die Auswertung des Konsultationsprozesses zeigt den gesamten Forschungsbedarf, aber auch, welche übergreifenden Forschungsthemen neu im Fokus stehen, insbesondere Sektorkopplung und Digitalisierung.

Forschungsforum Energiewende
Die Forschungsthemen der vier Kopernikus-Projekte (Netze, Speicher, Industrieprozesse und Systemintegration) wurden im „Forschungsforum Energiewende“ in einem umfassenden Beteiligungsprozess mit mehr als 90 Institutionen und Organisationen aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft erarbeitet.

Die vier geförderten Projektkonsortien vereinen Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft. Die damit praktizierte frühzeitige Einbindung der Zivilgesellschaft in die Forschung ist ein zentrales Anliegen der Projekte.

satz verbunden sind, finden sich in allen Handlungsfeldern der Energiewende, wie im Folgenden gezeigt wird.

Im Bereich erneuerbarer Energien belegen die Patentanmeldungen eine hohe Innovationsfreude. Im Jahr 2017 wurden 1.133 Patente im Bereich der erneuerbaren Energien angemeldet (DPMA 2019). Das entspricht in etwa dem Vorjahresniveau (2016: 1139 Patente). Damit konnte der Rückgang der inländischen wie ausländischen Patentanmeldungen weitestgehend gestoppt werden. Erfreulich ist insbesondere ein deutlicher Anstieg der inländischen Patentanmeldungen im Bereich der Windkraftanlagen (239 in 2017 gegenüber 181 in 2016). Den Großteil der Anmeldungen, insgesamt 63,7 Prozent, haben Anmelderinnen und Anmelder aus dem Ausland eingereicht. Patente sind allerdings nur eine von vielen Facetten von Innovationen und daher kein alleiniger Indikator. Entscheidend ist, inwieweit neue Produkte praktisch realisiert werden und wirtschaftliche Vorteile erbringen. Diese werden durch die Zahl der Patente nicht erfasst. Hinzukommt, dass die Anmelderate der Patente in verschiedenen technologischen Disziplinen sehr unterschiedlich ist.

Die deutschen Patentanmeldungen im Bereich der Kraftfahrzeugtechnik spiegeln innovative Transformationsprozesse wider. Anmeldungen für Hybrid- und Elektroantriebe haben sich zwischen 2009 und 2017 mehr als verdoppelt (DPMA 2018). Insgesamt übersteigen noch die Patentanmeldungen zum Verbrennungsmotor die Anmeldungen zu alternativen Antrieben. Bemerkenswert ist jedoch der

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Energieforschung

- 7. Energieforschungsprogramm
- Energiewende-Plattform Forschung und Innovation (FuI-Plattform)
- Forschungsnetzwerke Förderinitiative „Energiewende im Verkehr“
- Förderinitiative „EnEff.Gebäude.2050“
- Förderinitiative „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“
- Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“
- Forschungsinitiative „Energiespeicher“
- Launch des zentralen Webportals www.energieforschung.de zur Forschungskommunikation
- Launch des Fachinformationsportals www.strom-forschung.de
- Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP 2) für die Förderperiode 2016 bis 2026
- Kopernikus-Projekte
- Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“
- Forschungsforum Energiewende
- Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“
- Förderprogramm „Nachwachsende Rohstoffe“
- Programmkooperation: Forschungsallianz Energiewende in der AiF
- Forschungsinitiative „Carbon2Chem“
- Forschungscampi „Mobility2Grid“ und „Flexible Elektrische Netze“

Anstieg um 15 Prozent bei den Anmeldezahlen der rein elektrisch angetriebenen Fahrzeuge von 2016 auf 2017. Seit dem Jahr 2009 sind die Anmeldungen sogar um 220 Prozent gestiegen. Mit insgesamt 170 Anmeldungen ist Deutschland führend vor Japan (91) und den USA (72). Vor allem bei der Zahl der Patentanmeldungen von Unternehmen mit Sitz in Deutschland ist ein Wachstum zu erkennen, während bei den Unternehmen mit Sitz im Ausland eine stagnierende oder negative Entwicklung festzustellen ist. Die Bundesregierung setzt sich dafür ein, dass es im Bereich der alternativen Antriebstechnologie weiter vorangeht (siehe Kapitel 7).

Technologische Weiterentwicklungen und Innovationen bei Erneuerbare-Energien-Technologien in der Stromerzeugung bewirken Kostensenkungen. Dies gilt in Verbindung mit einem enorm wachsenden Marktvolumen und „economies of scale“ vor allem für Photovoltaik (PV) und zunehmend auch für die Windenergie. Lagen die Vergütungssätze bei PV im Jahr 2007 noch bei über 50 ct/kWh für kleine Dachanlagen, liegen sie heute bei rund 12 ct/kWh für Dachanlagen und unter 10 Cent für PV-Freiflächenanlagen außerhalb der wettbewerblichen Preisfindung. Deutlich niedriger sind die durchschnittlichen Zuschlagspreise für PV-Freiflächenanlagen und große Dachanlagen aus den Ausschreibungsrunden des Jahres 2017. Innerhalb eines Dreivierteljahres, vom Januar 2017 bis Oktober 2017, sind die durchschnittlichen Zuschlagspreise um rund 30 Prozent auf unter 5 ct/kWh gesunken. Ähnliche Kostenreduktionen weisen die Ergebnisse der ersten Ausschreibungen bei Windenergie an Land auf. Der durchschnittliche Zuschlagspreis aus den Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 sank innerhalb eines halben Jahres um ein Drittel (siehe Kapitel 4).

Mit dem stetig wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien in der Energieversorgung werden Energiespeicher für Strom und Wärme immer bedeutsamer. Wird der Strom vor der Speicherung umgewandelt, zum Beispiel in Wasserstoff oder andere chemische Energieträger, besteht – neben der Wiederverstromung – im Sinne der Kopplung die Möglichkeit zur Nutzung der Energie in anderen Sektoren. Bisher haben jedoch erst wenige Speichertechnologien die notwendige technische Reife zu wettbewerbsfähigen Kosten erreicht. Die letzten Projekte im Rahmen der gemeinsamen Förderinitiative Energiespeicher des BMWi und des BMBF werden 2018 beendet sein. Wasserstoff, Batterien und Wärmespeicher zur Stromlastverlagerung sind die Technologiepfade, die für netzdienliche, stationäre Energiespeicher künftig verfolgt werden. Die Bundesregierung entwickelt dazu maßgeschneiderte Förderaktivitäten innerhalb ihres 7. Energieforschungsprogramms und unterstützt im Rahmen der Projektförderung Innovationen für eine große Bandbreite an Speichertechnologien. Sie wird weiterhin neue Speicherthemen aufgreifen und die begonnenen technologischen Entwicklungen vorantreiben.

Die Prioritäten bei Forschung und Entwicklung von Kraftwerksprozessen verlagern sich zunehmend in Richtung Flexibilisierung. Mit zunehmender Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt sind neue Anforderungen entstanden. Durch die Forschungsaktivitäten in diesem Bereich werden die Voraussetzungen geschaffen, dass der deutsche Kraftwerkspark diese Anforderungen in Zukunft besser umsetzen kann.

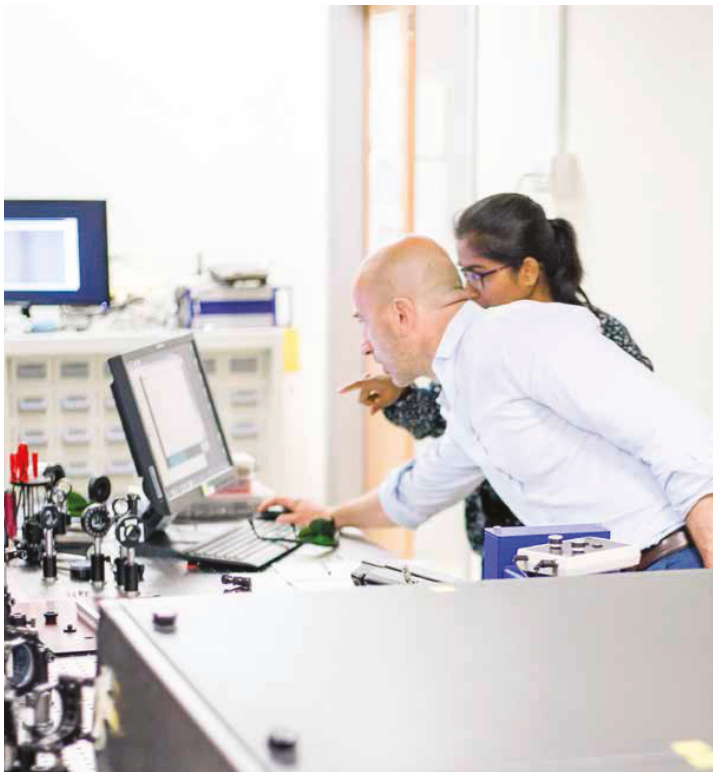
Der Trend zu Produkten der höchsten Effizienzklassen ist ungebrochen. Auch im Jahr 2017 hat die Verbreitung energieeffizienter Technologien und Geräte zugenommen. Dazu leisten das EU-Ökodesign und die EU-Energieverbrauchskennzeichnung weiterhin einen wichtigen Beitrag. Am 1. August 2017 ist die neue EU-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung in Kraft getreten, die den Wechsel von den A+++ zu den A bis G-Labeln sowie die Einführung einer Produktdatenbank regelt (siehe Kapitel 5, Energielabel).

Bei Gebäudesanierungen steht die Steigerung der Energieeffizienz weiterhin im Mittelpunkt. Das zeigen auch die Effizienzentwicklungen bei den energetischen Sanierungen über das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm, das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt und das Anreizprogramm Energieeffizienz (siehe Kapitel 6). Auch bei Heizungen und Warmwasser bauten effiziente Brennwertsysteme ihren Marktanteil im Jahr 2017 weiter aus. Darüber hinaus steigt der Anteil elektrischer Wärmepumpen kontinuierlich (siehe Kapitel 13). Weitere Wärmeerzeuger wie Biomasse und Solarthermie bleiben im Blickfeld des Marktes (siehe Kapitel 6).

Bei den jährlichen Neuzulassungen nehmen Elektro- und andere alternative Antriebssysteme zu. Im Jahr 2017 waren über 111.000 mehrspurige Kraftfahrzeuge mit batterieelektrischem Antrieb zugelassen, davon 44.465 extern aufladbare Hybride (siehe Kapitel 7). Auch die Effizienz von Fahrzeugen auf Basis fossiler Brennstoffe kann noch gesteigert werden. Dazu wurde das Fachprogramm „Neue Fahrzeug- und Systemtechnologien“ ins Leben gerufen. Mit Wasserstoff angetriebene Brennstoffzellen-Fahrzeuge und Erdgasfahrzeuge sind technologisch ausgereift und verfügbar (siehe Kapitel 7).

Das Marktgeschehen für Power-to-X-Technologien ist noch durch die Inbetriebnahme von Demonstrationsanlagen gekennzeichnet. Die Power-to-X- und insbesondere die Power-to-Gas- oder auch Power-to-Fuel-Technologien sind vielversprechende Möglichkeiten, um die Sektoren Stromerzeugung, Gaswirtschaft und Mobilität technologisch und wirtschaftlich miteinander zu verknüpfen (siehe Kapitel 13). Strombasierte Brennstoffe sind insbesondere bei ambitionierten Klimazielen langfristig erforderlich, insbesondere im Luft- und Seeverkehr und bei bestimmten Industrieprozessen, wo eine Elektrifizierung technisch kaum möglich ist. Derzeit sind strombasierte Brennstoffe noch mit sehr hohen Kosten verbunden. Dementsprechend liegt ein Schwerpunkt der Energieforschung auf den Power-to-X-Technologien, um die Technologien weiterzuentwickeln und die Kosten zu reduzieren. Insbesondere die mit dem 7. Energieforschungsprogramm eingeführten Reallabore der Energiewende können einen Beitrag zur Überbrückung der schwierigen Phase zwischen Technologieentwicklung und Marktdurchdringung leisten, indem Sie die Erprobung von innovativen Technologien wie Power-to-X in einem relevanten industriellen Maßstab ermöglichen. Begleitend zu technischen und nicht technischen Innovationen können sozioökonomische Aspekte und gesellschaftliche Fragestellungen sowie Fragestellungen zu künftigen Marktmodellen, Geschäftsmodellen und Regulierungsregimen untersucht werden. Reallabore als großformatige Innovationsprojekte können zudem bei derzeit noch in Kleinserien oder im Manufakturbetrieb hergestellten Technologien eine wachsende Nachfrage auslösen, die einen Schritt in Richtung stärker industriell geprägter Fertigungsmethoden erlaubt. Die sektorübergreifende Förderinitiative „Energiewende im Verkehr“ setzt den Fokus auf die Herstellung und Nutzung von alternativen, strombasierten Kraftstoffen und die Einbindung der neuen Technologien in die Energiewirtschaft. Basierend auf den Forschungsergebnissen soll bis 2022 eine Roadmap entstehen, die Handlungsempfehlungen für die Entwicklung, Produktion und Markteinführung von nachhaltigen Kraftstoffen als Voraussetzung für eine klimafreundlichere Mobilität gibt. Sowohl im Kopernikus-Projekt „P2X“ als auch bei „Carbon2Chem“ werden großskalige Elektrolysesysteme erforscht, mit denen Wasserstoff klimafreundlich aus erneuerbarem Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen erzeugt werden kann.

Digitale Lösungen ziehen sich durch alle Branchen und Sektoren. So dienen nach dem GDEW intelligente Messsysteme künftig spartenübergreifend (Strom, Wärme, Gas und Wasser) und im Sinne der Sektorkopplung (einschließlich Elektromobilität, Wärme, Smart Home) als Kommunikationsplattform für den Datenaustausch. Auch mit dem SINTEG-Programm ist die Bundesregierung einen wichtigen Schritt zur Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Digitalisierung im Stromsektor gegangen. Über die bloße Verbrauchserfassung hinaus gilt es, den Weg zu Smart Grid, Smart Mobility und Smart Home konsequent weiterzugehen und das volle Potenzial der Digitalisierung zu heben (siehe Kapitel 13). Automatisiertes und vernetztes Fahren ist eine Zukunftstechnologie an der Schnittstelle von Mobilität und digitalem Fortschritt, die einerseits zur Erhöhung der Verkehrssicherheit und -effizienz sowie zur Reduktion von



Neue Marktpotenziale durch Innovationen des Mittelstands

Mit dem technologie- und branchenoffenen Zentralen Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM) fördert das BMWi auch Forschungs- und Entwicklungsprojekte aus dem Bereich der Energietechnologien. So erhalten mittelständische Unternehmen und Forschungseinrichtungen, die mit den Unternehmen kooperieren, Zuschüsse für anspruchsvolle marktorientierte Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Damit verbinden sich Chancen, für die innovative mittelständische Wirtschaft in Deutschland neue Geschäftsfelder aufzutun und die Digitalisierung der Energiewende zum Wohle aller voranzubringen. Dazu gehören z. B. intelligente Energiespeicher- und -erzeugungssysteme, die Anwendung von Industrie-4.0-Methoden und ein IT-gestütztes Ressourcenmanagement, das energetische Aspekte einbezieht.

mobilitätsbedingten Emissionen beitragen kann und aus der andererseits neue Geschäftsfelder in der Service- und Mobilitätswirtschaft entstehen können (siehe Kapitel 7).

Innovative und hocheffiziente Energietechnologien sind notwendige Voraussetzungen für eine sichere, wirtschaftliche und klimaverträgliche Energieversorgung. Nur durch Intensivierung von Forschung und Entwicklung kann die deutsche Wirtschaft den Technologievorsprung und ihre Wettbewerbsfähigkeit weiter ausbauen. In diesem Zusammenhang ist vorgesehen, in der Energieforschung gezielt Mittel zur Entwicklung von CO_2-armen Industrieprozessen bzw. zur CO_2-Kreislaufwirtschaft bereitzustellen. Ein Beispiel ist das Vorhaben „Carbon2Chem“, mit dem das BMBF die Erforschung einer weltweit einsetzbaren Lösung zur wirtschaftlichen Verwertung von Hüttengasen aus Hochöfen mittels erneuerbarer Energien fördert. Daneben wird im BMBF-geförderten Projekt MACOR in einer Machbarkeitsstudie die großtechnische Integration von wasserstoffbasierter Direktreduktion in einen bestehenden Hüttenprozess bewertet.

14.2 Ausblick

Perspektivisch wird die Bedeutung der Energieforschung noch weiter zunehmen. Die aktuelle Finanzplanung sieht vor, die Energieforschung im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms im Zeitraum 2018 bis 2022 mit rund 6,4 Milliarden Euro zu fördern. Für das Jahr 2020 ist ein Volumen von rund 1,3 Milliarden Euro vorgesehen, davon 863,1 Millionen Euro für die Projektförderung.

Innovationen werden zunehmend Gegenstand interdisziplinärer, supra- und internationaler Zusammenarbeit sein. Einzelinnovationen werden zunehmend durch komplexe Innovations- und Wandlungsprozesse abgelöst. Jahresscharfe Aussagen lassen sich zu diesem Trend kaum belastbar treffen. Es erscheint aber plausibel, Offenheit, Lernfähigkeit und Kooperation zu den absehbaren charakteristischen Strukturmerkmalen von Innovationen im Jahr 2030 zu zählen und entsprechend umfassende Veränderungen oftmals auf globaler Ebene zu erwarten (Fraunhofer-Verbund Innovationsforschung, 2018).

Zugleich wachsen die Anforderungen an Forschung, Entwicklung und Innovationen. Die nationalen, internationalen und europäischen Energie- und Klimaziele sind anspruchsvoll (siehe Kapitel 2 und 3). Manche sprechen von der Energiewende als der deutschen Mondlandung, um zu veranschaulichen, wie komplex die Aufgabe ist. Tatsächlich geht es um einen tiefgreifenden Umbau des Energiesystems. Den Anteil erneuerbarer Energien in allen Verbrauchssektoren und die dafür erforderlichen Infrastrukturen, wie die Transportnetze, weiter synchronisiert auszubauen, Energie hocheffizient zu nutzen und den energiebedingten Kohlendioxidausstoß deutlich zu senken, sind zentrale Herausforderungen der Energiewende (siehe Kapitel 4, 5, 8 und 12). Um diese gewaltige Aufgabe zu meistern, sind Innovationen sowie neue und weiterentwickelte Technologien unverzichtbar.

Wesentliche bisherige Maßnahmen zur Förderung der Markteinführung innovativer Technologien

- Förderung von stationären Brennstoffzellen-Heizungen im Rahmen des Anreizprogramms Energieeffizienz
- Regierungsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie für die Förderperiode 2016 bis 2026
- Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren (siehe Kapitel 7)
- Schaufenster Elektromobilität
- Förderprogramm „PV-Batteriespeicher“ (siehe Kapitel 9)

Weitere Beispiele der Innovationsförderung

- Anreizprogramm Energieeffizienz (siehe Kapitel 5)

14.3 Schlussfolgerungen

Um die Energiewende effizient umzusetzen und die anspruchsvollen Energie- und Klimaziele kostengünstig zu erreichen, sind umgehende und erhebliche zielgerichtete Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen geboten. Damit setzt sich der im Ausblick beschriebene positive Trend in Zukunft fort und stärkt die Rolle der Energieforschung im Kontext der Energiepolitik der Bundesregierung weiter.

Als künftige Handlungsfelder für Forschung und Entwicklung zeichnen sich vor allem ab:

- CO_2-arme Energieerzeugung und -effizienztechnologien für Gebäude, Industrie und Verkehr,
- Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärme- und Strombereich,
- Sektorkopplungstechnologien zur Vermeidung von CO_2-Emissionen bei Verkehr, Industrie und Gebäuden,
- Technologien für die Minderung von bei Industrieprozessen anfallenden CO_2-Emissionen (auf längere Sicht kommt der Aufbau geschlossener CO_2-Kreisläufe in Betracht).

Dabei gilt es, vorhandene und neue Technologien sektorübergreifend zu vernetzen, Chancen der Digitalisierung zu nutzen, neue Geschäftsmodelle zu ermöglichen und immer mehr Akteure einzubinden. Das 7. Energieforschungsprogramm stellt dafür die Weichen, indem es die Technologie- und Innovationsförderung im Energiebereich stärkt, sie um eine zusätzliche Dimension zur gesamtgesellschaftlichen und systemischen Ausrichtung ergänzt und so die großen, übergeordneten Trends Sektorkopplung und Digitalisierung (siehe Kapitel 13) in den Fokus nimmt.

Um den Praxistransfer innovativer Energietechnologien wie Power-to-X zu unterstützen und Wege für neue regulatorische Ansätze zu eröffnen, wird die Bundesregierung mit dem 7. Energieforschungsprogramm Reallabore der Energiewende als neue Säule der Forschungsförderung etablieren. Die Reallabore der Energiewende werden die für die deutsche Energiepolitik wesentlichen systemischen Herausforderungen in klar umrissenen Großvorhaben exemplarisch angehen. Sie haben Pioniercharakter für die Transformation des Energiesystems und widmen sich Forschungsfragen, die eine Schlüsselrolle bei der Umsetzung der Energiewende innehaben. Dazu zählen zunächst Sektorkopplungstechnologien wie Elektrolyse-Großanlagen mit Abwärmenutzung in Netzengpassgebieten, große thermische Speicher zur CO_2-freien, nachhaltigen Nutzung bestehender Energieinfrastrukturen, Technologien zur CO_2-Nutzung oder die intelligente Vernetzung von Energieinfrastruktur in klimaneutralen Stadtquartieren. Die Reallabore werden nicht nur größer und thematisch umfassender als bisherige Demonstrationsprojekte ausgelegt. Sie eröffnen auch, wo sinnvoll, Wege zum „regulatorischen Lernen". So können technologische und regulatorische Erkenntnisse in der Praxis wechselseitig wirken und systemische Optimierungspotenziale aufzeigen.

Gleichzeitig sollen Start-ups als wichtige Impulsgeber für die Energiewende künftig stärker unterstützt werden. Start-ups agieren sehr fokussiert, dynamisch und unter Erfolgsdruck ihrer Investoren. Die klassischen Instrumente und Mechanismen der Projektförderung sind bisher jedoch kaum auf diese Akteure zugeschnitten. Ohne eine bessere Einbindung von Start-ups in die Energieforschung blendet man allerdings einen wichtigen Innovationstreiber aus. Daher ist es Ziel der Bundesregierung, Start-ups mit neuen und angepassten Förderformaten besser anzusprechen und ihre Beteiligung in allen Themenfeldern der Energieforschung zu erhöhen. Dafür werden bestehende Hemmnisse sukzessive abgebaut:

- indem das Programm auf nicht technische Innovationen (Geschäftsmodelle, neue Dienstleistungen) mit Bezug zu technischen Neuerungen ausgeweitet wird,
- durch Anpassung und Beschleunigung der administrativen Verfahren, z. B. durch eine spezifische Start-up-Beratung und die Möglichkeit eines „Fast Tracks" (beschleunigtes Antragsverfahren),
- mit neuen, agileren Projektzuschnitten und Wettbewerbsformaten sowie
- durch die neue Vernetzungsplattform Forschungsnetzwerk Energie Startups.

Wie wichtig die Vernetzung von Start-ups ist, zeigt auch der erfolgreiche Abschluss des Programms „Startup Energy Transition Laboratory" im Dezember 2018. Das gemeinsame Projekt von dena und BMWi hat jungen und innovativen Unternehmen ein Forum geboten, um Lösungsansätze für die Weiterentwicklung des Energiesystems zu präsentieren und mit Experten aus Politik und Wirtschaft zu diskutieren.

Auch im internationalen und europäischen Rahmen wird sich Deutschland weiter für ein ganzheitliches und energiewendeorientiertes Vorgehen engagieren. Mit ihrem 7. Energieforschungsprogramm strebt die Bundesregierung eine enge Vernetzung der Forschung auf internationaler und europäischer Ebene an. Denn die Energiewende ist und bleibt eine globale Herausforderung. Im Rahmen von EU-Programmen wie „Horizont 2020" trägt dies zugleich dazu bei, die Wettbewerbsfähigkeit Europas zu stärken. Ab dem Jahr 2021 wird das neue, 9. EU-Rahmenprogramm die Anstrengungen dieses Programms mit neuer Ausrichtung fortführen. Das bestätigt beispielhaft, dass die Energiewende immer europäischer wird.



15 Investitionen, Wachstum, Beschäftigung

Wo stehen wir?

Die Energiewende in Deutschland ist eine Modernisierungsstrategie, die neue Marktpotenziale erschließt und spürbare Impulse für Wachstum und Beschäftigung setzt. Dabei bieten auch innovative Geschäftsmodelle große Chancen.

Insgesamt wurden in der Energiewirtschaft im Jahr 2017 24,7 Milliarden Euro investiert. Ein Investitionsschwerpunkt war weiterhin der Ausbau erneuerbarer Energien, auf den 15,7 Milliarden Euro an Investitionen entfielen.

Im Jahr 2017 waren in der deutschen Energiewirtschaft weiterhin rund 365.000 Personen beschäftigt, jedoch ist die Anzahl der Arbeitsplätze, die in einem direkten Bezug zu Investitionen stehen, auf rund 290.000 zurückgegangen. Investitionen in der energetischen Gebäudesanierung hingegen haben weiterhin zur Beschäftigung von über 573.000 Personen beigetragen. Mit 317.000 Beschäftigten bleibt der Bereich der erneuerbaren Energien trotz eines deutlichen Beschäftigungsrückgangs ein wichtiger Wirtschaftsfaktor.

Im Jahr 2017 beliefen sich die deutschen Exporte von Technologiegütern im Bereich erneuerbarer Energien auf rund acht Milliarden Euro.

Was ist neu?

Das im Januar 2017 in Kraft getretene EEG 2017 vervollständigt eine Reihe von Regelungen, die Planbarkeit schaffen und damit einen stabilen Rahmen für Investitionen in das Energiesystems setzen. Dazu zählen beispielsweise auch das Strommarktgesetz, das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) und die Novelle der Anreizregulierung.

Wie geht es weiter?

Für den Umbau hin zu einem zukunftsfähigen Energiesystem in Deutschland stehen kontinuierliche Investitionen an – vor allem bei energetischen Gebäudesanierungen und in der Stromversorgung. Diese Investitionen in jährlich zweistelliger Milliardenhöhe setzen neue Impulse für mehr Wachstum und Beschäftigung in Deutschland.

Investitionen Wachstum Beschäftigung	Arbeitsplätze in Deutschland erhalten und ausbauen und Grundlagen für dauerhaften Wohlstand und Lebensqualität schaffen.

15.1 Ausgangslage

15.1.1 Investitionen

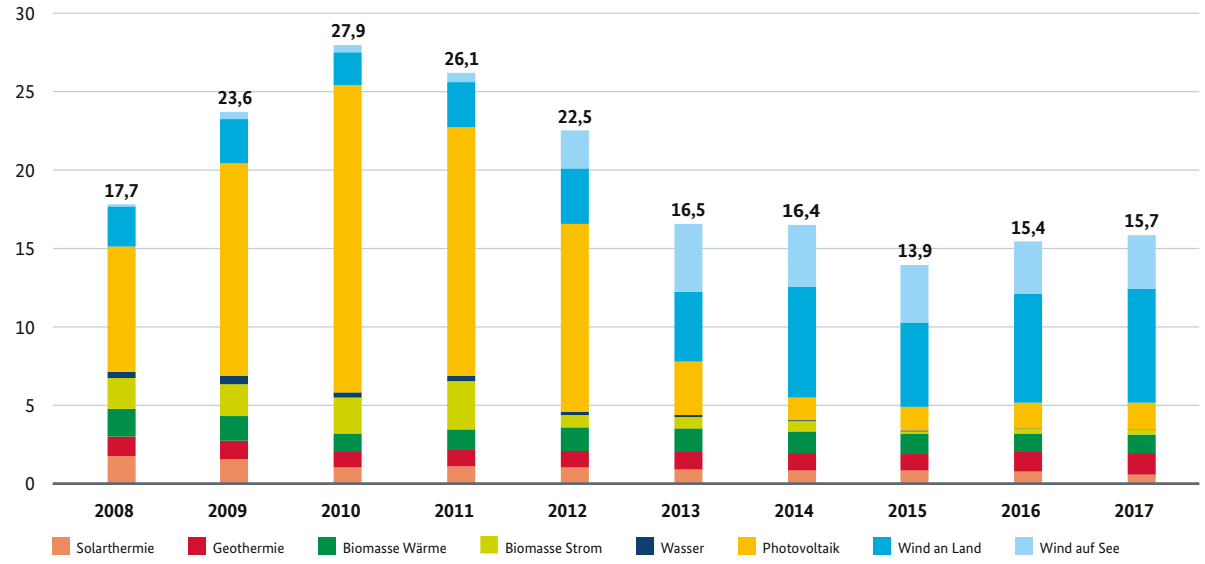
Um die Energiewende zum Erfolg zu führen und zugleich eine moderne und leistungsfähige Infrastruktur bereitzustellen, sind in den kommenden Jahren verstärkte Investitionen erforderlich. Dabei erhöhen klare und stabile Rahmenbedingungen die Investitions- und Planungssicherheit; sie haben einen positiven Einfluss auf die Investitionsentscheidungen von Unternehmen und die Wirtschaftlichkeit innovativer Geschäftsmodelle. Wichtige Maßnahmen, durch die solche Rahmenbedingungen verbessert wurden, sind insbesondere: die Verabschiedung des EEG 2017 (siehe Kapitel 4), des Strommarktgesetzes (siehe Kapitel 9) sowie der Novelle der Anreizregulierungsverordnung (siehe Kapitel 12) im Juli 2016. Das im April 2019 vom Bundestag beschlossene Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle) ist ein wichtiger Meilenstein für einen schnelleren Netzausbau und die damit einhergehenden Investitionen in Milliardenhöhe. Außerdem wurden alle wesentlichen Maßnahmen des NAPE und des Sofortprogramms für mehr private Investitionen in Effizienztechnologien inzwischen umgesetzt. Darüber hinaus bereitet das im September 2016 in Kraft getretene Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) den Weg für innovative Geschäftsmodelle im Bereich digitaler Technologien (siehe Kapitel 13).

Auch im Jahr 2017 hat die Energiewirtschaft in hohem Umfang Investitionen in den Umbau des Energiesystems getätigt. Die Energiewirtschaft umfasst die Bereitstellung von Brennstoffen, den Betrieb und die Wartung von Anlagen zur Energieerzeugung, Speicherung und Verteilung sowie den Handel mit Endenergie. Dies bezieht sich sowohl auf fossile wie im zunehmenden Maße auf erneuerbare Energieträger. In diesen Bereichen der Energiewirtschaft wurden 2017 24,7 Milliarden Euro investiert. Das ist etwas weniger als im Vorjahr (DIW, DLR 2019). Der Großteil davon entfiel auf Investitionen zur Bereitstellung von Strom und Wärme mit 15,4 Milliarden Euro. In Infrastrukturen zur Verteilung von Endenergie (Strom, Gas, Wärme) wurden 2017 rund 7,3 Milliarden Euro investiert. Die übrigen Investitionen gingen in die Bereiche Speicherung (Gas, Strom, Wärme) (0,6 Milliarden Euro) sowie Anlagen zur Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen (Kohlen, Mineralöl, Erdöl- und Erdgas sowie Biomasse und -kraftstoffe; 1,4 Milliarden Euro).

Die Investitionen in die Stromnetze liegen weiterhin auf hohem Niveau. Nach den Zahlen der BNetzA haben Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber im Jahr 2017 rund 9,7 Milliarden Euro in Netzinstandhaltung und -ausbau investiert; das schließt Investitionen in grenzüberschreitende Verbindungen sowie in Mess-, Steuer-, und Kommunikationseinrichtungen mit ein. Gegenüber dem Vorjahr ist das ein leichter Rückgang (siehe hierzu Kapitel 12).

Die Investitionen in die Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sind im Jahr 2017 wieder leicht gestiegen. Sie lagen mit rund 15,7 Milliarden Euro aber nur geringfügig über dem Vorjahresniveau und unter dem Niveau der Jahre vor 2015 (siehe Abbildung 15.1). Investiert wurde vor allem in die Stromerzeugung sowie zu einem geringeren Anteil in die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Der moderate Zuwachs der Investitionssummen bei gleichzeitig ansteigenden Zubaumengen im Stromsektor (siehe

Abbildung 15.1: Investitionen in erneuerbare Energien
in Mrd. Euro



Quelle: BMWi nach ZSW 02/2019



Kapitel 4) verdeutlicht, dass die Zubaukosten je Stromerzeugungsanlage sinken. Die Investitionen konzentrieren sich weiterhin vor allem auf die Windenergie und die Photovoltaik. Sie hatten 2017 zusammen einen Anteil von mehr als drei Vierteln an den Gesamtinvestitionen.

Energiewende-Investitionen betreffen auch die Bereiche der Endenergienutzung, vor allem den Wärme- und Verkehrsbereich. Aufwendungen in der energetischen Gebäudesanierung sind hierbei ein wichtiger Faktor. Hier wurden im Jahr 2017 46,3 Milliarden Euro investiert, das sind fast elf Prozent mehr als im Jahr zuvor (BMWi 2019). Die energetische Gebäudesanierung ist eine der zentralen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz; Investitionen in andere Bereiche der Energieeffizienz können bisher nur unvollständig erfasst werden.

Indirekte Investitionseffekte können sich bei industriellen Energieverbrauchern aufgrund von Strom- und Energiekosten bzw. möglichen Kostensteigerungen ergeben. So sind die in Deutschland im internationalen Vergleich seit Langem hohen Strompreise mitverantwortlich für die geringe Investitionsaktivität in den energieintensiven Industrien. In diesen Industrien, zu denen insbesondere die Branchen Papier, Glas/Keramik, Chemie, Metallerzeugung und -verarbeitung gehören, ist das Bruttoanlagevermögen seit 2002 durchweg zurückgegangen. Um zu verhindern, dass die Energiewende diese allgemeine Entwicklung befördert, erhalten energieintensive Industrien, die im internationalen Wettbewerb stehen, verschiedene Entlastungsregelungen. Diese Industrien konnten in den Jahren vor 2017 teils von sinkenden Strompreisen profitieren (siehe Kapitel 10).

15.1.2 Wachstum

Investitionen im Rahmen der Energiewende haben einen positiven Effekt auf das Wachstum. Über Vorleistungsverflechtungen generieren sie Wertschöpfung in vielen Bereichen der Volkswirtschaft. Eine aktuelle Studie von GWS und Prognos (2018) vergleicht dazu die tatsächliche Situation mit einer hypothetischen Situation ohne Energiewende. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Wertschöpfung in Deutschland im Jahr 2015 durch die Energiewende um mehr als 30 Milliarden Euro (rd. 1,3 Prozent) höher lag als ohne selbige. Es kann angenommen werden, dass sich die Effekte im Jahr 2017 in einer vergleichbaren Größenordnung bewegen. Nach der Studie geht der Großteil der Wachstumseffekte der Energiewende auf Ausrüstungsinvestitionen zurück, d.h. auf Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung sowie in effiziente Fahrzeuge, Anlagen und Geräte.

Mit der Energiewende ist das gesamtwirtschaftliche Preisniveau moderat gestiegen. GWS und Prognos (2018) gehen davon aus, dass die Inflation (Preise der Lebenshaltung in Deutschland) im Jahr 2015 moderat höher ausgefallen ist, als dies ohne die Maßnahmen der Energiewende der Fall gewesen wäre, nämlich seit 2005 im Durchschnitt um 0,1 Prozentpunkte. Diese Entwicklung ist vor dem Hintergrund einer weiterhin niedrigen bis moderaten Teuerung in Deutschland insgesamt zu sehen.

Deutschland deckt derzeit rund 70 Prozent seines Energiebedarfs durch den Import von Energieträgern. Die Entwicklung der Energieträgerimporte Deutschlands wirkt sich auf die Wertschöpfung und damit auf das Wachstum aus. Im

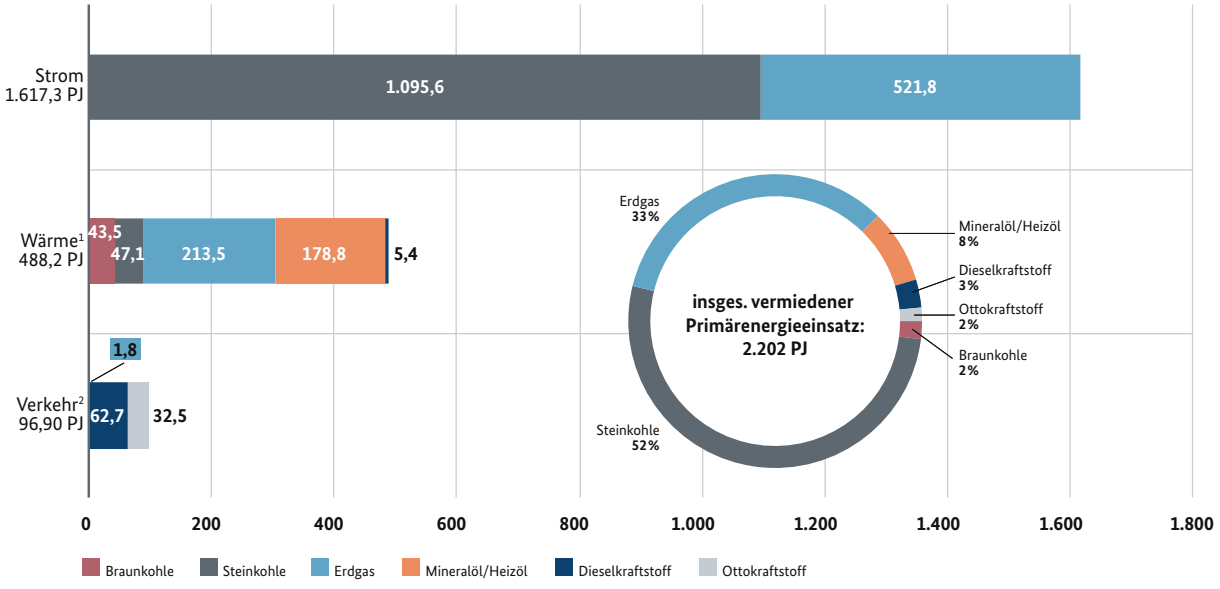
Jahr 2017 wurden 97 Prozent des verbrauchten Mineralöls, rund 92 Prozent des verbrauchten Erdgases sowie fast 94 Prozent der verbrauchten Steinkohle importiert. Dadurch ist die deutsche Volkswirtschaft in erheblichem Maße den oft schwankenden Weltmarktpreisen ausgesetzt. Die Preise für diese fossilen Energieträger sind zuletzt wieder deutlich gestiegen; auch deshalb bleibt es ein wichtiges Ziel, die Abhängigkeit von einzelnen Lieferquellen dauerhaft zu senken.

Mit mehr erneuerbaren Energien und Anstrengungen bei der Energieeffizienz müssen weniger fossile Brennstoffe importiert werden. Im Jahr 2017 wurden nach Angaben des UBA in den Sektoren Strom, Verkehr und Wärme insgesamt 2202 PJ fossile Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien vermieden (siehe Abbildung 15.2). Der Anstieg dieser Vermeidung wurde auch 2017 fortgesetzt, gegenüber dem Vorjahr konnten zusätzliche 226 PJ eingespart werden. Erneuerbare Energien können auf diese Weise Importabhängigkeiten reduzieren und die Versorgungssicherheit erhöhen. Außerdem verringert eine steigende Energieeffizienz die Energienachfrage allgemein (siehe Kapitel 5) und damit auch die Importnachfrage.

Geringere Ausgaben für fossile Brennstoffimporte sind ein Vorteil der Energiewende. Ohne Investitionen in erneuerbare Energien und Anstrengungen bei der Energieeffizienz wäre die Importnachfrage nach fossilen Brennstoffen höher ausgefallen. Nach Schätzungen von GWS (2018b) haben erneuerbare Energien und Energieeffizienz den Import von fossilen Brennstoffen im Jahr 2016 um rund 16 Milliarden Euro gedämpft. Aufgrund der 2017 gestiegenen Brennstoffpreise dürfte sich dieser Effekt 2017 weiter erhöht haben. In diesem Sinne kommen Schätzungen der IEA für das Jahr 2016 zu dem Schluss, dass die jährlichen Energieausgaben für die privaten Haushalte in Deutschland ohne Energieeffizienzfortschritte um 500 Euro pro Kopf höher ausgefallen wären (OECD/IEA 2017). Zu dauerhaften Einsparungen in vergleichbarer Weise kann auch eine Diversifizierung von Energiebezugsquellen und Transportwegen bei den Rohstoffen beitragen. Dies bleibt daher weiterhin ein vorrangiges Ziel der Bundesregierung.

Investitionsgüter der Energiewende aus Deutschland gehen in den Export. Insbesondere bei Anlagen und Komponenten zur Nutzung erneuerbarer Energien kam es in den letzten Jahren in Deutschland zu einer deutlichen Verschiebung von der inländischen hin zur ausländischen Nachfrage. Der junge Industriezweig, der zu Beginn stark auf den heimischen Markt fokussiert war, hat im Laufe der Zeit durch verschiedene Exportstrategien eine Diversifizierung seiner Absatzmärkte vorgenommen. Im Vergleich zum Vorjahr (2016: zwölf Milliarden Euro) sind die Exporte im Jahr 2017 jedoch auf rund acht Milliarden Euro gesunken; die Nettoexporte betrugen 3,4 Milliarden Euro. Ein Grund für den starken Rückgang ist die rückläufige Entwicklung der Märkte, in denen deutsche Unternehmen in den vergangenen Jahren gut vertreten waren; zudem konnten die Unternehmen in neuen Wachstumsmärkten ihre bisherige Position nicht halten (DIW, DLR 2019). Richtet man den Blick über die Güter der Energiewende hinaus auf die umfassenderen Umwelt- und Klimaschutzgüter, so sind deutsche Unternehmen jedoch weiterhin ein weltweit führender Exporteur bei diesen Technologien (UBA 2019).

Abbildung 15.2: Vermiedener Primärenergieeinsatz fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland 2017



Quelle: UBA auf Basis AGEE-Stat 02/2019



15.1.3 Beschäftigung

Beschäftigungswirkungen der Energiewende betreffen sowohl die Energiewirtschaft im engeren Sinne als auch Wirtschaftszweige, welche die Energiewirtschaft mit Wirtschaftsgütern versorgen. Beide Bereiche müssen zusammen betrachtet werden. Die Energiewirtschaft umfasst ein breites Spektrum an Leistungen, von der Bereitstellung von Brennstoffen über den Betrieb und die Wartung von Anlagen zur Energieerzeugung, Speicherung und Verteilung bis hin zum Handel mit Endenergie. Jeder einzelne Bereich fragt Arbeitskräfte nach. Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und den Investitionen in Energieeffizienz ist zunehmend in das Blickfeld gerückt, dass die steigende Nachfrage nach Investitionsgütern in diesen beiden Bereichen auch Produktions- und Beschäftigungswirkungen in Wirtschaftszweigen außerhalb der eigentlichen Energiewirtschaft entfaltet.

Die direkte Beschäftigung in der Energiewirtschaft ist 2017 stabil geblieben. Wie im Vorjahr waren dort 2017 rund 365.000 Personen tätig. Knapp 215.000 Personen üben eine direkte Beschäftigung in der klassischen, zumeist konventionellen Energiewirtschaft (Elektrizitätserzeugung, -übertragung und -verteilung, Elektrizitätshandel sowie Gas- und Fernwärmeversorgung, Kohlenbergbau und -veredelung, Gewinnung von Erdöl und Erdgas und Mineralölverarbeitung) aus. Im Betrieb und der Wartung von Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie der Bereitstellung von energetisch genutzter Biomasse und Biokraftstoffen hingegen arbeiteten ungefähr 150.000 Personen (DIW, DLR 2019).

Die Investitionsaktivitäten der Energiewirtschaft tragen weiterhin im hohen Maße zur Beschäftigung bei. Neben den direkt beschäftigten Personen schafft Energiewirtschaft auch Beschäftigung durch ihre Investitionsnachfrage in den unterschiedlichen Sektoren und Wertschöpfungsstufen der Energiebereitstellung. Soweit diese Investitionsaktivitäten hinreichend identifizierbar und erfasst sind, kann ihnen für das Jahr 2017 eine Beschäftigung von über 292.000 Personen zugeschrieben werden. Aufgrund des Rückgangs der Investitionen in Stromerzeugungsanlagen liegt die Beschäftigungszahl jedoch niedriger als im Vorjahr (DIW, DLR 2019).

Auch Investitionen auf der Energienachfrageseite generieren Beschäftigung. Hervorzuheben sind hier vor allem Investitionen in die energetische Gebäudesanierung zur Steigerung der Energieeffizienz. In diesem Bereich waren im Jahr 2017 rund 573.000 Personen, insbesondere im Bausektor, beschäftigt. Weitere Arbeitsplätze gab es u. a. durch Effizienzdienstleistungen wie Energieberatung, Energie-Contracting, Energiemanagement oder Informationsleistungen. Nach Schätzungen fanden in diesen Bereichen im Jahr 2017 mindestens 35.000 Personen Arbeit (BMWi 2018b).

Nennenswerte Beschäftigungseffekte durch den Wandel zur Elektromobilität waren im Jahr 2017 noch nicht erfassbar. Bei der Energienachfrage im Verkehr kann die wachsende Bedeutung der Elektromobilität zu Veränderungen bei Wertschöpfung und Beschäftigung führen. Veränderungen können vor allem die Automobilindustrie und ihre Zulieferer sowie mit ihr verknüpfte Branchen betreffen. Diese Entwicklung muss in den kommenden Jahren noch genauer untersucht werden. Dabei wird u. a. relevant sein, wie hoch die Durchdringung mit alternativen Antriebstechnologien ist, wie sich der Anteil an importierten Vorleistungen für die Produktion von Elektrofahrzeugen entwickelt und wie das Produktivitätswachstum der Automobilindustrie sowie die Nachfrage in den europäischen und internationalen Märkten ausfällt. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die zu erwartenden strukturellen Veränderungen in diesem für Deutschland zentralen Wirtschaftszweig neben der Energiewende vor allem auch durch andere international wirksame Trends wie Digitalisierung, multimodale Mobilität sowie Vernetzung und Automatisierung geprägt werden.

Die Beschäftigtenzahl im Feld der erneuerbaren Energien lag im Jahr 2017 bei insgesamt 317.000 Personen. Erneuerbare Energien bieten Beschäftigung sowohl aufgrund von Investitionen in Erzeugungsanlagen als auch durch die direkte Energiebereitstellung. Parallel zum kontinuierlichen

Ausbau der erneuerbaren Energien im Inland (Kapitel 4) haben sich die Exporte deutscher Technologien zu einem zweiten Pfeiler für die Sicherung von Beschäftigung in den Erneuerbaren-Sektoren entwickelt. Allerdings lag die Bruttobeschäftigung 2017 deutlich unterhalb des Vorjahresniveaus von 348.000 Personen. Mit ausschlaggebend dafür war der zuletzt aufgetretene Exportrückgang vor allem bei der Windenergie

Die Arbeitskräfteverfügbarkeit wird als einer der großen wirtschaftlichen Engpässe wahrgenommen – aber welche Bedeutung hatte dies zuletzt für die Energiewende? Nachdem in Zeiten hoher Arbeitslosigkeit in Deutschland lange die Arbeitsnachfrage, also die Beschäftigungswirkung im Fokus stand, rückt zunehmend auch das Arbeitsangebot in das Blickfeld und damit die Frage nach ausreichend verfügbaren qualifizierten Fachkräften. Nach einer Auswertung von GWS (2018a) gibt es Anzeichen für Fachkräftemangel bei Berufsgruppen mit möglichem Energiewende-Bezug wie technische Berufe und Bauberufe. Gerade für Bauberufe zeigt sich aber kein einheitliches Bild: Je nach Berufszweig, Anforderungsniveau und Region ist der Fachkräftemangel unterschiedlich stark ausgeprägt, in einigen Bundesländern liegen keine Engpässe oder lediglich Anzeichen hierfür vor. Auch sind Berufsgruppen mit Energiewende-Bezug und der Anteil der Energiewende für die Tätigkeit insgesamt schwer vollständig zu erfassen. Da die Umsetzung der Energiewende auch über Vorleistungsketten zur Beschäftigung beiträgt, gibt es hier indirekt auch einen Bedarf an qualifizierten Fachkräften.

15.2 Ausblick

Investitionen sind ein Schlüssel, um Wachstums- und Beschäftigungspotenziale der deutschen Wirtschaft zu heben und auch künftig im weltweiten Wettbewerb zu bestehen. Von den Investitionen in den kommenden Jahren wird abhängen, ob es gelingt, weiterhin eine moderne und leistungsfähige Infrastruktur bereitzustellen und die Energiewende zum Erfolg zu führen. Für den Umbau hin zu einem zukunftsfähigen Energiesystem stehen kontinuierliche Investitionen an – vor allem bei energetischen Gebäudesanierungen und in der Stromversorgung. Jährliche Investitionen in zweistelliger Milliardenhöhe werden weitere Impulse für mehr Wachstum und Beschäftigung in Deutschland setzen (GWS, Prognos 2018).

Um ein stetiges Wirtschaftswachstum mit dem Schutz unserer natürlichen Lebensgrundlagen zu ermöglichen, kommt der Steigerung der Energieeffizienz eine hervorgehobene Rolle zu. Die deutsche Wirtschaft befindet sich im zehnten Jahr infolge auf Wachstumskurs. Dies verdeutlicht die Kontinuität der Erfolgsgeschichte der sozialen Marktwirtschaft als leistungsfähige Wirtschaftsordnung. Es müssen jetzt die Weichen für einen fortgesetzten Wachstumskurs gestellt werden. Investitionen in die Energieeffizienz nehmen dabei eine Schlüsselrolle ein. Denn energieeffizient zu sein bedeutet, zusätzliche Wertschöpfung mit geringerem Energieeinsatz erzielen zu können. Da der Energieverbrauch in Teilen der deutschen Industrieproduktion ein relevanter Kostenfaktor ist, sind effiziente Produktionsverfahren und zertifizierte Energiemanagementsysteme zudem von entscheidender Bedeutung, um im internationalen Wettbewerb zu bestehen. Wenn damit fossile Energien im Boden bleiben, statt verbrannt zu werden, ist dies auch gut für Umwelt und Klima.

Indem die Energiewende auch in anderen Ländern immer mehr Nachahmer findet, ergeben sich für die deutsche Wirtschaft zusätzliche Exportchancen. Das weltweite Bestreben, das Pariser Abkommen umzusetzen, sowie die signifikanten Kostendegressionen bei Erneuerbare-Energien-Technologien verbunden mit rasanten Fortschritten bei der Digitalisierung tragen dazu bei, dass immer mehr Staaten Anstrengungen für den Umbau und die Dekarbonisierung ihrer Energiesysteme unternehmen (OECD/IEA 2018b). Für deutsche Unternehmen mit ihrer führenden

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Investitionen, Wachstum und Beschäftigung

Planbarkeit und einen stabilen Investitionsrahmen für das Energiesystem schaffen:

- EEG 2017 (siehe Kapitel 4)
- Energieeffizienzstrategie (siehe Kapitel 5)
- Strommarktgesetz (siehe Kapitel 9)
- Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW, siehe Kapitel 13)
- Novelle der Anreizregulierung (siehe Kapitel 12).

Den energiewendebedingten Strukturwandel begleiten und neue Beschäftigungsfelder eröffnen:

- Kommission WSB, insbesondere Sofortprogramm in Höhe von bis zu 240 Millionen Euro, mit dem der Bund im Rahmen bestehender Programme zusätzliche Projekte für die vom Kohleausstieg betroffenen Regionen umsetzen wird, sowie Bereitstellung beträchtlicher Mittel, um die Länder dabei zu unterstützen, den Strukturwandel in den Revieren zu bewältigen (siehe Kapitel 1)

Führende Rolle deutscher Unternehmen bei Investitionsgütern der Energiewende unterstützen und Rohstoffabhängigkeiten reduzieren:

- Außenwirtschaftsförderung durch die Exportinitiative Energie
- Zusammenarbeit im Rahmen von rund 20 Energiepartnerschaften und -dialogen

Weltmarktposition bei wichtigen Energietechnologiegütern eröffnen sich dadurch Exportmöglichkeiten, aus denen Impulse für Wertschöpfung, Beschäftigung und Innovation im Inland entstehen können.

Die Beschäftigung in der Energiewirtschaft wandelt sich. Über die aktuellen Fragen zum Strukturwandel und zur Beschäftigung in den Kohlerevieren hinaus zeigt sich seit dem Jahr 2000 eine schrittweise, aber spürbare Verschiebung der Beschäftigung von den klassischen, zumeist konventionellen Energiesektoren hin zu den erneuerbaren Energien. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Beschäftigungseffekte in den Sektoren der Investitionsnachfrage der Energiewende mitbetrachtet werden (DIW, DLR, GWS 2019). Eine solche Entwicklung ist die logische Folge der beabsichtigten Dekarbonisierung des Energiesystems in Deutschland und wird sich weiter fortsetzen.

In einigen Bereichen der deutschen Wirtschaft zeigen sich Engpässe bei Fachkräften, vor allem bei beruflich Qualifizierten. Sie sind bereits heute eine Folge des demografischen Wandels und können das gesamtwirtschaftliche Wachstum bremsen und Innovationen hemmen. Ob und inwiefern die Wirtschaftssektoren, die für den Fortgang der Energiewende relevant sind, hiervon mitbetroffen sind, muss verstärkt in den Blick genommen werden.

Im Verkehrsbereich sind durch den Wandel von konventionellen Antrieben hin zur Elektromobilität Veränderungen bei Beschäftigung und Wertschöpfung zu erwarten. Diese Veränderungen können allerdings derzeit noch nicht vollständig abgeschätzt werden. Bisher sind erst wenige umfassende Studien zu gesamten Effekten durchgeführt worden. Sie sind stark von Annahmen getrieben und sehen sowohl Beschäftigungsrückgänge als auch -zuwächse vor, z. B. durch eine Reihe an neuen Arbeitsplätzen in der Energiewirtschaft und durch neue Dienstleistungen. Aufgrund der Spannbreite der Ergebnisse besteht weiterhin ein Bedarf an differenzierten Studien zu so genannten Brutto- und Nettoeffekten der Beschäftigung und Wertschöpfung durch den Wandel zur Elektromobilität.

15.3 Schlussfolgerungen

Die Energiewende ist eine Modernisierungsstrategie für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Erhebliche Investitionen in klimafreundliche Energien und effiziente Technologien, in die kommunale Infrastruktur der Strom- und Wärmenetze, in Gebäudedämmung, Speicher, Elektromobilität und vieles mehr stärken die Konjunktur im Inneren und machen den Wirtschaftsstandort Deutschland zukunftsfähig. Dadurch wird Deutschland auch unabhängiger von fossilen Brennstoffimporten. Zudem bleibt die Diversifizierung der Energiebezugsquellen und Transportwege bei den fossilen Rohstoffen weiterhin ein vorrangiges Ziel der Bundesregierung.

Die Bundesregierung schafft klare und stabile Rahmenbedingungen für Investitionen. Damit wird die Investitions- und Planungssicherheit erhöht, was wiederum einen positiven Einfluss auf die Investitionsentscheidungen von Unternehmen und die Wirtschaftlichkeit innovativer Geschäftsmodelle hat.

Die deutschen Unternehmen werden dabei unterstützt, ihre führende Stellung auf den internationalen Märkten zu behaupten. Exportchancen eröffnet beispielsweise die Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (siehe Kapitel 3). Mit dem darin verankerten ambitionierten Ziel, die erneuerbaren Energien in der EU bis 2030 auf einen Anteil von 32 Prozent am Bruttoendenergieverbrauch auszubauen, erhält die Nachfrage nach entsprechenden Technologien einen zusätzlichen Impuls. Deutsche Unternehmen, die ausländische Märkte auch außerhalb der EU erschließen oder sichern wollen, werden von der Bundesregierung durch Instrumente der Außenwirtschaftsförderung, wie z. B. durch die Exportinitiative Energie, unterstützt. Auch die Zusammenarbeit innerhalb von Energiepartnerschaften und -dialogen leistet wichtige Beiträge zur Exportförderung. Neben der Beratung der Partnerländer beim Erneuerbaren-Ausbau bieten internationale Partnerschaften auch immer eine Plattform für Innovationen „made in Germany".

Bisherige Studien zeigen übereinstimmend, dass sich die Energiewende positiv auf die Beschäftigung ausgewirkt hat. Ein besonderer Fokus liegt derzeit auf den Revieren, die sich aufgrund des Ausstiegs aus der Kohleverstromung einem beschleunigten Strukturwandel gegenübersehen. Der Bund wird zusammen mit den Ländern beträchtliche Mittel aufwenden, um diesen Regionen dabei zu helfen, neue Wertschöpfungsketten und zukunftsfähige Arbeitsplätze zu schaffen. Soweit ein Fachkräftemangel bei der Umsetzung der Energiewende droht, soll diesem mit einem zeitgemäßen Steuerungs- und Ordnungsrahmen entgegengetreten werden.

Die Energiewende wird zu dauerhaftem Wohlstand und Lebensqualität beitragen. Insgesamt bringt die Energiewende vielfältige Vorteile mit sich, die sich teilweise jedoch nur schwer in gesamtwirtschaftlichen Größen erfassen lassen. So stiftet die Energiewende Nutzen beispielsweise dadurch, dass die Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen gemindert und somit Belastungen für Mensch und Natur reduziert werden (siehe Kapitel 11). Mit der Energiewende schafft die Bundesregierung damit zum einen die notwendigen Voraussetzungen für Wachstum, Beschäftigung und Innovation, zum anderen aber auch für dauerhaften Wohlstand und Lebensqualität. Dabei muss die Energiewende global und ganzheitlich gedacht werden. Ganzheitlich heißt, dass die Energiewende in allen Sektoren erfolgreich ist und die sozioökonomische Komponente stets mitgedacht wird.

16 Maßnahmenübersicht

Soweit in der Übersicht Maßnahmen beschrieben werden, die auch Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 sind, werden deren aktuelle Umsetzungsstände in den jährlichen Klimaschutzberichten der Bundesregierung detailliert dargestellt.

Die Maßnahmen werden im Rahmen der geltenden Haushalts- und Finanzplanungsansätze der Ressorts (einschließlich Stellen und Planstellen) unter Vorbehalt der Verfügbarkeit der notwendigen Haushaltsmittel umgesetzt.

	Instrument	Umsetzungsstand
	Kapitel 3: EU und Internationales	
1.	EU-Verordnung über das Governance-System der Energieunion (Governance-Verordnung)	**Ziel:** Die Verordnung führt ein neues Planungs- und Monitoringsystem zur Umsetzung der fünf Dimensionen der Energieunion, insbesondere des EU-2030 Energie- und Klimarahmens, ein. Zu diesem Zweck schafft die Verordnung die notwendigen Voraussetzungen für eine größere Konvergenz der nationalen Energie- und Klimapolitiken der Mitgliedstaaten. **Inhalt/Zahlen:** Zentraler Bestandteil der Governance-Verordnung sind die integrierten Nationalen Energie- und Klimapläne (National Energy and Climate Plans – NECP), die jeder Mitgliedstaat der Europäischen Kommission bis Dezember 2019 vorzulegen hat (Entwurf musste im Dezember 2018 abgegeben und veröffentlicht werden). Sie sollen mit einer zeitlichen Perspektive von zehn Jahren die nationalen Ziele und Beiträge zu EU-2030-Zielen in den fünf Dimensionen der Energieunion (Dekarbonisierung, Energieeffizienz, Energieversorgungssicherheit, Energiebinnenmarkt, Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit) enthalten sowie Maßnahmen, wie diese Ziele erreicht werden sollen. Um Vergleichbarkeit zu schaffen, macht die Governance-Verordnung genaue Vorgaben für Inhalt und Struktur des Plans. Die Pläne können nach fünf Jahren aktualisiert werden. Neben den NECP sind ab dem Jahr 2023 alle zwei Jahre NECP-Fortschrittsberichte der Mitgliedstaaten vorgesehen; daneben soll es ein Monitoring der Europäischen Kommission geben. Auf diese Weise wird gewährleistet, dass die Mitgliedstaaten mit ihren geplanten Maßnahmen adäquat zum Erreichen der Energie- und Klimaziele der Union für 2030 beitragen bzw. dass gegebenenfalls nachgesteuert werden kann. Für den Fall, dass die freiwilligen Zielbeiträge der Mitgliedstaaten oder der Fortschritt bei Erreichung der EU-Ziele für 2030 nicht ausreichend sind, enthält der Vorschlag zur Governance-Verordnung insb. im Bereich erneuerbare Energien konkrete Regelungen für zusätzliche Maßnahmen auf Ebene der EU bzw. der Mitgliedstaaten (sog. „Gapfiller"-Mechanismus), die eine gemeinschaftliche Zielerreichung auf EU-Ebene sicherstellen. **Stand:** Die Governance-Verordnung ist im Dezember 2018 in Kraft getreten.
2.	Entwurf für einen integrierten Energie- und Klimaplan (NECP)	**Ziel/Inhalt:** Mit dem NECP gemäß der neuen EU-Verordnung über ein Governance-System der Energieunion entsteht erstmalig ein europäisches Planungs- und Monitoringinstrument, welches die Umsetzung der EU-2030-Ziele im Energie- und Klimabereich über nationale Zielbeiträge regelt und Kontrollmechanismen für eine verlässliche Erreichung der EU-Ziele enthält. Jeder EU-Mitgliedstaat wird so einen Plan entwickeln und vorlegen. Die Bundesregierung wird die Arbeiten am NECP im Laufe des Jahres 2019 fortführen, den Entwurf konsultieren und Ende 2019 den finalen Plan vorlegen und an die EU-Kommission übermitteln. Der NECP ist ein wichtiges strategisches Dokument zur Energie- und Klimapolitik und baut insbesondere auf dem Energiekonzept auf. **Stand:** Der NECP-Entwurf der Bundesregierung wurde Ende Dezember 2018 an die EU-Kommission übermittelt und veröffentlicht.
3.	Novelle Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)	**Ziel:** Die Richtlinie definiert den europäischen Rahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen für den Zeitraum von 2020 bis 2030. Gemeinsam mit der Governance-Verordnung sichert sie die verlässliche Umsetzung des verbindlichen EU-Ziels für den Ausbau erneuerbarer Energie in Höhe von mind. 32 % am Bruttoendenergieverbrauch in 2030. **Inhalt:** Die Richtlinie umfasst Regelungen für die Förderung von Energien aus erneuerbaren Quellen in den Sektoren Strom, Wärme und Kälte sowie Transport. Sie enthält daneben Nachhaltigkeitskriterien für gasförmige, flüssige und feste Biokraftstoffe und Biobrennstoffe. Für den Stromsektor legt die Richtlinie grundsätzliche Rahmenregelungen fest, wie Mitgliedstaaten ihre Fördersysteme für erneuerbare Energien ausgestalten dürfen. Darüber hinaus enthält die Richtlinie Vorgaben für eine freiwillige, teilweise grenzüberschreitende Öffnung der Fördersysteme für Strom sowie Vorgaben für die Stärkung von erneuerbarem Eigenverbrauch und Bürgerenergieprojekten (sog. Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften). Für den Wärme- und Kältesektor wurden erstmals verbindliche sektorale Zielvorgaben vereinbart. Demnach werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, einen Anstieg des EE-Anteils von mind. 1,3 Prozentpunkten (bei einer max. Anrechnung von bis zu 40 % Abwärme-Kälte) pro Jahr mit geeigneten Maßnahmen anzustreben. Spezielle Regelungen sind vorgesehen, um sicherzustellen, dass auch Wärme- und Kältenetze hierzu angemessen beitragen. Im Verkehrsbereich sollen Inverkehrbringer von Kraftstoffen verpflichtet werden, den EE-Anteil bis 2030 auf mind. 14 % zu erhöhen. Die Nutzung von konventionellen Biokraftstoffen soll gedeckelt werden. Für neue Technologien wie fortschrittliche Biokraftstoffe, Elektromobilität und Power-to-X sind gewisse Anreize geschaffen worden. **Stand:** Die RED II ist im Dezember 2018 in Kraft getreten. Sie muss bis zum 30. Juni 2021 in nationales Recht umgesetzt werden.

	Instrument	Umsetzungsstand
4.	Novelle Energieeffizienz-Richtlinie (EED)	**Ziel:** Die Richtlinie definiert den europäischen Rahmen für die Verbesserung der Energieeffizienz, u. a. mit konkreten Energieeffizienzzielen bis 2030, einer jetzt bis 2030 verlängerten Endenergieeinsparverpflichtung sowie neu geordneten Vorschriften zur Energieverbrauchserfassung. **Inhalt/Zahlen:** Gemeinsam mit der Governance-Verordnung sichert die EED die Erreichung des EU-Ziels für Energieeffizienz bis 2030 in Höhe von 32,5 % (gemessen an einer Projektion der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2007). Diesem Ziel dient auch die Endenergieeinsparverpflichtung nach Art. 7 EED. Sie wurde durch die jüngste Novelle bis 2030 mit einem realen Einsparfaktor von 0,8 % kumulativ verlängert. Ferner wurden die Vorschriften zur Energieverbrauchserfassung neu geordnet. **Stand:** Die EED ist im Dezember 2018 in Kraft getreten. Sie muss bis zum 25. Juni bzw. 25. Oktober 2020 (je nach Vorschrift) in nationales Recht umgesetzt werden.
5.	Novelle Gebäudeeffizienz-Richtlinie (EPBD)	**Ziel:** Fortschreibung der EPBD, wobei die Kernregelungen beibehalten wurden. **Inhalt:** Die Novelle enthält u. a. folgende Eckpunkte: • In die EPBD integriert ist eine bisher in der EED zu findende Regelung zu langfristigen Renovierungsstrategien. • Neu implementiert wurde eine Verpflichtung auf vorbereitende Maßnahmen für den Aufbau einer Infrastruktur für die Elektromobilität im Gebäudesektor. • Ebenfalls neu implementiert wurden Regelungen zum Einstieg in die Gebäudeautomatisierung sowie zu einem freiwilligen Gebäudebewertungsinstrument, dem Intelligenzfähigkeitsindikator. **Stand:** Die EPBD ist Teil des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer"; die Novellierung ist im Juli 2018 in Kraft getreten. Die meisten der Regelungen der Richtlinie müssen bis zum 10. März 2020 in nationales Recht umgesetzt werden.
6.	Beschleunigung der Umstellung auf saubere Energie in Gebäuden	**Ziel:** Die Strategie soll helfen, Potenziale für nachhaltige Energien in Gebäuden zu erschließen und Hindernisse auf dem Weg zu mehr Investitionen in diesem Bereich abbauen. **Inhalt:** Um das Potenzial für nachhaltige Energie in Gebäuden auszuschöpfen, müssen zahlreiche soziale, finanzielle und technische Hindernisse überwunden und administrative Herausforderungen bewältigt werden. So soll es beispielsweise den Verbrauchern bei der Renovierung ihrer Wohnungen und Häuser ermöglicht werden, sich für die energieeffizienteren Lösungen zu entscheiden. Neben einem angemessenen Rechtsrahmen ist dabei vor allem die Finanzierung ein wichtiger Aspekt. Zu diesem Zweck soll eine neue Maßnahme „Intelligente Finanzierung für intelligente Gebäude" in enger Zusammenarbeit mit der Europäischen Investitionsbank (EIB) zusätzliche öffentliche und private Mittel für Energieeffizienz und erneuerbare Energien mobilisieren. **Stand:** Die Initiative ist Teil des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer", das die EU-Kommission im November 2016 veröffentlicht hat. **Zahlen:** Durch die Initiative können laut EU-Kommission bis 2020 zusätzliche zehn Milliarden Euro aus öffentlichen und privaten Mitteln für Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbare Energien mobilisiert werden.
7.	Verordnung zur Aufstellung des Programms für Umwelt- und Klimapolitik (LIFE)	**Ziel:** Unterstützung des Übergangs zu einem kreislauforientierten, energieeffizienten, auf erneuerbare Energien gestützten, emissionsarmen und klimaresistenten Wirtschaftssystem. **Inhalt:** Das LIFE-Programm, das bereits in der Haushaltsperiode 2014 – 2020 existiert, soll in der Periode 2021 – 2027 fortgeführt werden. Gefördert werden sollen Projekte u. a. in einem neuen Teilprogramm zur Energiewende, die dazu beitragen, Kapazitäten aufzubauen und Kenntnisse und Innovationen zu verbreiten, um die Erneuerbare-Energien- und Effizienzziele auf EU-Ebene zu erreichen. **Stand:** Die Verordnung zur Fortführung des LIFE-Programms wurde von der EU-Kommission im Dezember 2018 vorgeschlagen. **Zahlen:** Das Programm soll insgesamt mit 5,45 Milliarden Euro ausgestattet sein, davon 1,95 Milliarden Euro für den Bereich Klimapolitik und davon wiederum eine Milliarde Euro für das Teilprogramm Energiewende.
8.	Mitteilung zu einer langfristigen EU-Klimaschutzstrategie	**Ziel:** Die Mitteilung ist Diskussionsgrundlage für die Entwicklung einer klimapolitischen Langfriststrategie der EU, die nach dem Pariser Übereinkommen bis 2020 vorzubereiten und zu kommunizieren ist. **Inhalt:** In der Mitteilung und der ihr zugrunde liegenden Analyse werden acht Szenarien dargestellt, die bis 2050 Treibhausgasminderungen zwischen 80 und 100 % gegenüber 1990 erreichen und einen sozial gerechten und kosteneffizienten Übergang zu einer CO_2-ärmeren bis hin zu einer treibhausgasneutralen Wirtschaft in der EU ermöglichen sollen. **Stand:** Der Entwurf einer Strategie wird im Laufe des Jahres 2019 auf europäischer Ebene diskutiert. Ziel ist, bis 2020 eine endgültige Strategie zu entwickeln.
9.	Erklärung zu europäischer Wasserstoff-Initiative	**Ziel:** Wasserstoff soll in Zukunft eine größere Rolle bei der Energieversorgung in Europa eingeräumt werden. **Inhalt:** In der Erklärung werden Einsatzmöglichkeiten und Zukunftsperspektiven für grünen Wasserstoff herausgearbeitet. **Stand:** 25 EU-Mitgliedstaaten und eine große Zahl Unternehmen haben die Erklärung im September 2018 unterzeichnet. Sie enthält allerdings keine bindenden Vereinbarungen.

	Instrument	Umsetzungsstand
10.	Überarbeitetes Energieeffizienz-Label	**Ziel:** Energielabels sollen verbraucherfreundlicher gestaltet werden und dem Kunden eine fundierte Kaufentscheidung ermöglichen. **Inhalt:** Die bisherige Skala der Energieeffizienzklassen für Haushaltsgeräte, die mit Bezeichnungen von A+ bis A+++ unübersichtlich geworden war, wird durch eine einfachere Skala mit den Kategorien A bis G ersetzt. Zudem wird eine EU-weite Produktdatenbank eingeführt, in der die Verbraucher das sparsamste Gerät finden können. **Stand:** Die Rahmenverordnung dazu ist am 1. August 2017 in Kraft getreten; die Vorgaben daraus werden nun für die einzelnen Produkte umgesetzt, und zwar als erstes für Waschmaschinen, Kühlschränke, Geschirrspüler, TV und Monitore sowie Beleuchtung. Sichtbar werden die neuen Energielabel in den Geschäften dann ab Ende 2020.
11.	Überarbeitung bzw. Neuerlass von Verordnungen zur Festlegung von Ökodesign-Anforderungen (11 Produktgruppen)	**Ziel:** Die Verordnung legt Anforderungen an das umweltgerechte Design energieverbrauchsrelevanter Produkte fest, um das Potenzial für gestaltungsbedingte Verbesserungen ihrer Umweltverträglichkeit zu nutzen. **Inhalt:** Mit den Verordnungen werden Anforderungen an die Energieeffizienz und erstmals auch an die Reparierbarkeit und die Zurverfügungstellung von Ersatzteilen gesetzlich festgeschrieben. Die Verordnungen gelten direkt und müssen nicht in nationales Recht umgesetzt werden. Das jährliche Energieeinsparpotenzial wird europaweit auf knapp 120 TWh im Jahr 2030 geschätzt. Dies entspricht einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen um knapp 40 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent pro Jahr. **Stand:** In der Zeit von September 2018 bis Januar 2019 wurden für die Produktgruppe der Haushalts-Kühlgeräte, Beleuchtungsmittel, TVs und elektronischen Displays, Haushalts-Geschirrspüler, Haushalts-Waschmaschinen, Motoren, Transformatoren, externen Netzteile, Schweißgeräte und der Kühlgeräte mit Verkaufsfunktion neue Verordnungen beschlossen. Die neuen Verordnungen werden voraussichtlich im Juli oder August 2019 in Kraft treten.
12.	Risikovorsorge-Verordnung	**Ziel:** Die Verordnung setzt einen Rahmen für die Prävention und Bewältigung von Stromversorgungskrisen und verpflichtet Mitgliedstaaten zu solidarischer Zusammenarbeit. **Inhalt:** Die Verordnung verpflichtet ENTSO-E sowie die zuständigen nationalen Behörden, relevante Szenarien für Stromversorgungskrisen in verschiedenen Regionen bzw. Mitgliedstaaten der EU zu entwickeln. Darüber hinaus müssen die nationalen Behörden Risikovorsorgepläne erstellen, die Maßnahmen zur Prävention und Bewältigung von Stromversorgungskrisen enthalten. Grenzüberschreitende Maßnahmen sind zwischen Mitgliedstaaten abzustimmen, nicht marktkonforme Maßnahmen sind nur in Ausnahmefällen zulässig. Steht eine Versorgungskrise in einem Mitgliedstaat bevor, so hat dieser die Kommission und betroffene Mitgliedstaaten vorab zu warnen. Bei der Bewältigung der Krise sollen die Mitgliedstaaten zusammenarbeiten und sich gegenseitig unterstützen. **Stand:** Im November 2018 einigten sich Europäische Kommission, Rat und Europäisches Parlament im Trilog. Am 26. März hat das EU-Parlament die Verordnung in erster Lesung verabschiedet. Die offizielle Zustimmung durch den Rat erfolgte am 22. Mai. Die Verordnung ist ab dem 20. Tag nach Veröffentlichung im Europäischen Amtsblatt anzuwenden.
13.	Novelle der Gassicherungs-Verordnung („SoS-VO“)	**Ziel:** Die Gasversorgungssicherheit in der EU soll erhöht werden. **Inhalt:** Die Gassicherungs-Verordnung („SoS-VO“, Verordnung (EU) 2017/1938) sieht gemeinsame, regional koordinierte Maßnahmen vor, um die Gasversorgung zu sichern. Hierzu gehören Risikobewertungen sowie Präventions- und Notfallpläne, ein Solidaritätsgebot bei einer drastischen Gasmangellage sowie die Pflicht von Erdgasunternehmen, gewisse Gaslieferverträge bei Änderung oder Abschluss der Kommission und den Mitgliedstaaten vorzulegen. **Stand:** Die Gassicherungs-Verordnung ist am 25. Oktober 2017 in Kraft getreten. Die Bundesregierung arbeitet derzeit Solidaritätsabkommen mit Nachbarstaaten aus.
14.	Mitteilung der Kommission zum Schutz der grenzüberschreitenden Energie- und Verkehrsinfrastruktur Europas	**Ziel:** U. a. Schutz von Strom-, Gas-, Öl- und Kernenergieinfrastrukturen vor Bedrohungen z. B. durch Terroranschläge und Naturgewalten. **Inhalt:** Die Mitteilung enthält Kriterien, nach denen kritische Infrastrukturen identifiziert werden können. Die Mitgliedstaaten sollen darauf aufbauend Gefahrenanalysen durchführen und gemeinsam mit der Kommission Schutzmaßnahmen bestimmen. **Stand:** Die Rahmenrichtlinie des Europäischen Programms für den Schutz kritischer Infrastrukturen (EPSKI-RL 2008/114) wurde am 08. Dezember 2008 beschlossen und trat am 12. Januar 2009 in Kraft. Die RL musste bis 12. Januar 2011 von den Mitgliedstaaten umgesetzt werden. In Deutschland erfolgte dies durch § 12g EnWG. Seit September 2018 wurde die EPSKI-RL evaluiert, mit Folgemaßnahmen aus der Evaluation ist im Laufe des Jahres 2019 zu rechnen.
15.	Grenzüberschreitender Netzausbau	**Ziel:** Der Ausbau von Grenzkuppelstellen soll vorangetrieben werden, um die physische Voraussetzung für einen funktionierenden Strombinnenmarkt zu schaffen, die Integration erneuerbarer Energien zu vereinfachen und die Versorgungssicherheit zu stärken. Auch zur Erreichung des europäischen 10-Prozent-Verbundziels im Jahr 2020 sowie dessen Weiterentwicklung mit dem Zieljahr 2030 ist die Realisierung schon laufender, aber auch weiterer Netzausbauvorhaben erforderlich. **Inhalt:** Gesetzlich verankert sind zehn Interkonnektoren-Projekte, mit denen zahlreiche Kuppelstellen zu unseren Nachbarn weiter ausgebaut werden. Zusätzliche fünf Interkonnektoren-Projekte wurden Ende 2017 neu in den Netzentwicklungsplan aufgenommen. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 werden auch weitere Interkonnektoren-Projekte überprüft. **Stand:** Der Großteil der gesetzlich verankerten Vorhaben befindet sich in der Genehmigungsphase oder im Bau mit angestrebten Inbetriebnahmedaten bis 2025. Die konkrete Planung und Genehmigung weiterer Interkonnektoren-Vorhaben wird erst nach Bestätigung im Netzentwicklungsplan und Aufnahme ins Bundesbedarfsplangesetz erwartet. **Zahlen:** Bei Realisierung der geplanten Interkonnektoren würden über 1000 Leitungskilometer verstärkt oder neu gebaut und die Grenzkuppelkapazität um über 10 GW bis 2030 erhöht.

	Instrument	Umsetzungsstand
16.	Mitteilung der Kommission zu 15-Prozent-Interkonnektivitätsziel bis 2030	**Ziel/Inhalt:** Der Ausbau von Grenzkuppelstellen soll verstärkt werden, um bestehende Engpässe zu verringern und somit die physische Voraussetzung für einen funktionierenden Strombinnenmarkt zu schaffen, die Integration erneuerbarer Energien zu vereinfachen und die Versorgungssicherheit zu stärken. Der Europäische Rat hat im Oktober 2014 deshalb die Bedeutung ausreichender Grenzkuppelstellenkapazität für den Strombinnenmarkt hervorgehoben und das von der Kommission vorgeschlagene Verbundziel von 15 % für das Jahr 2030 aufgegriffen. **Stand/Zahlen:** Die EU-Kommission hat auf Basis des Berichts einer Expertenkommission in einer Mitteilung im November 2017 Vorschläge vorgelegt, wie die angestrebte Erhöhung des Stromverbundziels auf 15 % für das Jahr 2030 operationalisiert werden kann. Hierzu werden drei Schwellenwerte etabliert, die Indikatoren für die Dringlichkeit des Handlungsbedarfs darstellen: • 2 Euro/MWh Preisunterschied zwischen zwei Gebotszonen, Mitgliedstaaten oder Regionen • 30 % thermische Übertragungskapazität/EE-Erzeugungsleistung • 30 % thermische Übertragungskapazität/Spitzenlast Die Schwellenwerte wurden in den Anhang 1 der Verordnung über die Governance der Energieunion aufgenommen, die im Dezember 2018 in Kraft getreten ist.
17.	Regionale Kooperationen	**Ziel:** Über regionale Kooperationen können sich die Mitgliedstaaten in den Umsetzungsprozess europäischer Regelungen einbringen, neue Politikmaßnahmen testen, bevor diese europäisches Recht werden, und sich regelmäßig direkt über die Entwicklungen in den jeweiligen Nachbarländern austauschen. Damit fördern regionale Kooperationen das gegenseitige Verständnis für die jeweiligen nationalen Herausforderungen und führen zu einer weiteren Integration der europäischen Strommärkte. Auch im Hinblick zur Erstellung des NECP der Bundesregierung ist regionale Kooperation von zentraler Bedeutung. **Inhalt/Stand:** Der Kreis der Stromnachbarn hat sich zuletzt im Wesentlichen darauf konzentriert, ein gemeinsames Grundverständnis zur Flexibilisierung der Strommärkte zu generieren. Das Pentalaterale Energieforum arbeitet derzeit unter anderem an einer stärkeren Kopplung der Strommärkte in der Region, an regionalen Versorgungssicherheitsberichten und an einer intensiveren Kooperation bei der Krisenvorsorge und tauscht sich auch zu den NECPs intensiver aus. Die institutionalisierte Nordseekooperation im Energiebereich besteht seit dem Jahr 2016 und umfasst die Bereiche Maritime Raumplanung, Netzentwicklung und Koordinierung, Förderung und Finanzierung von Windenergie auf See sowie die Standardisierung im Energiebereich auf See. In der Nordseekooperation wird in mehreren Studien abstrakt und anhand konkreter Projekte das Thema „hybride“ Infrastruktur, die sowohl zum Handel als auch zur Abführung von Offshore-Windenergie genutzt werden kann, näher untersucht. Auch im Rahmen der Nordseekooperation findet ein Austausch zu den NECPs statt. Die Ostseekooperation BEMIP behandelt u. a. die Kopplung der Strommärkte in der Region sowie regionale Aspekte der Versorgungssicherheit.
18.	Novelle der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV)	**Ziel:** Öffnung eines Teils der Ausschreibungen unter dem EEG für Anbieter aus anderen Mitgliedstaaten. **Inhalt:** Ausschreibungen für erneuerbare Energien werden im Umfang von 5 % der jährlich zu installierenden Leistung für die Teilnahme von Anlagen mit Standort in anderen EU-Mitgliedstaaten geöffnet; dies betrifft sowohl PV- als auch Windanlagen an Land. Diese grenzüberschreitenden Ausschreibungen treten ergänzend neben die nationalen Ausschreibungen. **Stand:** Die neue GEEV, die den Anwendungsbereich von PV-Anlagen auf Windenergieanlagen an Land erweitert, ist im Juni 2017 vom Kabinett verabschiedet worden. Im vierten Quartal 2016 wurden im Rahmen einer Pilotkooperation gegenseitig geöffnete Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen mit dem Königreich Dänemark erfolgreich durchgeführt. Die Bundesregierung ist in Gesprächen mit anderen Mitgliedstaaten über die Durchführung weiterer geöffneter Ausschreibungen.
19.	Strom-Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze	**Ziel:** Weniger Netzbelastungen in Deutschland, Polen und Tschechien, mehr Versorgungssicherheit und Einsparungen bei den Netzbetreibern. **Inhalt:** Die Strom-Handelsflüsse zwischen Deutschland und Österreich haben ein Ausmaß erreicht, das über die Transportfähigkeit der Netze hinausgeht. Deshalb haben sich beide Länder auf die Einführung einer Engpassbewirtschaftung ab Oktober 2018 geeinigt. Künftig wird der Stromhandel beschränkt, mindestens 4,9 GW sollen dem Handel jedoch zur Verfügung stehen. **Stand:** Die Strom-Engpassbewirtschaftung ist im Oktober 2018 in Kraft getreten und wirkt für deutsche Stromkunden entlastend.
20.	Programme zur Finanzierung der Strom- und Gasinfrastruktur	**Ziel:** Verbesserte Integration der europäischen Strom- und Gasmärkte sowie der Versorgungssicherheit. **Inhalt:** Die EU betreibt eine Politik des Aufbaus transeuropäischer Energienetze (TEN-E). Um den Investitionsbedarf in die Strom- und Gasinfrastruktur zu decken, werden verschiedene Programme genutzt, wie z. B. die Connecting Europe Facility (CEF) oder das Europäische Energieprogramm zur Konjunkturbelebung (EEPR). Die finanzielle Unterstützung der Union im Rahmen der CEF ist ein wichtiger Faktor bei der Umsetzung einiger entscheidender Energieinfrastrukturvorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“, PCI) in den Bereichen Strom und Gas. **Stand:** Derzeit läuft die Haushaltsperiode 2014 – 2020. Rat und EU-Parlament haben sich im März 2019 auf eine Neuauflage der Connecting Europe Facility für die Haushaltsperiode 2021 – 2027 (CEF-Verordnung) geeinigt. **Zahlen:** Insgesamt hat die EU-Kommission einen Investitionsbedarf in die europäische Strom- und Gasinfrastruktur von über 200 Milliarden Euro ausgemacht. In der laufenden Haushaltsperiode hat CEF ein Budget von 27,4 Milliarden Euro, von denen 4,1 Milliarden Euro auf die Energieinfrastruktur entfallen. Bezüglich der PCI wurde bisher 109 Maßnahmen, die der Durchführung von 80 PCI dienen, eine finanzielle Unterstützung für Bauvorhaben und Studien im Wert von insgesamt 2,46 Milliarden Euro gewährt (Stand: Sommer 2018). Die aktuelle dritte PCI-Liste, die im November 2017 veröffentlicht wurde und die 173 PCI aufführt, legt einen stärkeren Fokus auf Stromverbindungen, Stromspeicher und intelligente Netze. Der neue CEF-Vorschlag sieht ein Budget von gut 42 Milliarden Euro vor; davon sollen knapp 8,7 Milliarden Euro in die Energieinfrastruktur fließen; 15 Prozent davon sollen in grenzüberschreitende Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien investiert werden.

	Instrument	Umsetzungsstand
21.	Verordnung zum Elektrizitäts-binnenmarkt	**Ziel:** Weiterentwicklung und Stärkung des europäischen Strombinnenmarkts. **Inhalt:** Die Strommarkt-Verordnung enthält eine Vielzahl von Regelungen, wie der europäische Stromgroßhandel ausgestaltet und weiterentwickelt werden soll. Dazu gehören unter anderem Rahmenbedingungen für die Stromgroßhandels- und Regelenergiemärkte, die den grenzüberschreitenden Stromhandel vereinfachen und den Marktzugang für verschiedene Flexibilitätsoptionen erleichtern sollen. Es wird außerdem geregelt, dass Mitgliedstaaten selbst darüber entscheiden dürfen, wie sie ihre Netzengpässe lösen. Sie können dafür ihre Gebotszonen neu zuschneiden oder ihre Netzengpässe durch Netzausbau, Optimierung des Bestandsnetzes und Redispatch lösen. Hierfür sollen die Mitgliedstaaten einen Maßnahmenkatalog vorlegen. Darüber hinaus enthält die Verordnung Rahmenbedingungen für Kapazitätsmechanismen, die temporär, marktbasiert und technologieneutral sein sollen, inklusive Anforderungen für CO_2-intensive Kraftwerke. Weitere Regelungsinhalte betreffen die Struktur und Aufgaben der europäischen Zusammenschlüsse der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sowie die rechtlichen Grundlagen für Network Codes und Guidelines. **Stand:** Die Verordnung ist Teil des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer". Der Trilog zwischen Europäischem Rat, Kommission und Parlament wurde im Dezember 2018 abgeschlossen. Am 26. März hat das EU-Parlament die Verordnung in erster Lesung verabschiedet. Die offizielle Zustimmung durch den Rat erfolgte am 22. Mai. Die allermeisten Regeln der Verordnung gelten ab dem 1. Januar 2020.
22.	Richtlinie zum Elektrizitäts-binnenmarkt	**Ziel:** Ausbau von Flexibilität, Wettbewerbsfähigkeit und fairer Preisbildung im Strommarkt; Verbraucher im Mittelpunkt der Energiewende. **Inhalt:** Die Strommarkt-Richtlinie stärkt die Rechte der Verbraucher. Verbraucher sollen ihren Stromverbrauch nun leichter selbst steuern und kontrollieren können, z. B. über dynamische Strompreisverträge, die die Börsenpreise für Strom widerspiegeln, oder den Einsatz von intelligenten Messsystemen (Smart Meter), die den Verbrauchern eine transparente Übersicht über ihren Stromverbrauch liefern. Verbraucher können als „Active Customer" an den Strommärkten teilnehmen oder sich zu einer Energy Community zusammenschließen. Auch Aggregatoren sollen zur Flexibilisierung der Märkte beitragen. Zudem ist geregelt, dass Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber unter eng gefassten Bedingungen Batteriespeicher betreiben und besitzen dürfen, wenn die Investmententscheidung bis zum Jahr 2024 getroffen wird. **Stand:** Die Richtlinie ist Teil des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer". Der Trilog zwischen Europäischem Rat, Kommission und Parlament wurde im Dezember 2018 abgeschlossen. Am 26. März hat das EU-Parlament die Richtlinie in erster Lesung verabschiedet. Die offizielle Zustimmung durch den Rat erfolgte am 22. Mai. Die Richtlinie muss innerhalb von 18 Monaten in nationales Recht umgesetzt werden.
23.	ACER-Verordnung	**Ziel:** Anpassung der Tätigkeit der ACER (europäischer Energieregulierer) an das neue Strommarktdesign **Inhalt:** Der Vorschlag der Kommission sieht vor, die Abstimmungsregeln im Regulierungsrat anzupassen (von 2/3-Mehrheitsentscheidung auf einfache Mehrheitsentscheidung) und die Prozesse zur Abstimmung neuer Methoden zu vereinfachen. ACER erhält zusätzliche Kompetenzen, zum Beispiel zur Genehmigung einer Methode für das europäische Monitoring zur Versorgungssicherheit. Zudem wird die Rolle der Arbeitsgruppen in ACER formalisiert und so innerhalb der ACER-Organisation gestärkt. **Stand:** Die Verordnung ist Teil des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer". Der Trilog zwischen Europäischem Rat, Kommission und Parlament wurde im Dezember 2018 abgeschlossen. Am 26. März hat das EU-Parlament die Verordnung in erster Lesung verabschiedet. Die offizielle Zustimmung durch den Rat erfolgte am 22. Mai. Die Verordnung ist ab dem 20. Tag nach Veröffentlichung im Europäischen Amtsblatt anzuwenden.
24.	Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätssystem	**Ziel:** Die Verordnung soll eine europäisch harmonisierte Beschaffung von Regelenergie und -leistung sicherstellen. Sie soll den Systemausgleich und die Regelenergiemärkte effizienter machen, den grenzüberschreitenden Austausch von Regelenergie ermöglichen und den Markt für Regelenergie für alle potenziellen Anbieter öffnen. **Inhalt:** Die Verordnung enthält technische, betriebliche und marktbezogene Vorschriften, die die Funktionsweise der Regelenergiemärkte in der EU betreffen. Darunter fallen die Beschaffung von Regelenergie und -leistung, die Aktivierung von Regelenergie und die Abrechnung mit den Marktteilnehmern. Die Verordnung verpflichtet daneben die Übertragungsnetzbetreiber dazu, harmonisierte Methoden zu entwickeln, soweit grenzüberschreitende Übertragungskapazität für den Austausch von Regelleistung reserviert werden soll. **Stand:** Die Verordnung ist im November 2017 in Kraft getreten.
25.	Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt	**Ziel:** Mit der Änderungs-RL sollen auch Gaspipelines aus Drittstaaten erstmals der Regulierung nach dem dritten Binnenmarktpaket von 2009 unterworfen werden. **Inhalt:** Durch die Änderungs-RL wird der Interkonnektorenbegriff, der bisher nur zwischen EU-Mitgliedstaaten galt, auch auf den Betrieb von Verbindungsleitungen mit Drittstaaten ausgedehnt, soweit diese auf dem Hoheitsgebiet oder in den Hoheitsgewässern (12-Seemeilen-Zone) eines Mitgliedstaates verlaufen und dort ihre erste Verknüpfung mit dem Ferngasnetz des Mitgliedstaates haben. Anwendbar werden dadurch insbesondere die eigentumsrechtliche Entflechtung, das Drittzugangsrecht, die Entgeltregulierung und Transparenzregeln. Für Offshore-Pipelines gilt die Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (in Deutschland der BNetzA) für die Anwendung von Binnenmarktrecht in den Hoheitsgewässern. Für Bestandsleitungen vor Inkrafttreten gibt es die Möglichkeit zur Freistellung. Soweit Abkommen mit Drittstaaten über den Betrieb vorgesehen werden, sollen die Mitgliedstaaten von der EU-Kommission zu den entsprechenden Verhandlungen, unter Maßgabe der Einhaltung von Binnenmarktregeln, ermächtigt werden. **Stand:** Nach Verabschiedung in erster Lesung durch Rat und Parlament im April 2019 ist die Richtlinie am 24. Mai 2019 in Kraft getreten und innerhalb von neun Monaten in nationales Recht umzusetzen.

	Instrument	Umsetzungsstand
26.	Tallinn e-Energy Declaration	**Ziel:** Stärken digitaler Lösungen im Energiesektor. **Inhalt:** Die rechtlich nicht bindende Erklärung schlägt verschiedene Maßnahmen vor, um eine digitale Energiestrategie in Europa zu entwickeln, darunter Foren und Stakeholder-Arbeitsgruppen, regionale Pilotprojekte für Testläufe innovativer digitaler Energiesysteme, verstärkter Einsatz von nationalen und EU-Fördermitteln für digitale Innovationen im Energiebereich. Offen ist noch, wie die Gesamtstrategie koordiniert und finanziert werden soll. **Stand:** Unterzeichnung durch die EU-Kommission und die Mitgliedstaaten im September 2017.
27.	Energiediplomatie Aktionsplan	**Ziel:** Stärkung der externen Dimension der Energieunion durch eine kohärente EU-Energieaußenpolitik. **Inhalt:** Der Aktionsplan nennt vier prioritäre Handlungsfelder: Diversifizierung von Quellen, Lieferanten und Routen; Ausbau von Energiepartnerschaften und -dialogen; beständige Verbesserung der nuklearen Sicherheit; Gestaltung internationaler Energiearchitektur und multilateraler Initiativen. **Stand/Zahlen:** Der Aktionsplan wurde im Juli 2015 beschlossen und gilt auf unbestimmte Zeit. Energie ist seither ein wichtiger Schwerpunkt der Zusammenarbeit der EU mit Nachbarländern. Pläne sehen einen noch stärkeren Austausch der EU mit Drittstaaten im Bereich Energiewende vor, um Wissensaustausch und Technologietransfer zu befördern. In den letzten Jahren wurde die Verzahnung mit der Klimadiplomatie gestärkt.
28.	Marktstabilitätsreserve im EU-ETS	**Ziel:** Überschüsse im EU-ETS abbauen. **Inhalt:** Wenn die Gesamtmenge der im Umlauf befindlichen Zertifikate 833 Millionen übersteigt, werden Zertifikate mit einer bestimmten Entnahmerate aus dem Markt genommen, in dem die Versteigerungsmengen verringert werden. Unterschreitet die Gesamtmenge der im Umlauf befindlichen Zertifikate die Marke von 400 Millionen, werden Zertifikate aus der Marktstabilitätsreserve (MSR) ausgegeben. Das EU-ETS kann auf diese Weise auch einen Teil der Minderungseffekte aufgrund zusätzlicher nationaler Maßnahmen berücksichtigen und die Zertifikatemenge verknappen. Zudem ist es den Mitgliedstaaten im Falle der Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten bei zusätzlichen nationalen Klimaschutzmaßnahmen nunmehr erlaubt, eine den Vorgaben der Emissionshandelsrichtlinie entsprechende Menge an Zertifikaten aus den nationalen Auktionsmengen zu löschen. Deutschland hat die Richtlinie in nationales Recht umgesetzt und eine Rechtsgrundlage für eine Löschung geschaffen. Um von dieser Regelung Gebrauch zu machen, bedarf es einer Entscheidung der Bundesregierung. **Stand:** Die MSR gilt seit Januar 2019. **Zahlen:** Mit der Reform des EU-ETS für die vierte Handelsperiode wurde zudem beschlossen, dass die Menge an Emissionszertifikaten, die die MSR abschöpfen soll, bis 2023 auf 24 % erhöht werden soll (anstatt der bislang vorgesehenen 12 %).
29.	Reform des EU-ETS für die vierte Handelsperiode 2021 – 2030	**Ziel:** Die Preissignale des EU-ETS sollen gestärkt und gleichzeitig Carbon Leakage der im internationalen Wettbewerb stehenden energieintensiven Industrie verhindert werden. **Inhalt:** Die Gesamtzahl der Emissionszertifikate wird ab dem Jahr 2021 weiter abgesenkt, indem der lineare Faktor von derzeit 1,74 % p. a. auf 2,2 % p. a. erhöht wird, sodass Emissionen in den EU-ETS-Sektoren bis 2030 um 43 % gegenüber 2005 sinken. Die Nutzung von Zertifikaten aus internationalen Projektmechanismen ist nicht mehr möglich. Die Regeln zur kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten an die energieintensive Industrie werden grundsätzlich beibehalten Die Liste der betroffenen Sektoren, die vom möglichen Carbon Leakage betroffen sind, wird auf Basis von Handels- und Emissionsintensitäten ermittelt. Darüber hinaus werden verschiedene Fonds zur Modernisierung von Energiesystemen und zur Förderung von innovativen Technologien eingerichtet, die langfristig zu einer klimafreundlichen Transformation der Wirtschaft beitragen sollen. **Zahlen:** Die Reform führt zu einer Absenkung der zur Verfügung stehenden Zertifikate um rund 435 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente zwischen den Jahren 2021 und 2030 (Reduktion um 43 % gegenüber 2005). **Stand:** Im April 2018 in Kraft getreten.
30.	Überführung von Backloading-Zertifikaten in die Marktstabilitätsreserve	**Ziel:** Funktionsfähigkeit des EU-ETS angesichts hoher Überschüsse von Emissionszertifikaten und Preisverfall erhalten. **Inhalt/Stand/Zahlen:** Im Zeitraum 2014 – 2016 wurden im EU-ETS 900 Millionen Zertifikate zurückgehalten, die eigentlich im Zeitraum 2019 – 2020 wieder versteigert werden sollten (Backloading). Diese Zertifikate sollen in die Marktstabilitätsreserve (MSR) überführt werden, um den EU-ETS zu stärken und den Überschuss abzubauen. Die MSR soll ab 2019 den Überschuss sukzessive abbauen, indem weitere Versteigerungsmengen in die Reserve überführt werden. Im Jahr 2023 wird in der MSR die Menge an Zertifikaten gelöscht, die die EU-weite Auktionsmenge im Vorjahr übersteigt.
31.	Verknüpfung des EU-ETS mit dem Schweizer Emissionshandelssystem	**Ziel:** Erster Schritt zum langfristigen Ziel eines internationalen Emissionszertifikatemarktes. **Inhalt:** Die Verknüpfung soll über sich annähernde Zertifikatspreise die Wettbewerbsbedingungen für europäische und schweizer Unternehmen angleichen. **Stand:** Die Verlinkung soll im Januar 2020 in Kraft treten.
32.	Lastenteilungs-Verordnung	**Ziel:** Festlegen verbindlicher nationaler Emissionsziele für die EU-Mitgliedstaaten bis zum Jahr 2030 im Non-ETS-Bereich. **Inhalt:** Die nationalen Ziele liegen innerhalb einer Spanne von 0 und 40 % THG-Reduktion gegenüber dem Jahr 2005, abhängig vom BIP pro Kopf im jeweiligen Mitgliedstaat. Beim Erreichen des Ziels sind jedoch flexible Mechanismen möglich. **Stand:** Die neue Lastenteilungs-Verordnung ist im Sommer 2018 in Kraft getreten. **Zahlen:** Für Deutschland ergibt sich ein Minderungsziel von 38 % gegenüber dem Jahr 2005.
33.	Strompreiskompensation	siehe Maßnahme 172

	Instrument	Umsetzungsstand
34.	EU-Aktionsplan „Finanzierung nachhaltigen Wachstums“	**Ziel:** Kapitalflüsse auf nachhaltige Investitionen umlenken, um ein nachhaltiges und integratives Wachstum zu erreichen; finanzielle Risiken, die sich aus dem Klimawandel, der Ressourcenknappheit, der Umweltzerstörung und sozialen Problemen ergeben, bewältigen; Transparenz und Langfristigkeit in der Finanz- und Wirtschaftstätigkeit fördern. **Inhalt:** Der Aktionsplan kündigt verschiedene Maßnahmen an, um die oben genannten Ziele zu erreichen. Dazu gehören beispielsweise die Einführung eines EU-Klassifikationssystems für nachhaltige Tätigkeiten, die Entwicklung von Normen und Kennzeichen für umweltfreundliche Finanzprodukte sowie von Nachhaltigkeitsbenchmarks und die Förderung von Investitionen in nachhaltige Projekte. **Stand:** Der Aktionsplan wurde im März 2018 als Mitteilung der EU-Kommission veröffentlicht.
35.	G20-Aktionsplan zu Klima und Energie für Wachstum	**Ziel:** Die G20-Staaten mit Ausnahme der USA bekennen sich in dem Aktionsplan zu einer uneingeschränkten Umsetzung des Paris-Abkommens und der effizienten Transformation der Energiesysteme im Einklang mit den klimapolitischen Zielen von Paris. Dabei spielen die Steigerung der Energieeffizienz und der Nutzung erneuerbarer Energien sowie die Ausrichtung von Finanzflüssen an den Zielen des Paris-Abkommens mit entsprechenden Investitionen in kohlenstoffarme Technologien und zukunftsfähige Infrastruktur eine herausragende Rolle. **Inhalt:** Mit dem Plan vereinbarten die G20-Staaten eine verstärkte Zusammenarbeit für die Umsetzung der nationalen Beiträge (NDCs), die Entwicklung langfristiger Klimaschutzstrategien und die Ausrichtung globaler Finanzströme am Paris-Abkommen. Dazu betonen sie die Bedeutung der Schaffung eines geeigneten Investitionsrahmens und bekennen sich zu stärkerer Kooperation und Austausch erfolgreicher Anwendungsbeispiele zu Energieeffizienz und erneuerbaren Energien, zur Verbesserung des Energiezugangs und des Abbaus von ineffizienten Subventionen für fossile Energieträger. Angeregt wurde auch ein optionales Monitoring, um die Fortschritte der Energiewende zu überwachen. **Stand:** Der Aktionsplan wurde beim Gipfel der G20-Staaten in Hamburg am 7./8. Juli 2017 von 19 der 20 Staaten (mit Ausnahme der USA) als Annex zur Abschlusserklärung beschlossen.
36.	24. Weltklimakonferenz (COP 24)	**Ziel:** Verabschiedung einheitlicher Regeln zur Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens. **Inhalt:** Durch die in Katowice angenommenen Regeln wird in Zukunft nachvollziehbar sein, wie sich die Emissionen aller Mitglieder des Übereinkommens von Paris entwickeln, wie sich die selbst gesteckten Klimaziele zusammensetzen und welche Maßnahmen umgesetzt werden. Auch über Klimafinanzierung wird vorhersehbarer und detaillierter berichtet. Neben der internationalen Transparenz zwischen den Ländern gibt es damit eine verbesserte Grundlage für die Planung von nationalen Klimaschutz- und Anpassungsmaßnahmen. Alle fünf Jahre wird die Staatengemeinschaft jetzt nach einem klaren Prozess und auf einer soliden Informationsbasis eine globale Bestandsaufnahme vornehmen. Maßstab sind dafür die Ziele des Übereinkommens von Paris zu Minderung, Anpassung und Finanzierung. **Stand:** Die Konferenz fand im Dezember 2018 in Katowice statt.
37.	IEA/IRENA-Studie „Perspectives for the Energy Transition – Investment Needs for a Low-Carbon Energy System” im Auftrag der deutschen G20-Präsidentschaft	**Ziel:** Die durch das BMWi beauftragte Studie untersucht erstmalig, welche Auswirkungen die Umsetzung des Pariser Abkommens für den Energiesektor hat. So soll sie Überlegungen zum zukünftig erforderlichen Investitionsrahmen unterstützen. **Inhalt/Zahlen:** Die Studie zeigt auf, dass eine weitgehende Dekarbonisierung des Energiesystems bis zum Jahr 2050 anspruchsvoll, aber technisch möglich und wirtschaftlich machbar ist: Notwendige Mehrinvestitionen bis 2050 betragen 0,3 % des globalen BIP. Dabei müssen die Investitionen in Energieeffizienz in allen Sektoren um das Zehnfache des heutigen Niveaus steigen. Die Investitionen in die Energieerzeugung würden nicht signifikant steigen, müssten aber massiv v. a. in erneuerbare Energien umgeleitet werden. Aufgezeigt wurde auch, dass eine derart modernisierte Energieversorgung Impulse setzt für Innovationen, nachhaltiges Wirtschaftswachstum und qualifizierte Beschäftigung. **Stand:** Die Studie wurde im März 2017 veröffentlicht.
38.	Berlin Energy Transition Dialogue (BETD)	**Ziel:** Die Konferenz bietet ein Forum für internationale Entscheidungsträger der Energie- und Außenpolitik, für Industrie, Wissenschaft und Zivilgesellschaft, um aktuelle Entwicklungen in der Energiepolitik, innovative Politikmechanismen, neue Investitionsmöglichkeiten und Geschäftsmodelle im Zusammenhang mit der globalen Energiewende zu diskutieren. **Stand/Inhalt:** Die fünfte internationale Energiewendekonferenz fand am 9./10. April 2019 statt. An der Konferenz nahmen mehr als 2.300 Energieexperten aus rund 100 Ländern teil, darunter mehr als 50 Minister und Staatssekretäre. Die Teilnehmer tauschten sich schwerpunktmäßig zu den Themen Digitalisierung im Energiebereich, Sektorkopplung, geopolitische Auswirkungen der globalen Energiewende und Strukturwandel aus.
39.	Bilaterale Energiepartnerschaft mit Jordanien	**Ziel:** Erneuerbare Energien sollen verstärkt ausgebaut und die Energieeffizienz erhöht werden. **Inhalt:** Die Zusammenarbeit soll vor allem in den Bereichen Netzintegration, Digitalisierung und Speichertechnologien erfolgen. **Stand:** Bei hochrangigen Treffen am Rande des BETD 2018 verständigten sich Deutschland und Jordanien darauf, den Energiedialog zu einer Energiepartnerschaft auszuweiten. Auf dem BETD im Folgejahr wurde die Absichtserklärung unterzeichnet.
40.	Bilaterale Energiepartnerschaft mit Chile	**Ziel:** Enge Zusammenarbeit in den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz **Inhalt:** • Ausstieg aus der Kohleverstromung • Stromversorgung des Bergbaus auf nachhaltige Basis stellen **Stand:** Deutschland und Chile unterzeichnen auf dem BETD 2019 eine Absichtserklärung zur Gründung einer Energiepartnerschaft.

	Instrument	Umsetzungsstand
41.	Bericht “A New World” der „Global Commission on the Geopolitics of Energy Transformation“	**Ziel:** Multilateraler Erfahrungsaustausch **Inhalt:** Es handelt sich um ein internationales Expertengremium, das die geopolitischen Auswirkungen der globalen Energiewende analysiert und hierbei weitreichende Auswirkungen insbesondere für die Golfregion und RUS identifiziert hat. **Stand:** Die Initiative wurde von Deutschland, Norwegen und den Vereinigten Arabischen Emiraten unter dem Dach der IRENA gegründet. Die Global Commission hat im Januar 2019 in Abu Dhabi ihren Abschlussbericht vorgelegt.
42.	Exportinitiative Energie	**Ziel:** Die Bundesregierung unterstützt gezielt deutsche Unternehmen dabei, Auslandsmärkte zu erschließen und den Export von klimafreundlichen Energie-Technologien auszubauen. Zielgruppe sind vor allem kleine und mittlere Unternehmen (KMU). Die Exportinitiative Energie ist 2015 aus den früheren Exportinitiativen Erneuerbare Energien und Energieeffizienz hervorgegangen. **Inhalt:** Technische Lösungen und Dienstleistungen in den Bereichen erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Speichertechnologien und intelligente Netze, aber auch neue Technologien wie die Brennstoffzelle stehen im Mittelpunkt. Mehr Details finden sich unter www.german-energy-solutions.de. **Stand/Zahlen:** Pro Jahr finden etwa 190 Veranstaltungen innerhalb der Exportinitiative Energie statt, darunter auch bis zu zehn offizielle deutsche Messebeteiligungen in der ganzen Welt.
43.	Wanderausstellung „Deutschlands Energiewende“	**Ziel:** Ziel der Ausstellung ist es, häufige Missverständnisse zur deutschen Energiewende auszuräumen, über die wesentlichen Elemente der Energiewende zu informieren und für eine bessere internationale Vernetzung im Sinne einer nachhaltigeren Energiepolitik weltweit zu werben. Zielpublikum der Ausstellung ist die allgemeine, interessierte, internationale Öffentlichkeit. **Inhalt:** Auf 19 interaktiven Stationen wird die Entwicklung der deutschen Energiepolitik seit den 1970er-Jahren auf allgemeinverständliche Weise erläutert. Es stehen sechs Sprachfassungen der Ausstellung zur Verfügung: 2x Englisch, 1x Deutsch, 1x Spanisch, 1x Chinesisch/Mandarin, 1x Arabisch. **Stand/Zahlen:** Die Ausstellung wurde im April 2016 in Peking eröffnet. Seither war sie an 96 Standorten in 36 Staaten zu sehen (Stand Anfang 2019).
44.	Entwicklungszusammenarbeit zur Förderung der globalen Energiewende	**Ziel:** Um Entwicklungs- und Schwellenländer bei ihrer nationalen Energiewende zu unterstützen, stellt die Bundesregierung Lernerfahrungen und Lösungsansätze aus der Energiewende in Deutschland (sowie aus anderen Partnerländern) zur Verfügung. In der Umsetzung greift die Bundesregierung auf die Entwicklungszusammenarbeit (EZ, technische und finanzielle Zusammenarbeit), bewährte globale Instrumente und multilaterales Engagement sowie die Zusammenarbeit mit der Wirtschaft zurück. Ziel der deutschen EZ im Energiebereich ist es, durch den massiven und beschleunigten Ausbau bedarfsgerechter, erneuerbarer Energiesysteme und die Steigerung der Energieeffizienz, Energiearmut zu überwinden und mittel- bis langfristig die Dekarbonisierung des Energiesektors und in der Folge ganzer Volkswirtschaften zu ermöglichen. **Inhalt:** Thematische Schwerpunkte der deutschen EZ für eine globale Energiewende und zur Erreichung sowohl der Nachhaltigen Entwicklungsziele *(Sustainable Development Goals)* wie auch der Klimaziele des Pariser Abkommens sind: • Ausbau bedarfsgerechter erneuerbarer Energien, d. h. sowohl netzgekoppelte Großanlagen als auch dezentrale Erzeugung; • Ausbau und Modernisierung der Netzinfrastruktur und Energiespeicher, um die steigenden Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien sicher zu integrieren; • Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz, insbesondere in Gebäuden und Industrie. Dabei ist die Möglichkeit der produktiven Verwendung von Energie von besonderer Bedeutung, denn diese ist Grundlage für wirtschaftliche Entwicklung, für die Schaffung von Arbeitsplätzen und Zukunftsperspektiven. **Stand/Zahlen:** In 2018 beliefen sich die Zusagen für die finanzielle Zusammenarbeit (FZ) auf 3,0 Milliarden Euro, wobei 2,0 Milliarden Euro auf Energieerzeugung entfielen. Das Gesamtvolumen der im Jahr 2018 laufenden Energieprojekte der technischen Zusammenarbeit (TZ) belief sich auf rund 600 Millionen Euro.
	Kapitel 4: Erneuerbare Energien	
45.	Novelle zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 (EEG 2017)	**Ziele:** Weiterer Erneuerbaren-Ausbau kosteneffizient, alle Akteure haben faire Chancen in der Ausschreibung, die Akteursvielfalt wird gewahrt sowie der Ausbaukorridor für erneuerbare Energien eingehalten. **Inhalt:** Die Höhe der erforderlichen Vergütung für den Großteil des Stroms aus neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen wird über Ausschreibungen ermittelt. Besseres Verzahnen des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau durch eine übergangsweise, lokale Begrenzung des Ausbaus von Wind an Land im Falle bestehender Netzengpässe. Ausgeschrieben wird die Vergütungshöhe für Windenergie an Land und auf See, Photovoltaik und Biomasse. Ausgenommen sind kleine Anlagen. **Stand:** Beschlossen im Juli 2016. In Kraft getreten im Januar 2017. **Zahlen:** Jährliche Ausbauziele/Ausschreibungsmengen: • Photovoltaik: 600 MW pro Jahr • Wind an Land bis 2019: 2.800 MW brutto pro Jahr, ab 2020 dann 2.900 MW • Wind auf See: je 500 MW in 2021 und 2022, 700 MW pro Jahr 2023 bis 2025 und im Schnitt 840 MW pro Jahr ab 2026 • Biomasse: 150 MW von 2017 bis 2019 und 200 MW von 2020 bis 2022 • Gemeinsame Ausschreibungen (Wind an Land und Photovoltaik): 400 MW über den Zeitraum von 2018 bis 2020

	Instrument	Umsetzungsstand
46.	Änderungsgesetz zum EEG 2017	**Ziele:** Beihilferechtskonforme Ausgestaltung und bessere Systematisierung der Bestimmungen zur Eigenversorgung. **Inhalt:** Regelungen zur Eigenversorgung wurden neu gefasst, wobei die bisherige Rechtslage nur punktuell geändert wurde (insbesondere modernisierte Bestandsanlagen und Meldepflichten). Bestandsanlagen der Eigenversorgung werden bei gleichzeitiger Gewährung eines ausreichenden Bestandsschutzes zukünftig nach einer erfolgten Modernisierung zu einem Teil an der EEG-Umlage beteiligt. Für KWK-Neuanlagen (erstmalige Nutzung zur Eigenversorgung nach 31. August 2014) wird die Umlagebegrenzung im Lichte des Beihilferechts neu geregelt. Meldepflichten für Eigenversorgungssachverhalte, die bislang in AusgleichsMechV und EEG verstreut waren, werden einheitlich im EEG geregelt. **Stand:** Beschlossen im Dezember 2016. In Kraft getreten am 1. Januar 2017.
47.	EEG-Novelle (Mieterstromgesetz)	siehe Maßnahmen-Monitoring Kapitel 6.4
48.	Energiesammelgesetz	**Ziel:** Das Gesetz setzt die im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vorgesehenen Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Photovoltaik (PV) im EEG um. Außerdem adressiert das Gesetz weitere dringende energiepolitische Anliegen. **Inhalt:** Von 2019 bis 2021 werden die laut EEG 2017 vorgesehenen Ausschreibungsmengen um je 4 GW zusätzlich bei Wind an Land und PV erhöht. Zusätzlich werden technologieübergreifende Innovationsausschreibungen in den Jahren 2019 bis 2021 durchgeführt. Darin sollen innovative Konzepte für besonders netz- und systemdienliche Projekte sowie neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsverfahren erprobt werden. Um die Akzeptanz insbesondere von Wind an Land zu steigern, wird die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung eingeführt. Das nächtliche Dauerblinken der Windenergieanlagen wird damit beendet. Windenergieanlagen leuchten dann nur, wenn ein Flugzeug in der Nähe ist. Außerdem werden europarechtliche Vorgaben umgesetzt, u. a.: • EEG-Privilegierung für Neuanlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK): Umsetzung des beihilferechtlichen Kompromisses mit der Europäischen Kommission. Durch die Neuregelung erhalten 98 % der Anlagen wieder ihre bis Ende 2017 geltende Privilegierung (d. h. nur 40 % EEG-Umlage auf die Eigenstromversorgung). Für ca. 200 Anlagen steigt die Umlage je nach Auslastung graduell an. Die Neuregelung gilt rückwirkend zum 1. August 18. • Absenkung der Vergütungen für neue Solaranlagen im Segment 40–750 kW: Die Kosten für Solaranlagen sind in den vergangenen Jahren stärker gefallen als die Vergütung im EEG. Dies hat zu einer deutlichen Überförderung geführt, die zulasten aller Verbraucher wirkt. Der Abbau dieser Überförderung ist auch beihilferechtlich zwingend vorgegeben. Die Absenkung wirkt sich aufgrund der Kopplung des Mieterstromzuschlags an die Einspeisevergütung auch auf den Mieterstromzuschlag aus. Um diese Auswirkung abzumildern, verringert das Energiesammelgesetz den Abschlag zur Errechnung des Mieterstromzuschlags für Mieterstromanlagen in der Leistungsstufe über 40 kW auf 8 ct/kWh. Diese Verringerung bedarf jedoch einer beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission. Für Anlagen bis 40 kW ändert sich nichts. Damit ist das Segment der privaten Haushalte nicht betroffen. **Stand:** Das Energiesammelgesetz ist im Dezember 2018 in Kraft getreten.
49.	Verordnung zu Innovationsausschreibungen	**Ziel:** Erprobung innovativer Ausschreibungen in der Praxis. **Inhalt:** Mit der Verordnung sollen für eine Pilotphase von drei Jahren (2019 – 2021) gemeinsame Ausschreibungen für verschiedene Erneuerbare-Energien-Technologien eingeführt werden. Die Ergebnisse werden evaluiert und fließen in die Überlegungen zur Weiterentwicklung des EEG ein. **Stand:** Die Verordnung soll im Herbst 2019 im Parlament beraten und verabschiedet werden. **Zahlen:** Das Ausschreibungsvolumen soll über die gesamte Laufzeit 1.150 MW betragen.
50.	Regionalnachweisregister für Strom aus erneuerbaren Energien	**Ziel/Inhalt:** Der Regionalnachweis ermöglicht es Verbraucherinnen und Verbrauchern, EEG-Strom aus ihrer Region zu beziehen. Die Region wird aus den Postleitzahlengebieten gebildet, die sich in einem 50-km-Umkreis um das Postleitzahlengebiet befinden, in dem der Strom verbraucht wird. Mithilfe des Regionalnachweisregisters können sich Anlagenbetreiber Regionalnachweise ausstellen lassen und diese mit dem Strom an Elektrizitätsversorger übertragen. Diese entwerten die Nachweise und können damit die regionale Eigenschaft des EEG-Stroms in der Stromkennzeichnung ausweisen. Durch Zahlung der EEG-Umlage, mit der die Förderung von Anlagen zur Erzeugung von Strom beispielsweise aus Sonne, Wind, Wasser und Biomasse finanziert wird, hat jede Stromverbraucherin und jeder Stromverbraucher Anteil an der Energiewende. Das kommt in der Stromkennzeichnung in dem dort ausgewiesenen EEG-Anteil („Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“) zum Ausdruck. Mit dem neuen Instrument kann dieser Anteil regional gestellt, also der gelieferte EEG-Strom aus der Region bezogen werden. Der Regionalnachweis ermöglicht die dafür erforderliche Zuordnung und schützt Verbraucherinnen und Verbraucher vor Doppelvermarktung und falschen Werbeversprechen. Die Rechtsgrundlage für das neue Register, die novellierte Durchführungsverordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung – HkRNDV) trat im November 2018 in Kraft. **Stand:** Der Betrieb des Regionalnachweisregisters ist im Januar 2019 gestartet. Damit setzt das Umweltbundesamt § 79a EEG 2017 um.
51.	EU-Regelung zu Biokraftstoffen und indirekten Landnutzungsänderungen	siehe Kapitel 7

	Instrument	Umsetzungsstand
52.	KfW-Förderprogramm „Erneuerbare-Energien-Speicher“	**Ziel:** Systemdienlichkeit stärken und Kostenreduktionen bei den Speichertechnologien stärker abbilden. **Inhalt:** Gefördert werden Investitionen in Batteriespeicher, die in Verbindung mit einer Photovoltaik-Anlage installiert und an das elektrische Netz angeschlossen werden. **Stand:** Das Programm lief von 2013 bis 2018. **Zahlen:** Von der KfW wurden rund 32.600 Zusagen für Anträge auf Förderung erteilt, die Fördersumme lag bei ca. 80 Millionen Euro.
53.	Exportinitiative Erneuerbare Energien	siehe Kapitel 3
54.	Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG)	siehe Kapitel 6
55.	Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP)	siehe Maßnahmen-Monitoring Kapitel 6.4
56.	Niedertemperaturwärmenetze mit Saisonal-Wärmespeicher („Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“)	**Ziel:** Vorbereitung einer breiteren Markteinführung innovativer Wärmenetzsysteme der vierten Generation mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und effizient genutzter Abwärme. **Inhalt:** Förderung über insgesamt vier Fördermodule: Förderung von Machbarkeitsstudien mit bis zu 60 %, Förderung der Realisierung eines Wärmenetzsystems 4.0 mit bis zu 50 % der Vorhabenkosten, ergänzende Förderung von wissenschaftlichen Kooperationen („capacity building“), sowie von Informationsmaßnahmen für potenzielle Anschlussnehmer zur Erreichung einer hohen Anschlussquote bei den Modellvorhaben. **Stand:** In Kraft seit Juli 2017. **Zahlen:** Marktreaktion übertrifft Erwartungen deutlich, bis Anfang Juni 2018 bereits 54 Anträge für Machbarkeitsstudien und drei Anträge für die Realisierung von Wärmenetzsystemen 4.0.
	Kapitel 5: Energieverbrauch und Energieeffizienz	
57.	KfW-Energieeffizienzprogramm für Produktionsanlagen und -prozesse	siehe ausführliches Monitoring der zentralen Maßnahmen zur Förderung von Energieeinsparungen in Kapitel 5.4
58.	Initiative Energieeffizienznetzwerke	
59.	Energieaudit für Nicht-KMU	
60.	Programm zur Förderung hocheffizienter Querschnittstechnologien	
61.	Abwärme	
62.	Weiterentwicklung der Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz	
63.	Förderprogramm klimaschonende Produktionsprozesse	
64.	Unterstützung der Marktüberwachung	
65.	Nationale Top-Runner-Initiative	
66.	EU-Energie-Label-Verordnung	
67.	Wettbewerbliche Ausschreibung für Stromeffizienzmaßnahmen (STEP up!)	
68.	Pilotprogramm Einsparzähler	
69.	Förderrichtlinie Energiemanagementsysteme	
70.	Informations- und Aktivierungskampagne „Deutschland macht’s effizient“	**Ziel:** Die Informations- und Aktivierungskampagne „Deutschland macht’s effizient“ soll alle gesellschaftlichen Akteure über das Gemeinschaftsprojekt Energiewende informieren und von der Notwendigkeit eines noch effizienteren Einsatzes von Energie überzeugen. **Inhalt:** Die Kampagne richtet sich gleichermaßen an private Haushalte, Unternehmen sowie öffentliche Einrichtungen und bindet alle Akteure im Rahmen des Stakeholder-Dialogs ein. **Stand:** Die Kampagne ist im Mai 2016 gestartet; Information des Verbrauchers ist eine Daueraufgabe.

	Instrument	Umsetzungsstand
71.	DEHOGA-Energie- und Klimaschutzkampagne	**Ziel:** Die vom BMU unterstützten Kampagnen sind eine der ersten und größten Branchenkampagnen für Klimaschutz in Deutschland. Ziel ist vor allem die branchenspezifische Information und Beratung zu Klimaschutzmaßnahmen. **Inhalt:** Auf der Grundlage der sehr erfolgreich durchgeführten Energiekampagne des DEHOGA-Bundesverbandes für das Hotel- und Gaststättengewerbe wird seit 2019 eine Klimaschutzkampagne für Unternehmen des Bundesverbandes des Groß- und Außenhandels und Dienstleistungen (BGA Bundesverband) aufgebaut und etabliert. Ziel des Vorhabens von DEHOGA und BGA ist es, einen Know-how-Transfer aus dem DEHOGA-Modellprojekt zu organisieren. Dabei werden Informationen und Erfahrungen des DEHOGA aktiv an den BGA weitergegeben und Synergien bei gemeinsamen Themenstellungen genutzt. Klimaschutz soll fester Bestandteil der Verbandspolitik sowie der Geschäftspolitik in den Mitgliedsunternehmen werden. **Stand:** Die Kampagnen leisten einen wichtigen Beitrag zur CO_2-Einsparung und zum Klimaschutz. Sie sind beispielgebend für die Entwicklung weiterer Branchen-Kampagnen. Die Übertragung der Erfahrungen auf weitere Branchen/Verbände ist in Vorbereitung.
72.	Förderung von Energieeffizienzmanagern zur Hebung von Potenzialen z. B. in Gewerbegebieten	**Ziel:** Förderung des Klimaschutzes in Industrie und Gewerbegebieten. **Inhalt:** Förderung von Konzepten und Personal für die Umsetzung. **Stand:** Im Rahmen des Programmes „Energetische Stadtsanierung – KfW 432“ können Sanierungsmanager für Quartiere gefördert werden; diese Quartiere können zum Teil auch aus Gewerbegebieten bestehen. Im Rahmen der Kommunalrichtlinie des BMU wurden bis Ende des Jahres 2018 das Klimaschutz-Teilkonzept „Klimaschutz in Industrie und Gewerbegebieten“ und ein Klimaschutzmanagement für die Umsetzung darin identifizierter Maßnahmen gefördert. Im Rahmen der Novellierung der Richtlinie wird seit Anfang des Jahres 2019 kommunales Energiemanagement für alle Energieverbräuche einer Kommune gefördert. Die Förderung für das Teilkonzept „Industrie- und Gewerbegebiete“ wurde eingestellt. Es ist jedoch möglich, eine Förderung zur Durchführung einer Potenzialstudie zur Nutzung von Abwärme aus Industrie und Gewerbe zu beantragen. Zuständig für die Kommunalrichtlinie ist das BMU. **Zahlen:** Rund 200 Quartiere werden zurzeit mit einem Sanierungsmanagement im Rahmen des Förderprogrammes „Energetische Stadtsanierung“ gefördert. Es liegen keine Zahlen dazu vor, wie viele der geförderten Quartiere auch Gewerbegebiete beinhalten. Insgesamt wurden zwischen 2013 und 2018 22 Klimaschutz-Teilkonzepte „Industrie- und Gewerbegebiete“ gefördert.
73.	Exportinitiative Energieeffizienz	Siehe Kapitel 3
74.	Plattform Energieeffizienz	**Ziel:** Kontinuierliche Dialogplattform für die Weiterentwicklung der Energieeffizienzpolitik. **Inhalt:** Die Plattform Energieeffizienz wurde im Jahr 2014 gegründet. Sie begleitete die Entwicklung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) und ist in dessen Umsetzung involviert. **Stand:** Das Plenum tagte zweimal im Jahr 2017. Zudem wurde eine Fachveranstaltung Energiedienstleistungen und andere Effizienzmaßnahmen zum Thema „Marktentwicklung und Chancen“ im Mai 2017 und eine Fachveranstaltung Digitalisierung und Energieeffizienz zum Thema „Potenziale und Herausforderungen“ im Juni 2017 durchgeführt. Die AG Innovative Finanzierungskonzepte, AG Rechtsrahmen/EDL und AG Wettbewerbliches Ausschreibungsmodell haben ebenfalls in 2017 getagt. Im Jahr 2018 tagte das Plenum einmal. Im November 2018 wurde zudem eine Fachveranstaltung zur Energieeffizienzstrategie durchgeführt. Die AG Wettbewerbliches Ausschreibungsmodell hat ebenfalls in 2018 getagt.
75.	Entwicklung von Kennzahlen und Benchmarks im gewerblichen Bereich	**Ziel:** Aktuelle und künftige Energieverbräuche erfassen und beides mit anerkannten, objektiven Referenzen (Benchmarks) vergleichen. **Inhalt:** Es wurden F&E-Vorhaben zur Entwicklung von Vergleichskennzahlen, Standards und Benchmarks im Bereich GHD und Industrie gefördert. Das wesentliche Ergebnis eines UFO-PLAN-Vorhabens war, dass auf der Grundlage der Berichterstattungsmechanismen energiepolitischer Instrumente (insbesondere Besondere Ausgleichsregelung, Spitzenausgleich, Energieauditpflicht nach EDL-G, EU-Emissionshandel und Strompreiskompensation) keine ausreichende Datenbasis zur Verfügung steht, um Energieeffizienzkennzahlen und -benchmarks zu generieren. **Stand:** Das Projekt startete im Januar 2016 und wurde im März 2018 abgeschlossen.
76.	Studie „Entwicklung des IKT-bedingten Strombedarfs in Deutschland“	**Ziel:** Erfassung des Stromverbrauchs und dessen Entwicklung im IKT-Bereich. **Inhalt:** Eine im Jahr 2015 durchgeführte Studie hat für die verschiedenen Teilbereiche sowohl die Verbrauchsentwicklung prognostiziert als auch Einsparpotenziale aufgezeigt. Auf dieser Basis werden in einem Stakeholderprozess Maßnahmen entwickelt, mit denen die identifizierten Potenziale erschlossen werden können. **Stand:** Die Studie wurde abgeschlossen.
77.	BMEL-Bundesprogramm zur Steigerung der Energieeffizienz in Landwirtschaft	**Ziel/Inhalt:** Durch die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung zugelassene Berater sollen einzelbetriebliche Energieeinsparkonzepte erarbeiten. **Stand/Zahlen:** Für die erste Förderperiode bis einschließlich 2018 standen insgesamt 73 Millionen Euro zur Verfügung, die nach derzeitigem Wissensstand vollständig bis zum Jahresende nachgefragt werden. Im Jahr 2018 wurde das Programm evaluiert und mit einer sehr positiven Einschätzung bewertet, sodass sich das BMEL zu einer Fortsetzung des Programms entschieden hat.

	Instrument	Umsetzungsstand
78.	Bundesprogramm zur Förderung der Energieeffizienz in der Landwirtschaft und im Gartenbau	**Ziel/Inhalt:** Förderung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in landwirtschaftlichen und gartenbaulichen innerbetrieblichen Produktionsprozessen durch Beratung, Wissenstransfer und Investitionsförderung. Die Förderung erfolgt als anteiliger Zuschuss in Abhängigkeit des jeweiligen Energieeinsparpotenzials. **Stand:** Das Bundesprogramm wurde in der ersten Jahreshälfte 2018 erfolgreich evaluiert. Die Evaluierung ergab auch Hinweise zur Verbesserung einzelner Förderbereiche. Entsprechende Anpassungen an der Förderrichtlinie wurden vorgenommen, insbesondere wurde der Bereich der Neubauförderung von Niedrigenergiegebäuden in zwei Bereiche aufgeteilt, a) die Förderung von Niedrigenergiegebäuden zur pflanzlichen Erzeugung (z. B. Gewächshäuser) und b) die Neuerrichtung von Niedrigenergieanlagen (Beispielsweise zur Trocknung oder Kühlung). Die geänderte Förderrichtlinie ist seit dem 1. Januar 2019 in Kraft. **Zahlen:** In der ersten Förderperiode 2016 – 2018 standen insgesamt 73 Millionen Euro zur Verfügung. Die Programmmittel der zweiten Förderperiode 2019 – 2021 belaufen sich auf insgesamt 81,6 Millionen Euro.
79.	Überprüfung Effizienzgebot im BimSchG	**Ziel/Inhalt:** Die Bundesregierung hat geprüft, inwieweit die sparsame und effiziente Nutzung von Energie im BImSchG als Betreiberpflicht weiter konkretisiert werden kann. Das Forschungsvorhaben „Ausgestaltung der energieeffizienzbezogenen Betreiberpflichten des BImSchG“ sollte die näheren rechtlichen Konturen der Betreiberpflichten des BImSchG darlegen und den rechtlichen Handlungsrahmen für konkretisierende Anforderungen verdeutlichen. **Stand:** Nach Evaluierung der nunmehr vorliegenden Ergebnisse des Forschungsvorhabens ergaben sich keine rechtlichen Ansatzpunkte für ein weiteres Vorgehen sowie die Nutzung der Ergebnisse.
	Kapitel 6: Gebäude	
80.	CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Wohngebäude	siehe ausführliches Monitoring der zentralen Maßnahmen zur Förderung von Energieeinsparungen in Kapitel 6.2
81.	CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Nichtwohngebäude	
82.	Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE), Maßnahmen von KfW und BAFA	
83.	Nationales Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen	
84.	Förderung der Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich	
85.	Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP)	
86.	EnEff.Gebäude.2050 – Innovative Vorhaben für den nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050	
87.	Energieberatung	
88.	Forschungsnetzwerk Energiewendebauen	**Ziel:** Intensivierung des Austausches an den Schnittstellen der Forschung zu Politik und Praxis. Schnellerer Ergebnistransfer und Weiterentwicklung der Forschungsförderung. **Inhalt:** Austausch wird über eine Online-Plattform organisiert. Zudem regelmäßig Veranstaltungen und Workshops, z. B. im Januar 2019 der 2. Kongress Energiewendebauen mit über 350 Teilnehmerinnen und Teilnehmern oder im November 2019 Fachtreffen zu „Gebäudemonitoring und -Tools“ und „Solaren Fassaden“ (Letzteres in Zusammenarbeit mit dem Forschungsnetzwerk Erneuerbare Energien). Die Begleitforschungen Energiewendebauen sowie EnEff_Gebäude2050 dienen als inhaltlicher Motor des Netzwerks. Um den Austausch mit den Fachreferaten des BMWi zu systematisieren, wurde Ende 2017 ein Ministerialbeirat gegründet. **Stand:** Das 2014 gegründete Forschungsnetzwerk hat inzwischen über 950 Mitglieder. Expertenempfehlungen aus dem Forschungsnetzwerk waren Grundlage für das 7. Energieforschungsprogramm. Verschiedene Förderaufrufe, bspw. „Reallabore der Energiewende“ oder die Förderinitiative „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“ wurden durch Expertenmeinungen aus dem Forschungsnetzwerk unterstützt.

	Instrument	Umsetzungsstand
89.	Förderinitiative „Effizienzhaus Plus“	**Ziel:** Klimagerechte, bezahlbare Weiterentwicklung des Gebäudebereiches. Etabliert werden soll der Gebäudestandard Effizienzhaus Plus des Bundes, der die zusammenhängende Betrachtung des Primär- und des Endenergiebedarfs und den Einsatz erneuerbarer Energien im Gebäudebereich stärkt. **Inhalt:** Der Wissenstransfer erfolgt über beispielhafte Modellvorhaben, ein Netzwerk, ein Informations- und Kompetenzzentrum für zukunftsgerechtes Bauen des Bundes in Berlin und über Online-Plattformen. Zudem informieren regelmäßige Veranstaltungen, Workshops, Messeauftritte, Sonderveranstaltungen über diesen Energie gewinnenden, nachhaltigen Gebäudestandard (z. B. nationale und internationale Baufachmessen, Berliner Energietage, Weltausstellung in Astana 2017). Die Initiative Effizienzhaus Plus mit ihrem Netzwerk baut auf der Begleitforschung der Effizienzhaus-Plus-Modellvorhaben und weiterer Forschungsthemen zu diesem Gebäudestandard auf. Um weitere gesamtgesellschaftliche Impulse und einen aktiven Bürgerdialog zu fördern, eröffnete 2017 das Bundesinformations- und Kompetenzzentrum für zukunftsgerechtes Bauen im Bundesmodellvorhaben „Effizienzhaus Plus“ in Berlin. **Stand:** Seit 2017 bestätigen ca. 40 bundesweite Modellvorhaben, dass dieser Gebäudestandard im Wohnungsbau praxis- und klimatauglich ist. Wissenschaftliche Prognosen sehen bei einer Marktdurchdringung von 15 % dieses Gebäudestandards im Neu- und Altbau erschließbare CO_2-Einsparpotenziale von insgesamt 18 Millionen t/a ab 2050. Zudem entlastet der Energieüberschuss der Effizienzhäuser Plus auch die Gebäude, die nicht die Klimaneutralität ab 2050 erreichen werden. Die Initiative „Effizienzhaus Plus“ ist zu verstetigen und auszubauen.
90.	Energieeinsparrecht für Gebäude	**Ziel:** Die Bundesregierung wird das bisher in Energieeinsparungsgesetz, Energieeinsparverordnung sowie Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz geregelte Energieeinsparrecht für Gebäude 2019 novellieren. Laut Koalitionsvertrag werden mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) das Ordnungsrecht entbürokratisiert und vereinfacht sowie die Anforderungen des EU-Rechts umgesetzt. Dabei gelten die aktuellen energetischen Anforderungen für Bestand und Neubau fort. Unter Beachtung des Grundsatzes der Wirtschaftlichkeit trägt das Regelwerk dazu bei, dass die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, insbesondere das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis zum Jahr 2050, erreicht werden können. **Inhalt:** EnEG und EnEV regeln die energetischen Anforderungen an zu errichtende und bestehende Gebäude einschließlich Anlagentechnik sowie Energieausweisen. Das EEWärmeG regelt die Pflicht zur Nutzung erneuerbarer Energien in Gebäuden. EnEG, EnEV und EEWärmeG werden im GEG zusammengeführt.
91.	Energiewende Plattform Gebäude	**Ziel:** Kontinuierliche Dialogplattform für die Energiewende im Gebäudebereich. **Inhalt:** Die Energiewende Plattform Gebäude wurde im Jahr 2014 gegründet. Im Plenum und in den Arbeitsgruppen werden mit den Akteuren aus Immobilienwirtschaft, Gewerbe, Industrie sowie der Verbraucherseite und der öffentlichen Hand vor dem Hintergrund der ambitionierten Zielsetzungen im Gebäudebereich die Potenziale, Herausforderungen und Maßnahmen diskutiert. **Stand:** Im November 2018 fand die neunte Sitzung der Plattform statt.
92.	Individueller Sanierungsfahrplan für Gebäude	**Ziel:** Standardisierte Empfehlung einer passgenauen, stufenweisen energetischen Sanierung. **Inhalt:** Mit dem individuellen Sanierungsfahrplan (iSFP) wird dem Gebäudeeigentümer ein leicht verständlicher Überblick für eine stufenweise energetische Sanierung seines Gebäudes an die Hand gegeben. Neben rein energetischen Gesichtspunkten werden auch die individuellen Möglichkeiten des Gebäudebesitzers und die individuellen Gegebenheiten des Bestandsgebäudes bei der Ermittlung des Sanierungsansatzes einbezogen. **Stand:** Die individuellen Sanierungsfahrpläne werden seit Juni 2017 über die „Energieberatung für Wohngebäude (Vor-Ort-Beratung, individueller Sanierungsfahrplan) (EBW)“ mit einem Zuschuss in Höhe von 60 % der Kosten finanziell unterstützt.
93.	Wärmenetze 4.0	**Ziel:** Über eine Grundförderung zuzüglich leistungsabhängiger gleitender Boni soll klimafreundliche und besonders kostengünstige netzgebundene Wärme mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und Abwärme gefördert werden. **Inhalt:** Gefördert werden Modellvorhaben für innovative klimafreundliche Quartiers- und Stadtteilversorgung mit Wärmenetzsystemen der vierten Generation. Diese zeichnen sich durch niedrige Temperaturniveaus, Anteile von erneuerbaren Energien zwischen 50 und 100 % sowie in der Regel saisonale Großwärmespeicher aus. **Stand/Zahlen:** Programm zum 1. Juli 2017 gestartet. Gefördert werden sowohl Machbarkeitsstudien und der Bau als auch Informationsmaßnahmen und die wissenschaftliche Begleitung von Modellvorhaben.
	Kapitel 7: Verkehr	
94.	Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) 2013	**Ziel:** Die vom Bundeskabinett im Juni 2013 beschlossene Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) wird als ein Instrument für die Energiewende im Verkehr im Sinne der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie fortgesetzt. Sie gibt bislang einen Überblick über Technologien sowie Energie- und Kraftstoffoptionen der verschiedenen Verkehrsträger. **Inhalt:** Die MKS zeigt in Form einer „lernenden Strategie“ Wege auf, wie die Energiewende im Verkehr langfristig umgesetzt werden kann. Eine zentrale Rolle spielt die Frage, an welchen Stellen der Verbrennungsmotor sukzessive durch den Elektromotor ersetzt werden kann. Zum einen, weil die Energieeffizienz des Elektromotors mindestens doppelt so groß ist wie die des Verbrennungsmotors. Zum anderen, weil sich erneuerbare Energien deutlich leichter in den Elektromotor als in den Verbrennungsmotor integrieren lassen. Um die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung zu erreichen, sollten sukzessive möglichst große Teile des Landverkehrs elektrifiziert werden. Wesentliche Komponenten hierzu sind die Förderung der Elektromobilität mit Batterie- und Brennstoffzelle sowie die Intensivierung der Verlagerungsbemühungen auf den Schienenverkehr.

	Instrument	Umsetzungsstand
95.	Nationale Plattform „Zukunft der Mobilität“	**Ziel:** Die Plattform entwickelt unter Einbeziehung von Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft Ideen und Konzepte, um auch künftig Wege zu einer bezahlbaren, nachhaltigen und klimafreundlichen Mobilität aufzuzeigen. **Inhalt/Stand:** Die Arbeit der Plattform hat im September 2018 begonnen. Unter dem Dach der Plattform werden ein Lenkungskreis und sieben Arbeitsgruppen eingerichtet. Themen der Arbeitsgruppen sind Klimaschutz im Verkehr; nachhaltige Mobilität (alternative Antriebe und Kraftstoffe); Digitalisierung; automatisiertes Fahren und neue Mobilitätsangebote (einschließlich gesellschaftliche Aspekte der Mobilität); Sicherung des Mobilitäts- und Produktionsstandortes, Batteriezellproduktion, nachhaltige Rohstoffe und Recycling, Bildung und Qualifizierung; Sektorkopplung (insbesondere Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze); sowie Standardisierung, Normung, Zertifizierung und Zulassung. In die Plattform wird auch die im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD verankerte Kommission integriert, die eine Strategie zur Zukunft der bezahlbaren und nachhaltigen Mobilität erarbeiten soll. Die Arbeitsgruppe 1, die sich mit Klimaschutz im Verkehr beschäftigt, hat im März 2019 einen ersten Zwischenbericht veröffentlicht.
96.	Forschungsagenda „Nachhaltige urbane Mobilität“	**Ziel:** Die Forschungsagenda skizziert, wie Wissenschaft und Praxis den Weg zu einem menschlichen und umweltfreundlichen Mobilitätssystem gestalten können. **Inhalt:** Die Forschungsagenda des BMBF integriert die Ergebnisse partizipativer Konsultationsprozesse, in deren Rahmen zahlreiche Expert/innen aus Wissenschaft, Kommunen, Wirtschaft und Zivilgesellschaft ihre Perspektiven, Bedarfe und Ideen eingebracht haben. Sie setzt auf systemische, transdisziplinäre Mobilitätsforschung: Die Möglichkeiten neuer Technologien sollen mit Gestaltungsoptionen insbesondere auf der kommunalen Ebene und den Mobilitätsbedürfnissen der Bürger/innen zusammengebracht werden. Durch die systemische Betrachtung sollen technologische und soziale Innovationen im Sinne der nachhaltigen Mobilität miteinander verknüpft werden. **Stand:** Veröffentlicht im Dezember 2018
97.	Förderrichtlinie „MobilitätsWerkStadt 2025“	**Ziel:** Kommunen dabei unterstützen, gemeinsam mit zentralen Akteuren und Multiplikatoren aus Wirtschaft, Zivilgesellschaft und Wissenschaft den Wandel des Mobilitätssektors zu gestalten. **Inhalt:** Ein Phasenmodell ermöglicht einen niedrigschwelligen Einstieg von Kommunen und sorgt für Mobilisierung. Gemeinsame Aufgabe ist es, nachhaltige, innovative und passgenaue lokale Mobilitätskonzepte zu entwickeln. **Stand:** In Kraft seit Februar 2019
98.	Förderrichtlinie „MobilitätsZukunftsLabor 2050“	**Ziel:** Interdisziplinäre Forschungsprojekte fördern, die neue systemische Ansätze entwickeln und Grundlagen für innovative Mobilitätskonzepte der Zukunft schaffen. **Inhalt:** Untersucht werden soll u. a., wie der gesellschaftliche Wandel mit nachhaltigeren Mobilitätsformen verbunden werden kann. Entwickelt werden sollen fundierte Grundlagen für ein langfristiges Innovations- und Transformationsmanagement. **Stand:** In Kraft seit Februar 2019
99.	Sofortprogramm Saubere Luft	**Ziel:** Das „Sofortprogramm Saubere Luft“ wurde aufgelegt, um die Umsetzung von Maßnahmen in den von NO_2-Grenzwertüberschreitung betroffenen Kommunen zu finanzieren. Die NO_2-Immissionen sollen deutlich reduziert werden und die Grenzwerteinhaltung kurzfristig, jedoch bis spätestens zum Jahr 2020 sichergestellt werden. Das Programm basiert auf bestehenden Förderrichtlinien. **Inhalt:** Die Schwerpunkte des Programms sind die Elektrifizierung von urbanen Flotten (insbesondere Taxis sowie Busse des öffentlichen Personennahverkehrs) einschließlich des Ausbaus der Ladeinfrastruktur sowie Maßnahmen zur Netzstabilisierung, die emissionsmindernde Nachrüstung von im Verkehr befindlichen Diesel-Bussen, eine verbesserte Verkehrslenkung sowie die Digitalisierung und Vernetzung kommunaler Verkehrssysteme. Zu ergänzenden Maßnahmen zählen die Kaufprämie für Elektrofahrzeuge, die Verbesserung von Logistikkonzepten und die Förderung des Radverkehrs. **Stand/Zahlen:** Im November 2017 beschlossen. Im Dezember 2018 wurde das Programm auf 1,5 Milliarden Euro aufgestockt. Hinzukommen 432 Millionen Euro für bestimmte Nachrüstungen.
100.	Förderrichtlinie „Digitalisierung kommunaler Verkehrssysteme“	**Ziel/Inhalt:** Ziel der Förderung ist es, Vorhaben im Bereich der Digitalisierung des Verkehrssystems umzusetzen, die kurz- bis mittelfristig zur Emissionsreduzierung der Stickstoffdioxide in von Grenzwertüberschreitungen betroffenen Städten beitragen. Dazu zählen Maßnahmen zur Vernetzung der Verkehrsträger, Angebote zur Stärkung des öffentlichen Personennahverkehrs, eine effiziente Logistik, der bedarfsorientierte Einsatz von automatisierten Fahrzeugen im Stadtverkehr und im Schienenverkehr sowie die umfassende Verfügbarmachung von Umwelt-, Mobilitäts- und Verkehrsdaten. **Stand:** In Kraft seit Januar 2018
101.	Förderrichtlinie Elektromobilität	**Ziel/Inhalt**: Schwerpunkt ist die Beschaffung von Elektrofahrzeugen und dazugehöriger Ladeinfrastruktur kommunaler Flotten und von Flotten im kommunalen Umfeld. Dabei geht es insbesondere darum, die Luftverschmutzung in den Innenstädten zu verringern. **Stand:** In Kraft seit Dezember 2017
102.	Förderrichtlinie Elektromobil	**Ziel/Inhalt:** Im Rahmen des Förderprogramms „Elektromobil“ wird der kurzfristige Aufbau von Ladeinfrastruktur und die Begleitung und Untersuchung dieser Maßnahmen im Hinblick auf den Abbau von Hemmnissen beim Stromnetzausbau und der Netzstabilität gefördert. Dazu wird Ladeinfrastruktur im öffentlichen, öffentlich zugänglichen, nichtöffentlich-gewerblichen und im rein privaten Bereich sofort aufgebaut. In so genannten Reallaboren wird die Volllast-Situation erprobt und begleitend wissenschaftlich untersucht. Die dabei gewonnenen Erkenntnisse sollen unmittelbar für einen effizienten Netzausbau genutzt werden. **Stand:** In Kraft seit Dezember 2017

	Instrument	Umsetzungsstand
103.	Förderaufruf zur Batteriezellfertigung	**Ziel:** Schaffung eines Verbundes für die Herstellung von Batteriezellen der neuesten Generationen, gemeinsam mit anderen europäischen Staaten. **Inhalt:** Projektförderung. Leitgedanke: Eigenes Know-how ist für den künftigen unternehmerischen Markterfolg im Rahmen einer Wertschöpfungskette zur wettbewerbsfähigen, innovativen und umweltschonenden Batteriezellfertigung in Deutschland und Europa entscheidend. **Zahlen:** Das BMWi plant, im Zeitraum 2019 – 2022 bis zu eine Milliarde Euro zur Verfügung zu stellen. **Stand:** Die Förderbekanntmachung des BMWi wurde im Februar 2019 mit Stichtag 15. März 2019 im Bundesanzeiger veröffentlicht. Aktuell werden die eingegangenen Projektvorschläge fachlich geprüft.
104.	Förderrichtlinie für die Nachrüstung von Diesel-Bussen der Schadstoffklassen Euro III, IV, V und EEV im öffentlichen Personennahverkehr	**Ziel/Inhalt:** Zweck der Förderung ist es, durch eine Stärkung der Nachfrage nach Stickoxidminderungssystemen mittels eines finanziellen Anreizes für die rechtlich nicht verbindlich vorgeschriebene Nachrüstung von Bussen mit Selbstzündungsmotor (Diesel) einen spürbaren Beitrag zur Minderung der Stickstoffdioxidbelastung in Städten mit Grenzwertüberschreitungen zu leisten. **Stand:** In Kraft seit März 2018
105.	Förderrichtlinien für die Nachrüstung von schweren Kommunalfahrzeugen sowie von gewerblichen leichten und schweren Handwerker- und Lieferfahrzeugen mit Stickoxidminderungssystemen	**Ziel/Inhalt:** Handwerker- und Lieferfahrzeuge wie Fahrzeuge von Glaserbetrieben, Sanitärbetrieben oder Zustelldiensten sowie schwere Kommunalfahrzeuge wie Müll- und Straßenreinigungsfahrzeuge sind regelmäßig im Stadtverkehr unterwegs. Da sie hauptsächlich mit Dieselkraftstoff angetrieben werden, tragen sie zur Belastung der Innenstädte mit Stickstoffdioxid bei. Aufgrund des täglichen Einsatzes dieser Fahrzeuge in nicht unerheblichem Umfang ergibt sich ein Emissionsreduktionspotenzial, das in Städten mit Stickstoffdioxid-Grenzwertüberschreitungen ausgeschöpft werden soll. **Stand:** In Kraft seit Januar 2019
106.	Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes	**Ziel/Inhalt:** Mit der Ergänzung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes sollen einheitliche Vorgaben für die Verhältnismäßigkeit von Verkehrsverboten wegen der Überschreitung des europarechtlich vorgegebenen Stickstoffdioxidgrenzwerts sowie bundesweit geltende Ausnahmen von derartigen Verkehrsverboten normiert und so Rechtssicherheit geschaffen werden. **Stand:** In Kraft seit April 2019
107.	Neuntes Gesetz zur Änderung des Straßenverkehrsgesetzes	**Ziel/Inhalt:** Den Kommunen soll ein effektives Instrument für die Überwachung angeordneter immissionsschutzrechtlich bedingter Verkehrsbeschränkungen und Verkehrsverbote an die Hand gegeben werden. Die nach Landesrecht zuständigen Behörden werden damit in die Lage versetzt, anlassbezogen festzustellen, ob ein Fahrzeug zur Teilnahme am Verkehr in einem Gebiet mit Verkehrsverboten berechtigt ist. **Stand:** In Kraft seit April 2019
108.	Neues Verfahren zur Typgenehmigung und Marktüberwachung von Kraftfahrzeugen	**Ziel/Inhalt:** Ziel ist, durch einen neuen Rahmen für die Typgenehmigung unabhängige Prüfungen, Marktüberwachung und Durchsetzung der Vorschriften in Europa zu stärken. Eine EU-Verordnung zur Harmonisierung und Verschärfung der Genehmigung und Marktüberwachung von Kraftfahrzeugen, Kraftfahrzeuganhängern sowie sonstigen Fahrzeugbestandteilen ist angestrebt.
109.	Neues weltweites Prüfverfahren „World Harmonised Light Vehicle Test Procedure" (WLTP)	**Ziel:** Repräsentativere und reproduzierbarere Werte der CO_2-Emissionen und des Kraftstoffverbrauchs zur Verfügung stellen, damit Kraftstoffverbräuche der Fahrzeuge im Test wieder stärker mit den Werten korrelieren, die Fahrzeugnutzer im Straßenverkehr feststellen. **Inhalt:** Auf der Grundlage dieses neuen Verfahrens werden die Abgas- und Verbrauchsnormen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge für die Zeit nach dem Jahr 2020 festgelegt, wobei den strengeren Anforderungen dieses Verfahrens Rechnung getragen werden muss. Der neue Testzyklus wird sich nach Änderung der nationalen Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung auch im Pkw-Label wiederfinden und damit die Glaubwürdigkeit und Wirksamkeit des Labels erhöhen.
110.	Mobilitätspaket „Europa in Bewegung"	**Ziel:** Straßen- und Mobilitätssysteme der Zukunft gestalten, deren Wettbewerbsfähigkeit fördern, die soziale Gerechtigkeit in diesem Bereich stärken und einen klaren Weg für die Erreichung der Emissionsfreiheit vorgeben. **Inhalt:** „Europa in Bewegung" umfasst: • eine politische Mitteilung, in der ein langfristiger Plan für eine saubere, sozial gerechte und wettbewerbsfähige Mobilität skizziert wird. • acht Initiativen, mit denen vor allem die Funktionsweise des Güterkraftverkehrsmarkts sowie die Beschäftigungsbedingungen und der Sozialschutz der Arbeitnehmer verbessert und ein intelligentes System für die Erhebung von Straßenbenutzungsgebühren in Europa eingeführt werden sollen. • eine Reihe von nichtlegislativen Begleitdokumenten mit flankierenden Maßnahmen, die den Wandel hin zu einem nachhaltigen, digitalen und integrierten Mobilitätssystem beschleunigen sollen (Investitionsfinanzierung für Infrastruktur, Forschung und Innovation, kollaborative Plattformen usw.). **Stand:** Das Paket wurde im Mai 2017 veröffentlicht.
111.	Reform der EU-Verordnungen zur Verringerung der CO_2-Emissionen bei neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen	**Ziel:** Senkung der CO_2-Emissionen im Verkehr **Inhalt:** Die CO_2-Emissionen der Neuwagenflotte von Pkw sollen gegenüber dem Jahr 2021 bis zum Jahr 2025 um 15 %, bis zum Jahr 2030 um 37,5 % sinken. Die CO_2-Emissionen neuer leichter Nutzfahrzeuge sollen gegenüber dem Jahr 2020 bis zum Jahr 2025 um 15 % und bis zum Jahr 2030 um 31 % sinken. **Stand:** Die Maßnahme ist mit der erfolgten Zustimmung des EU-Ministerrats im April 2019 verabschiedet.

	Instrument	Umsetzungsstand
112.	EU-Verordnung zur Verringerung der CO_2-Emissionen bei schweren Nutzfahrzeugen (SNF)	**Ziel:** Senkung der CO_2-Emissionen im Verkehr **Inhalt:** Die CO_2-Emissionen von neuen schweren Nutzfahrzeugen sollen bis 2025 gegenüber 2019 um 15 Prozent, bis 2030 um 30 Prozent sinken. Null- und Niedrigemissionsfahrzeuge werden durch ein Anreizsystem unterstützt. **Stand:** Im Februar 2019 wurde eine Einigung im Trilogverfahren zwischen EU-Kommission, EU-Ministerrat und Europäischem Parlament getroffen. Das Europäische Parlament hat der Einigung im April 2019 zugestimmt. Die Zustimmung durch den EU-Ministerrat ist für Juni 2019 vorgesehen.
113.	Erklärung der EU-Mitgliedstaaten zur sauberen Energie- und Mobilitätszukunft	**Ziel:** Eine saubere Energie- und Mobilitätszukunft gestalten. **Inhalt:** Es werden erforderliche Maßnahmen in fünf Bereichen definiert: 1. die schnelle Einführung emissionsfreier Fahrzeuge und Optionen für erneuerbare Kraftstoffe; 2. das Mobilitätsmanagement; 3. die Förderung aktiver Mobilität (Radfahren, zu Fuß gehen); 4. die Unabhängigkeit der Mobilität vom sozialen Status und 5. die Verzahnung der verschiedenen Verkehrssysteme. **Stand:** Die Erklärung wurde von den EU-Mitgliedstaaten im Oktober 2018 verabschiedet.
114.	Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren – Leitanbieter bleiben, Leitmarkt werden, Regelbetrieb einleiten (Strategie AVF)	**Ziel:** Schaffung von Rahmenbedingungen und erforderlichen Voraussetzungen für die Einführung von Systemen des automatisierten und vernetzten Fahrens in Verbindung mit intelligenten Verkehrssystemen (IVS) **Inhalt:** Umsetzung von Maßnahmen in den Handlungsfeldern Infrastruktur, Recht, Innovation, Vernetzung, Cybersicherheit und Datenschutz sowie gesellschaftlicher Dialog, um die Potenziale der Technologien – Erhöhung der Verkehrssicherheit, Erhöhung der Verkehrseffizienz, Reduzierung der mobilitätsbedingten Emissionen sowie Stärkung des Innovations- und Wirtschaftsstandorts Deutschland – zu heben.
115.	Pkw-Label	**Ziel:** Ziel ist die Verringerung von Kraftstoffverbrauch und Emissionen von Pkw. **Inhalt:** Seit dem Jahr 2011 werden Neuwagen mit dem Pkw-Label gekennzeichnet, das die Effizienzklasse anzeigt. Es zeigt an, in welche Effizienzklasse ein Auto fällt – grün steht für effizient. Zudem informiert es übersichtlich zu Kraftstoffverbrauch, -kosten und CO_2-Ausstoß. Die Bundesregierung plant, das Label zeitnah zu aktualisieren und dabei an das WLTP-Testverfahren anzupassen.
116.	Förderprogramme für energieeffiziente Nutzfahrzeuge	**Ziel:** Die Markteinführung und -durchdringung von energieeffizienten und/oder CO_2-armen Nutzfahrzeugen wird durch ein befristetes Förderprogramm unterstützt. **Inhalt:** Gefördert wird die Anschaffung von Lkw und Sattelzugmaschinen mit Erdgas- (Compressed Natural Gas – CNG), Flüssigerdgas- (Liquefied Natural Gas – LNG)und bestimmten Elektroantrieben (reine Batterieelektrofahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge), die für den Güterkraftverkehr bestimmt sind und deren zulässiges Gesamtgewicht mindestens 7,5 t beträgt. **Stand:** Das Programm ist im Juni 2018 in Kraft getreten und läuft bis zum 31. Dezember 2020. Zahlen: Jährlich stehen 10 Millionen Euro für das Programm zur Verfügung.
117.	Marktanreizpaket Elektromobilität	**Ziel:** Ausbau und Marktentwicklung der Elektromobilität und der Ladeinfrastruktur beschleunigen. **Inhalt:** Es wird eine Kaufprämie für Neufahrzeuge in Höhe von 4000 Euro (reine Elektrofahrzeuge) und für Plug-in-Hybride in Höhe von 3000 Euro gezahlt (Umweltbonus). Zur Verbesserung der Ladeinfrastruktur stellt der Bund bis zu 300 Millionen Euro zur Verfügung. **Stand:** Beschlossen im Mai 2016. Autokäufer können ihre Anträge seit dem Juli 2016 beim Bundesamt Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) stellen. **Zahlen:** Zur beschleunigten Marktentwicklung für Elektrofahrzeuge wurden die entsprechenden Fördermittel für den Umweltbonus und den Aufbau von Ladeinfrastruktur ab dem Jahr 2016 auf insgesamt 1,5 Milliarden Euro angesetzt. Davon wird die Gesamtfördersumme für den Umweltbonus auf 1,2 Milliarden Euro festgelegt, der Bund und die Automobilindustrie übernehmen jeweils die Hälfte der Kosten. Zur Verbesserung der Ladeinfrastruktur stellte der Bund bis zu 300 Millionen Euro zur Verfügung.
118.	Förderprogramm „Elektromobilität vor Ort“	**Ziel:** Unterstützung des Markthochlaufs von Elektrofahrzeugen durch die Unterstützung der Beschaffung im kommunalen Kontext und damit verbundener Maßnahmen zum Aufbau von Ladeinfrastruktur. Förderung von strategischen Forschungs- und Demonstrationsvorhaben im ÖPNV und mit elektrischen Liefer- oder Nutzfahrzeugen. **Inhalt/Stand:** Die Förderrichtlinie ist seit 2015 in Kraft und wurde 2017 leicht aktualisiert. Bislang wurden sieben Förderaufrufe durchgeführt, davon einer zur Ausführung des Sofortprogramms „Saubere Luft 2017 – 2020“. **Zahlen:** Für den Zeitraum 2017 bis 2020 stehen rd. 140 Millionen Euro zur Verfügung. Zusätzlich werden die Mittel zur Fahrzeugbeschaffung aus dem Sofortprogramm „Saubere Luft 2017 – 2020“ mit 175 Millionen Euro ergänzt. Bis Ende 2017 wurde die Beschaffung von ca. 2.300 Elektrofahrzeugen einschließlich dazugehöriger Ladeinfrastruktur gefördert. Weiterhin wurden ca. 130 Elektromobilitätskonzepte sowie mehrere Forschungs- und Entwicklungsprojekte gefördert.
119.	Elektromobilitätsgesetz 2015 und darauf gestützte Neuregelungen	**Ziel/Inhalt:** Durch das Gesetz und die darauf basierenden Neuregelungen – 50. Verordnung zur Änderung straßenverkehrsrechtlicher Vorschriften und die diese begleitenden Verwaltungsvorschriften (VwV-StVO) – erhalten Städte und Gemeinden die rechtlichen Möglichkeiten für die Privilegierung von Elektrofahrzeugen. Anreizmaßnahmen vor Ort können die Bereitstellung von kostenlosen Parkplätzen sein oder, Elektrofahrzeuge von Zufahrtbeschränkungen auszunehmen. Ebenso besteht die Möglichkeit zur Öffnung von Bus- oder Sonderspuren. Durch eine Ausnahme im Führerscheinrecht für elektrisch betriebene Fahrzeuge in der Klasse N2 können Batteriefahrzeuge bis zu einem Gesamtgewicht bis maximal 4,25 t mit einer Fahrerlaubnis der Klasse B (Pkw-Führerschein) geführt werden.

	Instrument	Umsetzungsstand
120.	Regierungsprogramm zur Elektromobilität 2011	**Ziel:** Ziel ist es, den Markthochlauf von elektrisch betriebenen Fahrzeugen zu unterstützen. Aus diesem Programm sind bereits viele Maßnahmen realisiert worden.
121.	Beschaffungsinitiative Elektromobilität	**Ziel/Inhalt/Zahlen:** Der Anteil der insgesamt neu beschafften bzw. gemieteten Fahrzeuge mit einem Emissionswert unter 50 g (alternativ: elektrische Mindestreichweite von 40 km) soll über die bereits vereinbarten 10 % hinaus auf künftig 20 % erhöht werden.
122.	Steuerliche Regelung für die private Nutzung der Elektromobilität	**Ziel/Inhalt:** Im Einkommensteuergesetz werden vom Arbeitgeber gewährte Vorteile für das elektrische Aufladen eines Elektrofahrzeugs oder Hybridelektrofahrzeugs im Betrieb des Arbeitgebers oder eines verbundenen Unternehmens und für die zeitweise zur privaten Nutzung überlassene betriebliche Ladevorrichtung steuerbefreit (§ 3 Nummer 46 EStG). Der Arbeitgeber hat auch die Möglichkeit, die Lohnsteuer für geldwerte Vorteile aus der unentgeltlichen oder verbilligten Übereignung einer Ladevorrichtung sowie für Zuschüsse zu den Aufwendungen des Arbeitnehmers für den Erwerb und für die Nutzung einer Ladevorrichtung pauschal mit 25 % zu erheben (§ 40 Absatz 2 Satz 1 Nummer 6 EStG). **Stand:** Die Neuregelungen gelten vom 1. Januar 2017 bis zum 31. Dezember 2020.
123.	Änderungen der Umweltbonus-Richtlinie	**Ziel/Inhalt:** 1. Änderung: Aufhebung Kumulationsverbot. Kaufanreiz soll durch die Kombinationsmöglichkeit verschiedener Förderinstrumente verstärkt werden, Preisunterschiede zu Fahrzeugen mit herkömmlichem Verbrennungsmotor sollen vermindert werden. 2. Änderung: Verlängerung der Richtlinie bis Ende 2020 und Aufnahme der Förderung des Einbaus von akustischen Warnsystemen von in bestimmten Situationen kaum wahrnehmbaren Elektrofahrzeugen, die insbesondere blinden und sehbehinderten Menschen dienen. **Stand:** 1. Änderung in Kraft seit März 2018. 2. Änderung geplant im zweiten Quartal 2019.
124.	IKT für Elektromobilität: Intelligente Anwendungen für Mobilität, Logistik und Energie	**Ziel/Inhalt:** Mit der Fördermaßnahme sollen die notwendigen Veränderungen in Richtung einer umwelt- und nutzerfreundlichen vernetzten Mobilität und die Weiterentwicklung der Verkehrs- und Logistiksysteme mithilfe von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) unterstützt werden. Im Zentrum des Förderschwerpunktes steht die Entwicklung und Erprobung von offenen, IKT-basierten Systemansätzen, bei denen (gewerbliche) Elektromobilität optimal in intelligente Mobilitäts-, Logistik- und Energieinfrastrukturen sowie Betriebsumgebungen eingebunden wird. **Stand:** Die Bekanntmachung erfolgte im Januar 2019. Zweimal im Jahr können Projektskizzen eingereicht werden. Der letzte Einreichungsstichtag ist der 31. Oktober 2021.
125.	Förderprogramm „Erneuerbar mobil“	**Ziel:** Förderung von Forschungsvorhaben zum Thema Elektromobilität zum Zwecke der Hebung ihres Potenzials für den Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutz sowie als Beitrag für die Erhöhung der Lebensqualität und eine nachhaltige Stadtentwicklung. **Inhalt:** Seit 2009 fördert das BMU Unternehmen und Institute in anspruchsvollen F&E-Vorhaben im Bereich der Elektromobilität. Die im Rahmen des zweiten Konjunkturpaketes erfolgreich gestartete Förderung wird seit 2012 durch das Programm Erneuerbar Mobil stetig fortgeführt, u. a. zu Fahrzeug- und Betriebskonzepten und zur Kopplung von Elektrofahrzeugen mit Energieversorgungssystemen. Auch die Förderung der Feldversuche zum Oberleitungs-Lkw zählen zum Programm „Erneuerbar mobil“, zusätzlich unterstützt aus Mitteln der Nationalen Klimaschutzinitiative des BMU. **Stand:** Am 15. Dezember 2017 wurde die mittlerweile vierte Förderbekanntmachung im Rahmen des Programms „Erneuerbar mobil“ veröffentlicht, diesmal als gemeinsame Initiative des BMWi und des BMU. Daneben beteiligt sich das BMU im Rahmen von „Erneuerbar mobil“ an der Umsetzung des „Sofortprogramms Saubere Luft“ der Bundesregierung, indem es die Beschaffung elektrisch betriebener leichter Nutzfahrzeuge und/oder Pkw für den Taxibetrieb, als Mietwagen und für das Carsharing im urbanen Verkehr unterstützt. **Zahlen:** Im Rahmen des Programms „Erneuerbar mobil“ wurden seit 2012 mehr als 100 Projekte mit über 150 Projektpartnern deutschlandweit und einem Fördervolumen von mehr als 350 Millionen Euro gefördert (Stand: Januar 2019).
126.	Förderrichtlinie Elektromobilität	**Ziel:** Ziel ist die Förderung von anwendungsorientierten F&E-Maßnahmen sowie der Beschaffung von Elektrofahrzeugen (Antriebe, Optimierung der Wertschöpfungskette, Informations- u. Kommunikationstechnologien) über alle Verkehrsträger.
127.	Förderrichtlinie zur Anschaffung von Elektrobussen im öffentlichen Personennahverkehr	**Ziel/Inhalt:** Anschaffung von Elektrobussen oder Plug-in-Hybridbussen und der dazugehörenden Ladeinfrastruktur sowie weitere Maßnahmen, die zur Inbetriebnahme der Elektrobusse/Plug-in-Hybridbusse nötig sind (zum Beispiel Schulungen und Werkstatteinrichtungen). **Stand:** In Kraft seit März 2018
128.	Kraftfahrzeugsteuer	**Ziel/Inhalt/Stand:** Mit dem Verkehrsteueränderungsgesetz von Dezember 2012 wurde die bis dahin auf reine Elektro-Pkw beschränkte Kraftfahrzeugsteuerbefreiung erweitert auf reine Elektrofahrzeuge aller Fahrzeugklassen. Darüber hinaus wurde die Steuerbefreiung für diese Fahrzeuge bei erstmaliger Zulassung zwischen 18. Mai 2011 und 31. Dezember 2015 von fünf auf zehn Jahre verlängert. Eine Steuerbefreiung für fünf Jahre war vorgesehen für Fahrzeuge mit erstmaliger Zulassung in der Zeit vom 1. Januar 2016 bis 31. Dezember 2020. Mit dem Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität im Straßenverkehr von November 2016 wurde der Befreiungszeitraum einheitlich für alle reinen Elektrofahrzeuge mit Erstzulassung zwischen 18. Mai 2011 und 31. Dezember 2020 auf zehn Jahre festgelegt. Auf reinen Elektroantrieb umgerüstete Kfz werden ebenfalls begünstigt, sofern die technische Umrüstung in der Zeit vom 18. Mai 2016 bis 31. Dezember 2020 vorgenommen wird.

	Instrument	Umsetzungsstand
129.	Runder Tisch Erdgasmobilität	**Ziel:** Den Dialog zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern organisieren und bis Ende des ersten Quartals 2017 zusammen mit dem BMWi ein Maßnahmenpaket erarbeiten, wie das 4-Prozent-Ziel für die Erdgasmobilität erreicht werden könnte. **Inhalt:** Als erster Schritt wurde eine Reihe von Fokusregionen in Deutschland identifiziert, in denen die Nutzung von Erdgasfahrzeugen und der Infrastrukturausbau besonders schnell vorangebracht werden könnte. **Stand/Zahlen:** Der Runde Tisch Erdgasmobilität ist abgeschlossen. Von seinem Start im September 2016 bis März 2017 fanden drei Sitzungen des Runden Tisches, begleitet von über 20 Arbeitsgruppensitzungen, statt. Unter anderem wurden acht großflächige Fokusregionen in Deutschland identifiziert, in denen mit den erarbeiteten Maßnahmenbündeln vonseiten des Fahrzeugangebots sowie der Abnehmer und Nutzer von Mobilität die Erdgasmobilität konzentriert vorangebracht werden könnte. In Fact-sheets wurden die Vorteile von Erdgasmobilität in verschiedenen Teilmärkten dargestellt. Diese sind sowohl im Pkw- als auch im Bus- und Lkw-Verkehr zu finden. In einem Maßnahmenpapier wurden die Möglichkeiten aufgeführt, die aus Sicht der Teilnehmer des Runden Tisches die Erdgasmobilität weiter voranbringen könnten.
130.	Forschungsprogramm „Maritime Technologien der nächsten Generation“	**Ziel:** Entwicklung neuer Technologien in der maritimen Branche. Dadurch soll die Sicherheit und Zuverlässigkeit sowie die Wirtschaftlichkeit im Schiffbau erhöht werden. **Inhalt:** Die vier Forschungsschwerpunkte waren Schiffstechnik, Produktion maritimer Systeme, Schifffahrt und Meerestechnik. Ein Fokus wurde auf neuartige Produktionstechnik, auf Organisation und auf Vernetzung gelegt. **Stand:** Das Programm lief bis Ende 2017. **Zahlen:** Jährlich wurden rund 32 Millionen Euro investiert. Diese wurden als rückzahlbare Zuschüsse gewährt, wobei die Eigenbeteiligung in der Regel bei 50 % lag.
131.	Taskforce „LNG in schweren Nutzfahrzeugen“	**Ziel:** Beschleunigung der Markteinführung von LNG im schweren Güterverkehr. **Inhalt:** 1. Maßnahmenentwicklung für die Entwicklung des LNG-Marktes in Deutschland; 2. Bewertung der Umwelt- und Klimaauswirkungen sowie Beurteilung der Wirtschaftlichkeit auf Basis von Praxiswerten aus den BMVI-Demonstrationsprojekten; 3. Erstellung einer Informationsgrundlage zu Wirtschaftlichkeits- und Umsetzungsaspekten für Nutzer von LNG-Lkw. **Stand:** Gründung auf Initiative des BMVI im November 2015
132.	Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile	**Ziel:** Ziel ist die Schaffung einheitlicher Standards für die Ladeinfrastruktur von Elektroautos. Dies unterstützt den bedarfsgerechten Ausbau von öffentlich zugänglichen Ladepunkten durch private Investoren und somit den Markthochlauf von Elektromobilen in Deutschland. **Inhalt:** I: Beinhaltet Ladesteckerstandards und Mindestanforderungen zum Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile. II: Authentifizierung und Bezahlung an den Ladesäulen sollen vereinheitlicht werden. III: Ergänzt die bestehende Ladesäulenverordnung um die EU-Vorgaben für das so genannte „punktuelle Laden“: Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten haben demnach jeder Nutzerin und jedem Nutzer eines Elektrofahrzeugs das Laden zu ermöglichen, auch wenn kein langfristiger Stromlieferungsvertrag vorliegt. **Stand:** In Kraft seit Juni 2017
133.	EU-Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe 2014	**Ziel:** Aufbau einer angemessenen Mindestausstattung an Tank- und Lademöglichkeiten für alternative Kraftstoffe sowie Schaffung notwendiger Mindeststandards sowohl technischer Art als auch in Bezug auf Verbraucherinformation. **Inhalt:** Die Umsetzung der Richtlinie ist Bestandteil der MKS, da der zügige Aufbau einer leistungsfähigen Tank- bzw. Ladeinfrastruktur für alternative Kraftstoffe ein Kernelement der Energiewende im Verkehrsbereich ist. **Stand:** Im November 2016 wurde der vom Bundeskabinett beschlossene Nationale Strategierahmen bei der EU-Kommission eingereicht. Die Maßnahmen des Strategierahmens werden in der jeweiligen Ressortzuständigkeit umgesetzt.
134.	Förderrichtlinie „Ladeinfrastruktur Elektrofahrzeuge in Deutschland“	**Ziel:** Aufbau einer flächendeckenden, öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur mit bundesweit 15.000 Ladesäulen, davon 10.000 Normalladestationen und 5.000 Schnellladestationen. Die Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur (FRL-LIS) ist Teil des im Mai 2016 durch das Kabinett beschlossenen Marktanreizpakets für die Elektromobilität. **Inhalt:** Die Förderrichtlinie gewährt einen Zuschuss (max. 60 %) zu den Investitionskosten für Ladepunkte und zum Netzanschluss. Regelmäßige Förderaufrufe legen die für die jeweilige Förderphase geltenden Bedingungen fest. **Stand/Zahlen:** Seit Februar 2017 in Kraft. Für das Förderprogramm mit der Laufzeit 2017 bis 2020 werden insgesamt 300 Millionen Euro bereitgestellt. Es wurden in 2017 zwei Förderaufrufe mit ca. 3000 Anträgen durchgeführt.
135.	Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur (Projekt H2-Mobilität)	**Ziel/Inhalt:** Aufbau von 400 Wasserstofftankstellen bis zum Jahr 2025 in Deutschland. Der Aufbau der ersten 100 Tankstellen erfolgt unabhängig vom Fahrzeughochlauf (Henne-Ei-Problem). **Stand:** Die ersten 50 Wasserstofftankstellen werden von der Bundesregierung im Rahmen des NIP kofinanziert. Weitere Tankstellen sind zur Förderung im NIP II (2016-2026) beantragt. **Zahlen:** Im Mai 2019 waren 68 Wasserstofftankstellen in Betrieb.

	Instrument	Umsetzungsstand
136.	Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (NSR)	**Ziel:** Der NSR setzt Ziele für die öffentlich zugängliche Tank- und Ladeinfrastruktur und untersetzt diese mit entsprechenden Maßnahmen, die (ggf. gemeinsam mit der Industrie) seitens der Bundesregierung zur Zielerreichung umzusetzen sind. **Inhalt:** Der vom Bundeskabinett beschlossene Nationale Strategierahmen umfasst die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, die Infrastruktur für die Erdgasversorgung (komprimiertes und verflüssigtes Erdgas) und die Infrastruktur für die Wasserstoffversorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen. Er ist Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU. Der NSR versteht sich als lernende Strategie, die im laufenden Prozess der Umsetzung der EU-Richtlinie regelmäßig überprüft und gegebenenfalls angepasst wird. Hierzu wird das BMVI ein kontinuierliches Monitoring-Verfahren installieren. Nach Ablauf von drei Jahren ist der EU-Kommission gemäß EU-RL über den Stand des Infrastrukturaufbaus zu berichten. **Stand:** Im November 2016 hat die Bundesregierung den NSR an die EU-Kommission übermittelt.
137.	Förderung des Kombinierten Verkehrs (KV) durch Aus- und Neubau von Umschlaganlagen	**Ziel:** Die KV-Förderung dient der Verlagerung von Gütertransporten in genormten Ladeeinheiten von der Straße auf die Schiene und die Bundeswasserstraße. **Inhalt:** Die Bundesregierung fördert den KV durch Baukostenzuschüsse für Umschlaganlagen. Dies geschieht für Anlagen der DB AG über das Bundesschienenwegeausbaugesetz und für private Anlagen über eine BMVI-Förderrichtlinie. Mit der Förderrichtlinie für private KV-Umschlaganlagen wird der Neu- und Ausbau von Anlagen mit bis zu 80 % der zuwendungsfähigen Kosten unterstützt. Auf Beschluss des Bundeskabinetts wurde 2015/2016 für die Förderung der privaten Anlagen eine Haushaltsanalyse, eine so genannte Spending Review, durchgeführt. Dabei wurden Erleichterungen bei der Absicherung möglicher Rückzahlungsverpflichtungen an den Bund vereinbart. Das BMVI hat die Richtlinie aktualisiert und bei der EU-Kommission zur Genehmigung eingereicht. **Stand:** Die neue Richtlinie gilt seit Januar 2017
138.	Nationaler Radverkehrsplan 2020 (NRVP 2020)	**Ziel:** Die Radverkehrsförderung ist ein gemeinsames Anliegen von Bund, Ländern und Kommunen. **Zahlen:** Die Bundesmittel für nicht investive innovative Projekte 2016 beliefen sich auf 3,2 Millionen Euro. Darüber hinaus wurden Radwege im Zuge von Bundesfernstraßen mit 98 Millionen Euro gefördert. Für die Ertüchtigung von Betriebswegen an Bundeswasserstraßen wurden weitere 1,2 Millionen Euro bereitgestellt. Im Haushalt 2017 sind Beträge in gleicher Höhe eingestellt. Hinzukommen jährlich rund 1,3 Millionen Euro aus dem Bundeshaushalt unter anderem zur Verbesserung der Verkehrsverhältnisse der Gemeinden (sog. „Entflechtungsmittel“). Diese Mittel werden in der bisherigen Höhe bis zum Jahr 2019 weitergeführt und sind auch für die Radverkehrsinfrastruktur verwendbar.
139.	Initiative Digitale Vernetzung im öffentlichen Personenverkehr	**Ziel:** Kernelement ist ein Dialog- und Stakeholder-Prozess mit Vertretern der Länder, der Aufgabenträger, der Kommunen, der Verkehrsunternehmen und -verbünde, der Industrie sowie der Verbraucherverbände. **Inhalt:** Relevante Handlungs- und Entscheidungsträger haben gemeinsam eine Roadmap erarbeitet, die die Handlungserfordernisse, die notwendigen Schritte sowie Verantwortlichkeiten skizziert. Das BMVI beteiligt sich finanziell an der Umsetzung der Roadmap. Stand: Die Initiative startete im Frühjahr des Jahres 2015. Die Roadmap wurde im Juni 2016 verabschiedet. **Zahlen:** Für die Jahre 2016 bis 2018 standen insgesamt 16 Millionen Euro im Zukunftsinvestitionsprogramm zur Verfügung.
140.	Bundesverkehrswegeplan	**Ziel:** Erhalt und Ersatz vor Aus- und Neubau, Engpassbeseitigung auf Hauptachsen, Stärkung der umweltfreundlicheren Verkehrsträger. **Inhalt:** Die vom Bundestag beschlossenen Ausbaugesetze sind die Grundlage für die Finanzierung und Realisierung der Projekte im Bereich Aus- und Neubau. **Stand:** Der BVWP 2030 wurde im August 2016 im Kabinett beschlossen. **Zahlen:** Insgesamt sind 270 Millionen Euro für Erhaltung und Ersatz sowie Aus- und Neubau bei den Verkehrsträgern Straße, Schiene und Wasserstraße vorgesehen.
141.	Förderung der Wasserstoffmobilität im Schienenverkehr im Rahmen des NIP	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen:** Im September 2016 wurde der weltweit erste wasserstoffbetriebene Zug vorgestellt. Von 2018 bis 2020 sollen in Niedersachsen 14 Wasserstoffzüge auf bisher nicht elektrifizierten Strecken zum Einsatz kommen und so Dieselloks ersetzen. Insgesamt sollen rund 50 Züge bis zum Jahr 2021 im Personenverkehr zum Einsatz kommen. Somit sollen Synergien mit der Entwicklung der Wasserstoffmobilität im Straßenverkehr, insbesondere bei Produktion, Transport und Bereitstellung des Kraftstoffes genutzt werden.
142.	Weiterentwicklung der Lkw-Maut/ Anpassung der europäischen Wegekostenrichtlinie	**Ziel/Inhalt:** Um den Güterverkehr klimafreundlicher auszugestalten, soll die Lkw-Maut weiterentwickelt werden. Es wird angestrebt, die Lkw-Maut zukünftig entsprechend dem Energieverbrauch der Fahrzeuge aufkommensneutral zu staffeln. Hierfür ist zunächst eine Änderung der Richtlinie 1999/62/EG (Wegekostenrichtlinie) auf EU-Ebene erforderlich, welche den Rechtsrahmen für die Mauterhebung durch die Mitgliedstaaten festlegt. Die Richtlinie 1999/62/EG sieht derzeit eine Mautstaffelung nach Energieeffizienzklassen nicht vor. **Stand:** Die Richtlinie wird derzeit neu verhandelt; aktuell wird insbesondere in den Ratsarbeitsgruppen in Brüssel der Vorschlag der Kommission zur Änderung der Wegekostenrichtlinie diskutiert. Dieser sieht die Einführung einer CO_2-emissionsbezogenen Spreizung der Infrastrukturgebühren vor (zunächst soll eine derartige Spreizung optional, später obligatorisch sein).

	Instrument	Umsetzungsstand
143.	Zukunftsbündnis Schiene	**Ziel:** Das im Oktober 2018 vom BMVI gestartete „Zukunftsbündnis Schiene“ aus Politik, Wirtschaft und Verbänden soll Digitalisierung, Automatisierung und Innovationen fördern und dazu beitragen, die Wettbewerbsfähigkeit zu stärken, Lärmemissionen zu senken, mehr Kapazitäten zu schaffen und den Deutschland-Takt einzuführen. **Inhalt:** Der Deutschland-Takt ist ein abgestimmter, vertakteter Zugfahrplan für ganz Deutschland – von der regionalen Strecke bis zu den Hauptverkehrsachsen. Er integriert Nah- und Fernverkehr und wird zusammen mit den Ländern umgesetzt, die für den Nahverkehr verantwortlich sind. Auf Hauptachsen soll alle 30 Minuten ein Zug fahren. Die erforderlichen Infrastrukturmaßnahmen sollen ab dem Jahr 2020 realisiert werden. Bis 2030 soll der Deutschlandtakt voll umgesetzt werden. **Stand:** Start im Oktober 2018
144.	Stärkung des Schienengüterverkehrs	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen:** Der Schienenverkehr soll verstärkt ausgebaut werden. Hierfür wurden zwischen den Jahren 2016 und 2018 mit Mitteln des Zukunftsinvestitionsprogramms deutlich höhere Investitionen in den Infrastrukturausbau ermöglicht. Neben der Realisierung von Bedarfsplanvorhaben werden die kapazitätserhöhenden Maßnahmen des Sofortprogramms Seehafen-Hinterland-Verkehr II beginnend im Jahr 2015 bis 2020 umgesetzt. Für das Sofortprogramm Seehafen-Hinterland-Verkehr II wurde die Finanzierungsvereinbarung für eine erste Tranche abgeschlossen. Zur dauerhaften Stärkung des Schienengüterverkehrs sollen die Maßnahmen des „Masterplans Schienengüterverkehr“ umgesetzt werden: Die Förderung des Schienengüterverkehrs über eine anteilige Finanzierung der genehmigten Trassenentgelte durch zusätzliche Bundesmittel nach der im Dezember 2018 in Kraft getretenen Förderrichtlinie zur Absenkung der Trassenpreise im Schienengüterverkehr soll einen Anreiz setzen, die Preise im Schienengüterverkehr zu reduzieren und Güterverkehre von der Straße auf die umweltfreundlichere Schiene zu verlagern. Die Wettbewerbsfähigkeit des Schienengüterverkehrs soll dadurch verbessert werden. Hierfür werden ab Juli 2018 175 Millionen Euro, 2019 bis 2022 jährlich 350 Millionen Euro und 2023 175 Millionen Euro Haushaltsmittel bereitgestellt. Die Fördermaßnahme soll 2021 evaluiert werden. Eine Stärkung des Schienengüterverkehrs erfolgt zusätzlich durch die Bundesförderung für private Umschlaganlagen des Kombinierten Verkehrs und für private Gleisanschlüsse.
145.	Stärkung des Verkehrsträgers Wasserstraße	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen:** Die Richtlinie über Zuwendungen für Binnenschifffahrtsunternehmen zur nachhaltigen Modernisierung von Binnenschiffen vom 21. Juli 2015 ersetzt die Förderrichtlinie für emissionsärmere Motoren. Die Förderrichtlinie des Bundes für private Umschlaganlagen des kombinierten Verkehrs gilt auch für Anlagen zum Umschlag auf die Wasserstraße.
146.	Stärkung regionaler Wirtschaftskreisläufe	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen:** Vergabe einer Vorstudie der Bundesregierung zu regionalen Wirtschaftskreisläufen wird vorbereitet. Die Studie soll eine vorbereitende Analyse als Grundlage zur Erstellung von Leitfäden für Kommunen erarbeiten
147.	Stärkung des öffentlichen Personennahverkehrs	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen:** Die Regionalisierungsmittel wurden im Jahr 2016 auf 8,2 Milliarden Euro erhöht und werden in den Folgejahren bis 2031 jährlich mit einer Rate von 1,8 % dynamisiert. Für den Wegfall der Entflechtungsmittel erhalten die Länder ab 2020 eine entsprechende Kompensation im Rahmen von allgemeinen Zahlungen aus dem Umsatzsteueraufkommen.
148.	Stärkung des Rad- und Fußverkehrs	**Ziel:** Weiterentwicklung der Radverkehrsinfrastruktur und Verknüpfung des Radverkehrssystems mit anderen Verkehrsträgern durch investive, nicht investive und kommunikative Maßnahmen. Verbesserung der Rahmenbedingungen. **Stand:** Aktueller Projektaufruf zum Nationalen Radverkehrsplan für das Förderjahr 2016 mit den Schwerpunkten Elektromobilität sowie Rad und Raum.
149.	Achtes Gesetz zur Änderung des Straßenverkehrsgesetzes (automatisiertes Fahren)	**Ziel:** Schaffung der rechtlichen Grundlagen für hoch- oder vollautomatisierte Fahrfunktionen. **Stand:** In Kraft seit Juni 2017
150.	Maßnahmenplan zur Schaffung von Ethikregeln für Fahrcomputer	**Ziel:** Schaffung der notwendigen Rahmenbedingungen bei der Entwicklung dieser neuen Technologie sowie der Erhalt der international führenden Rolle Deutschlands bei der Gestaltung dieses Prozesses **Inhalt:** Maßnahmenplan auf Grundlage des Berichts der Ethik-Kommission Automatisiertes und Vernetztes Fahren **Stand:** Im September 2017 veröffentlicht
151.	Ermäßigter Steuersatz für den ÖPNV im Stromsteuergesetz	**Ziel:** Mit der Steuervergünstigung soll die Nutzung von Plug-in-Hybrid- und Elektrofahrzeugen im ÖPNV gefördert werden. Damit wird neben der Stromsteuervergünstigung für die Schienenbahnen und der Energiesteuervergünstigung für Kraftstoffe im ÖPNV entsprechend dem technologischen Fortschritt eine Steuervergünstigung für Plug-in-Hybrid- und Elektrofahrzeuge geschaffen. **Inhalt/Stand:** Mit der Änderung des Stromsteuergesetzes zum 1. Januar 2018 wurde der Steuersatz auf 11,42 Euro je MWh ermäßigt. **Zahlen:** Die Steuermindereinnahmen werden auf eine Million Euro jährlich geschätzt.
152.	Fortführung der ermäßigten Energiesteuersätze für Erdgas und Flüssiggas	**Ziel:** Die Fortführung der Steuervergünstigung ist ein Anreiz für den Einsatz alternativer Kraftstoffe im öffentlichen und individuellen Verkehr in Innenstädten. **Inhalt/Stand:** Die Änderung des Energiesteuergesetzes zum 1. Januar 2018 verlängert die Steuerermäßigung für Erdgas bis einschließlich 31. Dezember 2026, mit degressiver Abschmelzung des Steuersatzes ab 1. Januar 2024. Die Steuerermäßigung für Autogas/Flüssiggas wird seit 1. Januar 2019 degressiv abgeschmolzen, bis ab 1. Januar 2023 der reguläre Steuersatz Anwendung findet. **Zahlen:** Die Steuermindereinnahmen für die Fortführung der Steuervergünstigung für Erdgas und Flüssiggas werden über die gesamte Laufzeit auf eine Milliarde Euro geschätzt. Die genaue Summe ist abhängig vom tatsächlichen Verbrauch der Kraftstoffe.

	Instrument	Umsetzungsstand
153.	Gesetz zur Vermeidung von Umsatzsteuerausfällen beim Handel mit Waren im Internet	**Ziel:** Das Gesetz fördert u. a. Elektromobilität und zusätzliche umweltfreundliche Alternativen zur Nutzung von Kraftfahrzeugen mit Verbrennungsmotoren. **Inhalt:** Das Gesetz enthält u. a. die folgenden Regelungen: • Förderung der Elektromobilität durch Halbierung der Bemessungsgrundlage der Dienstwagenbesteuerung für die private Nutzung von Elektro- und extern aufladbaren Hybridelektrofahrzeugen, die in den Jahren 2019 bis 2021 angeschafft wurden, • Steuerbefreiung für die private Nutzung von betrieblichen Elektrofahrrädern und herkömmlichen Fahrrädern, • Steuerbefreiung für Zuschüsse des Arbeitgebers zu den Aufwendungen der Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer für die Fahrten mit öffentlichen Verkehrsmitteln im Linienverkehr zwischen der Wohnung und ersten Tätigkeitsstätte sowie für entsprechende Sachbezüge. **Stand:** Gesetz vom 11. Dezember 2018. Weitestgehend am 1. Januar 2019 in Kraft getreten.
	Kapitel 8: Treibhausgasemissionen	
154.	Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (APK 2020)	**Ziel:** Durch das Aktionsprogramm soll das Ziel, die Treibhausgasemissionen in Deutschland gegenüber dem Jahr 1990 um mindestens 40 % zu mindern, so schnell wie möglich erreicht werden. **Inhalt:** Mehr als 110 Einzelmaßnahmen in allen Wirtschaftsbereichen. **Stand:** Beschluss im Dezember 2014. Im Februar 2019 Beschluss der Bundesregierung zum Klimaschutzbericht 2018, der die Umsetzung von Maßnahmen des APK 2020 begleitet. Darin beschrieben sind die aktuellen Trends der Emissionsentwicklung in den verschiedenen Handlungsfeldern und der Stand der Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz. Darüber hinaus gibt dieser einen Ausblick auf die zu erwartende Minderungswirkungen der einzelnen Maßnahmen bis zum Jahr 2020.
155.	Klimaschutzplan 2050	**Ziel:** Der Klimaschutzplan 2050 definiert die langfristige strategische Ausrichtung für deutsche Energie- und Klimapolitik. **Inhalt:** Im Klimaschutzplan 2050 sind die Handlungsfelder Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie, Landwirtschaft sowie Landnutzung und Forstwirtschaft beschrieben. Darüber hinaus werden übergreifende Ziele und strategische Maßnahmen dargestellt. **Stand:** Die Bundesregierung hat im November 2016 den Klimaschutzplan 2050 beschlossen und erarbeitet zu dessen Umsetzung derzeit ein erstes Maßnahmenprogramm.
156.	Aktionsbündnis Klimaschutz	**Ziel:** Unterstützung der mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz beschlossenen Maßnahmen, Erleichterung der Aktivierung von Potenzialen, die derzeit als noch nicht quantifizierbar eingestuft werden und Identifikation weiterer Handlungsfelder. **Inhalt:** Bislang wurden Themenfelder Klimaschutz im Verkehrssektor, in Kommunen, der Landwirtschaft, in Klein- und Mittelständischen Unternehmen, dem Handwerk und der Industrie diskutiert. **Stand:** Das Aktionsbündnis tagt halbjährlich und wird nach Beschluss der Bundesregierung zum Klimaschutzplan 2050 auch die Umsetzung des Klimaschutzplans begleiten.
157.	Vorschläge der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“	siehe Kapitel 1
	Kapitel 9: Kraftwerke und Versorgungssicherheit	
158.	Strommarktgesetz	**Ziel:** Ziel ist es, den Strommarkt fit für wachsende Anteile erneuerbarer Energien zu machen und die Weichen für einen Wettbewerb von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern zu stellen. **Inhalt:** Weiterentwicklung des Strommarktes zum Strommarkt 2.0, insbesondere: • Stärkung bestehender Marktmechanismen • Reduzierung der Eintrittsbarrieren für Anbieter von Lastmanagement-Maßnahmen • effizientere Netzplanung • Erweiterung des Monitorings der Versorgungssicherheit • Erhöhung der Transparenz im Strommarkt • Einführung einer Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarktes • Einrichtung einer Sicherheitsbereitschaft **Stand:** Bis Ende des Jahres 2017 sind drei Kraftwerksblöcke mit einer Leistung von insgesamt rund 900 MW in die Sicherheitsbereitschaft überführt worden, im Jahr 2018 folgten drei weitere Kraftwerksblöcke mit einer Leistung von insgesamt rund 1.050 MW. Im Jahr 2019 werden zwei weitere Blöcke mit einer Leistung von rund 750 MW in die Sicherheitsbereitschaft überführt.
159.	Kapazitätsreserveverordnung	**Ziel:** Vorhaltung von 2 GW Leistung für unvorhersehbare Ausnahmesituationen **Inhalt:** Es handelt sich um eine Form der strategischen Vorratshaltung durch die Übertragungsnetzbetreiber. Damit sind sie in der Lage, im Falle unvorhersehbarer Ausnahmesituationen die Stromversorgung sicherzustellen, indem sie auf die Anlagen in der Kapazitätsreserve zurückgreifen, um zusätzliche Stromeinspeisung bereitzustellen. **Stand:** Eine Anpassung der Kapazitätsreserveverordnung im Licht der beihilferechtlichen Genehmigung soll baldmöglich vorgenommen werden; anschließend erfolgt die erste Ausschreibung.

	Instrument	Umsetzungsstand
160.	Energiesammelgesetz	**Inhalt:** Verlängerung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) um drei Jahre bis zum Jahr 2025. Dadurch soll die Investitionsgrundlage für neue KWK-Anlagen verbessert werden. Diese Verlängerung bedarf noch der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission. Weitergeleitete Strommengen: Es wird eine Schätzmöglichkeit für an Dritte weitergeleitete Strommengen geschaffen. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) hat dies in einem Hinweis Stromzähler zur Besonderen Ausgleichsregelung vorab angekündigt. So wird sichergestellt, dass die betroffenen Unternehmen ihre Umlageprivilegien weiterhin erhalten. Ermöglichung von Modernisierungen größerer Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen: Es waren Anpassungen der Fördertatbestände notwendig, um bei einer beihilferechtlichen punktuellen Anpassungen weiterhin die Modernisierung großer KWK-Anlagen zu ermöglichen. Die Kapazitätsreserve, die die Versorgungssicherheit garantieren soll, wird an die Vorgaben der beihilferechtlichen Genehmigung angepasst und wird nun am 1. Oktober 2020 beginnen. Siehe auch Kapitel 4.
161.	Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung	**Ziel:** Sicherstellung der Finanzierung von Stilllegung und Rückbau der Kernkraftwerke sowie Entsorgung der radioaktiven Abfälle. **Inhalt:** Die Reaktorbetreiber bleiben für Durchführung und rückstellungsgesicherte Finanzierung der Stilllegung und des Rückbaus verantwortlich. Für Zwischen- und Endlagerung von radioaktivem Abfall aus der gewerblichen Stromerzeugung ist seit Juli 2017 allein der Staat verantwortlich; die öffentlich-rechtliche Stiftung „Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung“ (KENFO) erstattet die dem Bund in diesem Zusammenhang entstehenden Kosten. **Stand/Zahlen:** Gesetz am 16. Juni 2017 in Kraft getreten, Kraftwerksbetreiber haben am 3. Juli 2017 Mittel in Höhe von rund 24,1 Milliarden Euro an KENFO überwiesen.
162.	Kommission Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe (Endlagerkommission)	**Ziel:** Erarbeitung eines Vorschlags für ein faires und transparentes Verfahren zur Lagerung hochradioaktiver Stoffe **Inhalt:** Die Kommission mit Vertretern aus Wissenschaft, Industrie, Umweltverbänden, Religionsgemeinschaften, Gewerkschaften sowie (ohne Stimmrecht) Mitgliedern des Bundestages und der Landesregierungen hat am 5. Juli 2016 ihren Abschlussbericht vorgelegt. Sie spricht sich für ein gestuftes, transparentes, ergebnisoffenes und wissenschaftsbasiertes Verfahren zur Endlagersuche aus und legt Auswahlkriterien für die Suche nach einem bestmöglichen Endlagerstandort vor.
163.	Gesetz zur Fortentwicklung des Gesetzes zur Suche und Auswahl eines Standortes für eine Endlager für Wärme entwickelnde radioaktive Abfälle und andere Gesetze	**Ziel:** Umsetzung der Empfehlungen der Endlagerkommission und damit Regelung des Standortauswahlverfahrens **Inhalt:** Konkretisierung des Standortauswahlverfahrens ausgehend von der weißen Landkarte hin zu einem bestmöglichen Endlagerstandort.
164.	Marktstammdatenregister	**Ziel:** Zentrales Register der Energiewirtschaft zur Vereinfachung von behördlichen und privatwirtschaftlichen Meldungen, zur Reduzierung der Zahl der Register, an die Meldungen erfolgen müssen, und zur Steigerung der Datenqualität und Transparenz **Inhalt:** Das Marktstammdatenregister (MaStR) führt die Stammdaten aller Anlagen der leitungsgebundenen Energieversorgung im Strom- und Gasmarkt in Deutschland sowie von Marktakteuren in Form einer einheitlichen onlinebasierten Datenbank zusammen. **Stand:** Die Marktstammdatenregister-Verordnung ist im Juli 2017 in Kraft getreten. Das MaStR hat im Januar 2019 seinen Betrieb aufgenommen.
165.	KfW-Förderprogramm „Erneuerbare-Energien-Speicher“	siehe Nr. 52
166.	Änderung der Gasnetzzugangsverordnung	**Ziel:** System des Gasnetzzugangs optimieren und auf geänderte energiewirtschaftliche Herausforderungen reagieren **Inhalt:** Fernleitungsnetzbetreiber müssen ab dem Jahr 2018 Transportkunden generell untertägige Kapazitäten anbieten. Zudem sollen die beiden bestehenden deutschen Gasmarktgebiete bis spätestens zum 1. April 2022 zusammengelegt werden. **Stand:** In Kraft getreten im August 2017
167.	Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland	**Ziel:** Sicherung der Erdgasversorgung durch Diversifizierung der Importrouten. **Inhalt:** Der direkte Import von Flüssigerdgas, sowohl über europäische als auch deutsche Infrastruktur, ist ein wichtiger Baustein der Diversifizierung. Ein Hemmnis für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland war bisher der Anschluss von LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz. Im bisherigen Rechtsrahmen mussten Anlagenbetreiber diesen selbst bauen und bezahlen. Künftig werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Leitungen zwischen deutschen LNG-Terminals und dem Fernleitungsnetz zu errichten. 90 % der Kosten trägt zukünftig der Fernleitungsnetzbetreiber, mit einem Anteil von 10 % der Kosten wird der Terminalbetreiber beteiligt. Mit der Verordnung werden LNG-Importterminals mit den Anlandungspunkten von Pipelinegas gleichgestellt. **Stand:** Kabinettsbeschluss im März 2019. Die Verordnung bedarf noch der Zustimmung des Bundesrates.
168.	SMARD-Strommarktdaten	**Ziel:** Transparente Darstellung des deutschen Strommarktes. **Inhalt:** Unter www.smard.de lassen sich die zentralen Strommarktdaten für Deutschland und teilweise auch für Europa nahezu in Echtzeit abrufen, anschaulich in Grafiken darstellen und herunterladen. Erzeugung, Verbrauch, Großhandelspreise, Im- und Export sowie Daten zu Regelenergie können für unterschiedliche Zeiträume ermittelt und in Grafiken visualisiert werden. **Stand:** Die Plattform ist seit Juli 2017 online.

	Instrument	Umsetzungsstand
	Kapitel 10: Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen	
169.	Besondere Ausgleichsregelung im EEG	**Ziel:** Es soll verhindert werden, dass stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen durch die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland gegenüber internationalen Wettbewerbern benachteiligt werden und somit Arbeitsplätze verloren gehen. **Inhalt:** Stromkostenintensive Unternehmen aus Branchen, die im internationalen Wettbewerb stehen, können beantragen, eine reduzierte EEG-Umlage zu zahlen. **Zahlen:** Im Jahr 2017 waren 1.979 Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit einem Stromverbrauch von 93 TWh in der Besonderen Ausgleichsregelung privilegiert (BAFA 2018).
170.	Ermäßigungen bei der KWKG-Umlage	**Ziel:** Es soll verhindert werden, dass deutsche Unternehmen durch die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland gegenüber internationalen Wettbewerbern benachteiligt werden und dadurch Arbeitsplätze verloren gehen. **Inhalt:** Die KWKG-Umlage kann für energieintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb und Schienenbahnen ermäßigt werden. Zusätzlich ermöglicht das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz die KWK-Umlage in weiteren Sonderfällen der Eigenversorgung zu reduzieren. **Stand/Zahlen:** Der Umfang der Ermäßigung der KWK-Umlage hängt vom konkreten Fall ab. Insgesamt wurde in 2017 für eine Strommenge von knapp 218 TWh eine ermäßigte KWK-Umlage gezahlt, für gut 271 TWh hingegen war die volle KWK-Umlage fällig. Die Gesamt-Summe an KWK-Umlage, die gezahlt wurde, betrug rund 1,3 Milliarden Euro. Die Unternehmen sparten durch die verschiedenen Ermäßigungen knapp 800 Millionen Euro (gegenüber der aktuellen Umlage). Der größte Einzelanteil entfiel dabei auf die Gruppe der stromkostenintensiven Unternehmen, bei denen aufgrund der Begrenzung der EEG-Umlage im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung auch die KWKG-Umlage begrenzt wurde. Bedacht werden muss dabei immer, dass ohne die verschiedenen Ermäßigungen die KWKG-Umlage selbst niedriger gewesen wäre (um knapp 40 %). Somit ist das gesamtwirtschaftliche Entlastungsvolumen niedriger als oben beschrieben.
171.	Entlastungen im Energie- und im Stromsteuergesetz	**Ziel:** Zusätzlich zu den teilweise aufgrund EU-Rechts obligatorischen Begünstigungen existieren im Energie- und Stromsteuerrecht Steuerentlastungen, die der Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Vergleich unter Berücksichtigung des Umweltschutzes dienen. **Inhalt:** Unternehmen können bspw. auf Basis verschiedener Anspruchsgrundlagen Steuerentlastungen beantragen (z. B. Entlastungen für besonders energie- oder stromintensive Prozesse und Verfahren, allgemeine Energiesteuer- und Stromsteuerentlastung für das produzierendes Gewerbe oder der sog. Spitzenausgleich). Für die Gewährung des Spitzenausgleichs müssen zusätzlich Energieeffizienzanforderungen (Zertifizierung nach ISO 50001 oder EMAS-Registrierung; Erleichterungen für KMU) erfüllt werden. **Stand:** Nach aktuell verfügbaren Informationen haben rund 15.000 Unternehmen Energiesteuerentlastungen und rund 34.000 Unternehmen Stromsteuerentlastungen in Anspruch genommen. **Zahlen:** Bei der Energiesteuer beliefen sich die oben beispielhaft genannten Entlastungen im Jahr 2017 auf 890 Millionen Euro (796 Millionen Euro in 2018). Bei der Stromsteuer lag die Entlastung im Jahr 2017 bei 3,27 Milliarden Euro (3,36 Milliarden Euro in 2018).
172.	Strompreiskompensation	**Ziel:** Verhinderung von Produktionsverlagerungen ins Ausland. **Inhalt:** Unternehmen mit besonders stromintensiven Produktionsprozessen, bei denen wegen hoher Kosten durch die CO_2-Emissionen bei der Stromerzeugung die Gefahr einer Produktionsverlagerung besteht, können seit Beginn der dritten Handelsperiode eine Kompensation für die Kosten beantragen, die ihnen durch die Kostenüberwälzung des EU-Emissionshandels auf den Strompreis entstehen. Der Umfang der Kompensation basiert auf dem CO_2-Zertifikatspreis für das jeweilige Abrechnungsjahr. **Zahlen:** Für das Abrechnungsjahr 2017 (Auszahlung 2018) wurde für 891 Industrieanlagen ein positiver Beihilfebescheid ausgestellt, wodurch Beihilfen in Höhe von rund 202 Millionen Euro ausgezahlt wurden.
173.	CO_2-Zertifikatspreis und teilweise freie Zuteilung im EU-Emissionshandelssystem	siehe Kapitel 3
174.	Entlastungen bei den Netzentgelten	**Ziel:** Das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) verringert schrittweise regionale Unterschiede bei den Übertragungsnetzentgelten, schafft mehr Verteilungsgerechtigkeit und senkt die Netzkosten. **Inhalt:** Die Übertragungsnetzentgelte werden ab Januar 2019 in fünf Stufen bundesweit angeglichen. Die Offshore-Anbindungskosten werden ab 2019 nicht mehr über die Netzentgelte refinanziert, sondern über eine Umlage. Die Zahlungen der Verteilernetzbetreiber an Stromerzeuger für so genannte vermiedene Netzentgelte werden abgeschmolzen und dadurch die Verteilernetzkosten gesenkt. **Stand:** Das NEMoG ist im Juli 2017 in Kraft getreten. Konkretisiert wurde die Umsetzung 2018 durch die Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte. **Zahlen:** Die Kostenbelastungen in den Verteilernetzen durch Zahlungen für vermiedene Netzentgelte sind nach vorläufigen Zahlen von 2017 auf 2018 um über eine Milliarde Euro gesunken.
	Kapitel 11: Maßnahmen zur Steigerung der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung	
175.	Umweltverträglicher Ausbau erneuerbarer Energien	**Ziel:** Erhöhung Anteil EE im Energiesystem bei gleichzeitiger schrittweiser Reduzierung der Kohleverstromung und dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung. **Inhalt:** siehe Kapitel 1, 4 und 9

	Instrument	Umsetzungsstand
176.	Abstand zwischen Wohnbebauung und Windkraftanlage entsprechend der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm)	**Ziel:** Einhaltung der festgelegten Grenzwerte. **Inhalt**: Messung und Bewertung tieffrequenter Geräuschimmissionen nach den Nummern 7.3 und A.1.5 der TA-Lärm.
177.	Erarbeitung einer Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Minimierung elektrischer und magnetischer Felder von neu errichteten und wesentlich geänderten Stromversorgungs- und vergleichbaren Anlagen	**Ziel:** Vorsorgliche Minimierung der elektrischen und magnetischen Felder an maßgeblichen Orten entsprechend dem Stand der Technik. **Inhalt:** Katalog technischer Maßnahmen, deren Umsetzung bei Errichtung und wesentlicher Änderung von Stromnetzleitungen und Nebenanlagen ab einer Nennspannung von 1.000 bzw. 2.000 Volt anhand eines vorgegebenen Schemas geprüft werden muss. **Stand:** Im Jahr 2016 in Kraft getreten (Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV (26. BimSchVVwV)).
178.	Initiierung eines den Stromnetzausbau begleitenden Forschungsprogramms zum Strahlenschutz	**Ziel:** Weitere Verbesserung der Risikobewertung und Risikokommunikation in Bezug auf statische und niederfrequente elektrische und magnetischer Felder, die beim Transport und bei der Nutzung von Elektrizität entstehen. **Inhalt:** Aufklärung eines möglichen Zusammenhangs zwischen niederfrequenten Magnetfeldern und neurodegenerativen Erkrankungen; Bestimmung von Wahrnehmungs- und Wirkungsschwellen; Ursachenklärung von Leukämien im Kindesalter; Ko-Kanzerogenität von Magnetfeldexposition; Untersuchung zu einem möglichen Zusammenhang von Magnetfeldexposition und Fehlgeburtenrate; Untersuchungen zum Auftreten, zur Ausbreitung und zur Absorption von Korona-Ionen; Expositionsanalyse, Expositionsbewertung und aktuelle Daten zur Exposition der allgemeinen Bevölkerung; Risikowahrnehmung und Risikokommunikation. **Stand/Zahlen:** Auftaktveranstaltung des Forschungsprogramms im Juli 2017 mit anschließender Online-Konsultation. Von den insgesamt 36 Projekten wurden sechs Forschungsvorhaben begonnen und drei Vorhaben beendet.
179.	Etablierung des „Kompetenzzentrums EMF: Strahlenschutz und Stromnetzausbau“	**Ziel/Inhalt:** Im April 2018 wurde am Bundesamt für Strahlenschutz das Kompetenzzentrum als zentrale Anlaufstelle für alle Fragen zu elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Feldern gegründet.
180.	Deutsches Ressourceneffizienzprogramm II (ProgRess II)	**Ziel:** Mineralische und fossile Rohstoffe umweltfreundlicher gewinnen, Umwelt-, Sozial- und Transparenzstandards im Rohstoffsektor international stärken und nachhaltigere Lieferketten schaffen und der Einsatz für die Einhaltung von sozialen und ökologischen Mindestanforderungen bei der Produktion und in den Lieferketten von nach Deutschland importierten Rohstoffen und Gütern sowie die Unterstützung der Unternehmen bei der Stärkung des nachhaltigen Lieferkettenmanagements. **Inhalt:** Die rohstofflichen Handlungsansätze von ProgRess II beziehen sich auch auf den Rohstoffbedarf von Energieanlagen. Zahlreiche aktuelle Entwicklungen zur Stärkung der Nachhaltigkeit bei der Rohstoffversorgung und Gestaltungsansätze aus ProgRess II werden zu erheblichem Teil genutzt. Ökologische Anforderungen werden bislang kaum berücksichtigt, trotz Handlungsbedarf beim Erhalt natürlicher Ressourcen und enger Verknüpfung von Umweltbeeinträchtigungen mit sozialen und Menschenrechtskonflikten. **Stand:** Die konkrete Umsetzung steht oft noch am Anfang. Die Wirksamkeit ist daher noch nicht abzuschätzen.
	Kapitel 12: Netzinfrastruktur	
181.	Netzentgeltmodernisierungsgesetz	**Ziel:** Das Gesetz regelt die schrittweise Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte bis zum Jahr 2023. Ab 1. Januar 2023 werden die Übertragungsnetzentgelte überall in Deutschland gleich hoch sein. Darüber hinaus enthält das Gesetz die Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte. **Stand**: in Kraft seit Juli 2017
182.	Novelle Anreizregulierungsverordnung	**Ziel:** Die Investitionsbedingungen bei Verteilernetzen sollen verbessert und Effizienzanreize verstärkt werden. Gleichzeitig sollen die Kosten für die Verbraucher möglichst gering gehalten und die Transparenz erhöht werden. **Inhalt:** Für Verteilernetzbetreiber wurde ein so genannter Kapitalkostenabgleich eingeführt. Bei diesem Instrument werden die zulässigen Erlöse der Netzbetreiber unmittelbar an eine Änderung der Kapitalkosten angepasst. Zudem werden effiziente Netzbetreiber mit einem Bonus belohnt und neue Veröffentlichungspflichten machen die Entscheidungen der Regulierungsbehörden sowie die Kosten und Erlöse der Netzbetreiber nachvollziehbarer. **Stand:** in Kraft seit September 2016. Der Kapitalkostenabgleich gilt seit Beginn der dritten Regulierungsperiode, d. h. ab 2019 (Strom) bzw. 2018 (Gas).
183.	Bundesbedarfsplangesetz	**Ziel:** Gesetzliche Verankerung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und des vordringlichen Bedarfs der erforderlichen Leitungen. **Stand:** Das Gesetz wurde zuletzt im Dezember 2015 durch das Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus geändert (Aufnahme weiterer Vorhaben aus dem Netzentwicklungsplan 2024). Auf Basis des bis Ende 2019 durch die BNetzA zu bestätigenden Netzentwicklungsplans 2019-2030 Aufnahme weiterer Maßnahmen in das Bundesbedarfsplangesetz. Dabei werden auch die Maßnahmen aus dem bereits bestätigten Netzentwicklungsplan 2017 – 2030 berücksichtigt.
184.	Novelle Netzausbaubeschleunigungsgesetz	**Ziel:** Planungs- und Genehmigungsverfahren, insb. bei Netzverstärkungen, beschleunigen. **Inhalt:** Schnellere Anzeigeverfahren, Verzicht auf Planungsschritte bei Bau in bestehender Trasse, vorausschauende Planung, bessere Koordinierung der Ländervorschläge, vorzeitigen Baubeginn ermöglichen. **Stand:** Im April 2019 im Bundestag verabschiedet, das Gesetz ist im Mai 2019 in Kraft getreten.

	Instrument	Umsetzungsstand
185.	Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)	**Inhalt:** Das EnLAG legt den vordringlichen Ausbaubedarf und die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von 22 Ausbauvorhaben fest. Sechs der Vorhaben können auf Teilabschnitten als Pilotvorhaben für den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene realisiert werden. **Stand:** Das Gesetz wurde bereits im Jahr 2009 von Bundestag und Bundesrat verabschiedet und zuletzt im Dezember 2015 durch das Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus geändert (Erweiterung Erdkabel-Piloten).
186.	Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus	**Ziel/Inhalt:** Für große Stromautobahnen (= neue Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen)) wird der Vorrang der Erdverkabelung als Planungsgrundsatz in der Bundesfachplanung verankert. Ziel ist es, so die Akzeptanz für den Netzausbau zu steigern; denn nur mit der notwendigen Akzeptanz vor Ort wird der Netzausbau gelingen. Bei Dreh- oder Wechselstromleitungen werden die Anzahl der Pilotstrecken für Erdkabel und die Kriterien für eine Erdverkabelung erweitert. Schließlich werden wichtige Netzausbauvorhaben aus dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplan 2024 gesetzlich im Bundesbedarfsplangesetz verankert. **Stand:** Das Gesetz ist im Januar 2016 in Kraft getreten.
187.	Weiterentwicklung Monitoring zu deutschen Netzausbauvorhaben sowie Monitoring zu Maßnahmen zur höheren Auslastung des Stromnetzes	**Ziel:** Für alle Akteure Transparenz und Bewusstsein hinsichtlich realistischer Planungs- und Realisierungsannahmen schaffen und Verzögerungen beim Netzausbau rechtzeitig erkennen. Daneben ist auch eine bessere Auslastung der bestehenden Netzstruktur notwendig. **Inhalt/Stand:** Das vierteljährlich von der Bundesnetzagentur veröffentlichte bisher auf EnLAG-Vorhaben fokussierte Monitoring (www.netzausbau.de) wurde zum ersten Quartal 2016 weiterentwickelt. Zukünftig veranschaulichen für die Vorhaben nach EnLAG (22), BBPlG (43) und auf See (24) jeweils ein Bericht und ein zusammenfassendes Balkendiagramm den Stand der Planungs- und Genehmigungsverfahren der Einzelvorhaben. Das Balkendiagramm der EnLAG- und BBPlG-Vorhaben weist zudem u. a. die geplanten Inbetriebnahmedaten aus. Seit dem vierten Quartal 2017 sind in den Vorhaben-Steckbriefen sowie in einer zusammenfassenden Übersicht in den EnLAG- und BBPlG-Berichten Informationen zu Netzausbau bzw. Netzverstärkung aufgeführt. Zum zweiten Quartal 2018 wurden auch Maßnahmen zur Optimierung der Bestandsnetze (Einsatz von Freileitungsmonitoring oder Hochtemperaturleiterseile) in den Bericht mit aufgenommen, die kurzfristig dazu beitragen, die Übertragungskapazität von Bestandsleitungen signifikant zu erhöhen.
188.	Einführung eines vorausschauenden Controllings beim Netzausbau	**Ziel/Inhalt:** Bund und Länder haben sich darauf verständigt, gemeinsam ein vorausschauendes Controlling der Netzausbauvorhaben aufzusetzen. Bund und Länder haben sich mit den Übertragungsnetzbetreibern für alle Netzausbauvorhaben auf konkrete Zeitpläne und Meilensteine geeinigt. Die Zeitpläne wurden beim Treffen der Energieminister am 24. Mai beschlossen und auf netzausbau.de veröffentlicht. So kann sich die Öffentlichkeit jederzeit über den Fortschritt beim Netzausbau informieren. Die Zeitpläne stellen die Soll-Größe für den weiteren Controlling-Prozess dar. Die Energieminister von Bund und Ländern sowie die Übertragungsnetzbetreiber werden sich jährlich, besser halbjährlich, zum Fortschritt beim Netzausbau austauschen. Die zuständigen Abteilungsleiter werden gemeinsam mit den Netzbetreibern wie bisher halbjährlich die einzelnen Vorhaben durchgehen und konkret vorantreiben.
189.	Weiterentwicklung der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten	**Ziel:** Gewährleistung der Netzstabilität und somit Versorgungssicherheit **Inhalt/Stand:** Abschaltbare Lasten sind Industriebetriebe mit einem hohen und kontinuierlichen Stromverbrauch, die im netztechnischen Bedarfsfall ihren Verbrauch vorübergehend „abschalten“ können. Die Beschaffung und Nutzung abschaltbarer Lasten wurden gegenüber der Vorgängerregelung konsequent weiterentwickelt. Insbesondere wurden die Beschaffung stärker wettbewerblich ausgerichtet und die Nutzungsmöglichkeiten erweitert und optimiert. Die Neufassung der Verordnung ist am 1. Oktober 2016 in Kraft getreten. Die Vereinbarkeit mit den europäischen Beihilferegeln wurde von der Europäischen Kommission bestätigt. **Zahlen:** Mit Stand August 2018 sind Anlagen im Umfang von insgesamt 1.110 MW Abnahmeleistung für die Teilnahme als schnell abschaltbare Last präqualifiziert. Davon sind 929 MW zugleich als sofort abschaltbare Last qualifiziert.
190.	Strommarktgesetz	siehe Nr. 158
191.	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende	Siehe Kapitel 13
192.	Initiative „Bürgerdialog Stromnetz“	**Ziel:** Die Initiative „Bürgerdialog Stromnetz“ möchte einen offenen und transparenten Austausch zwischen allen Beteiligten des Stromnetzausbaus ermöglichen. **Inhalt:** Dazu stellt sie frühzeitig grundlegende Informationen zum Ausbau des Stromnetzes und zu den Beteiligungsmöglichkeiten für Bürgerinnen und Bürger bereit. Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter informieren bundesweit in Bürgerbüros, auf Veranstaltungen, auf Wochenmärkten, vor Rathäusern oder in Fußgängerzonen sowie online über die Zusammenhänge zwischen Stromnetzausbau und Energiewende. **Stand:** Das BMWi fördert die Initiative seit 2015. Informationsveranstaltungen in den betroffenen Regionen finden laufend statt. **Zahlen:** Neben einem Dialogmobil verfügt die Initiative über zehn Bürgerbüros in ganz Deutschland.
193.	dena-Plattform Systemdienstleistungen	**Ziel:** Weiterentwicklung der für die Energiewende erforderlichen Systemdienstleistungen. **Inhalt:** Stakeholder-Plattform bei der dena, bei der neben Marktakteuren wie den Herstellern sowie den Netz- und Anlagenbetreibern auch das BMWi beteiligt ist.

	Instrument	Umsetzungsstand
194.	Verbessertes Engpassmanagement	**Ziel:** Effizienteres und kostengünstigeres Engpassmanagement **Inhalt:** Einbeziehung aller Erzeugungsanlagen (ab 100 kW), auch der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), in ein optimiertes Konzept zum Engpassmanagement, um möglichst effiziente Netzentlastung zu erreichen, unter grundsätzlicher Beibehaltung des Einspeisevorrangs. **Stand:** Gesetzliche Grundlagen mit Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes geschaffen, Inkrafttreten der Regelungen zum 1. Oktober 2021
195.	Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen -Verordnung (NELEV)	**Ziel:** Einhaltung der technischen Standards durch verpflichtenden Nachweis. **Inhalt:** Die Verordnung ist am 1. Juli 2017 in Kraft getreten und ersetzt die SDLWindV, welche für Windenergieanlagen verbindlich anzuwenden war. Im Gegensatz zur SDLWindV gilt die Verordnung für alle dezentralen Erzeugungsarten sowie für Speicher.
	Kapitel 13: Integrierte Entwicklung des Energiesystems	
196.	Umweltbonus Elektromobilität	siehe Kapitel 7
197.	Förderprogramm „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“ (Niedertemperaturwärmenetze mit Saisonalwärmespeicher)	**Ziel:** Über eine Grundförderung zuzüglich leistungsabhängiger gleitender Boni soll klimafreundliche und besonders kostengünstige netzgebundene Wärme mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und Abwärme gefördert werden. **Inhalt:** Gefördert werden Modellvorhaben für innovative klimafreundliche Quartiers- und Stadtteilversorgung mit Wärmenetzsystemen der vierten Generation. Diese zeichnen sich durch niedrige Temperaturniveaus, Anteile von erneuerbaren Energien zwischen 50 und 100 % sowie in der Regel saisonale Großwärmespeicher aus. **Stand/Zahlen:** Programm zum 1. Juli 2017 gestartet. Gefördert werden sowohl Machbarkeitsstudien und der Bau wie auch Informationsmaßnahmen und die wissenschaftliche Begleitung von Modellvorhaben.
198.	Förderung von innovativen KWK-Systemen im KWKG	siehe Kapitel 9
199.	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende	**Ziel:** Schaffung der technischen Voraussetzungen für Maßnahmen des Last- und Erzeugungsmanagements zur Schaffung von mehr Flexibilität im Stromnetz. **Inhalt:** Einführung intelligenter Messsysteme: Smart Grid, Smart Meter, Smart Home. Diese sollen als sichere Kommunikationsplattformen dienen, um das Versorgungssystem stärker zu vernetzen. **Stand:** Im September 2016 in Kraft getreten
200.	Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG-V)	**Ziel:** Massentaugliche Lösungen für technische, wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen der Energieversorgung der Zukunft. **Inhalt:** Schwerpunkt ist die Digitalisierung des Energiebereichs. Die SINTEG-Verordnung hat dazu umfangreiche Erleichterungen und Möglichkeiten für Teilnehmer an dem Programm geschaffen. **Stand:** In Kraft seit dem 21. Juni 2017
201.	Pilotprogramm Einsparzähler	siehe Kapitel 5
202.	Roadmap „Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem GDEW“ von BMWi und BSI	**Ziel:** Fortentwicklung des Smart-Meter-Gateways zur umfassenden Kommunikationsplattform für die Energiewende, damit das volle Potenzial der Digitalisierung der Energiewende ausgeschöpft werden kann. Dazu müssen die technischen Mindeststandards für intelligente Messsysteme kontinuierlich weiterentwickelt werden. **Inhalt:** Die notwendigen technischen Standards werden für alle energiewenderelevanten Einsatzbereiche wie netzdienliches Einspeise- und Lastmanagement und Elektromobilität schrittweise erarbeitet bzw. an die jeweils aktuellen Anforderungen der Energiewende angepasst. Sie müssen einen Mehrwert für die Verbraucher sichern, spartenübergreifend und im Sinne der Sektorkopplung funktionieren (insbesondere Wärme, Smart Home), Elektromobilität einbeziehen und für künftige Bedrohungsszenarien, z. B. Hackerangriffe, gewappnet sein. **Stand:** Im Januar 2019 veröffentlicht
	Kapitel 14: Energieforschung und Innovation	
203.	7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung	**Ziel:** Beitrag zur Umsetzung der Energiewende **Inhalt:** Das Programm adressiert mit einem ganzheitlichen Ansatz zur Förderpolitik aktuelle und sich abzeichnende Herausforderungen. Ein neuer Fokus liegt auf dem Technologie- und Innovationstransfer durch Reallabore der Energiewende. Als neue Fördersäule dienen diese zur Marktvorbereitung innovativer Lösungen. Der dynamische Praxistransfer wird durch die bessere Einbindung von Start-ups flankiert. Neben den zentralen Forschungsfeldern Energieeffizienz und erneuerbare Energien setzt das Programm neue Schwerpunkte auf sektor- und systemübergreifende Fragestellungen der Energiewende wie Sektorkopplung und Digitalisierung. **Stand:** Im September 2018 beschlossen **Zahlen:** Die aktuelle Finanzplanung sieht vor, die Energieforschung im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms im Zeitraum 2018 bis 2022 mit rund 6,4 Milliarden Euro zu fördern. Damit hat die Bundesregierung ihre Unterstützung für die Energieforschung noch einmal ausgebaut.

	Instrument	Umsetzungsstand
204.	Förderinitiative Ideenwettbewerb „Reallabore der Energiewende“	**Ziel:** Reallabore der Energiewende wurden im 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung als neue Fördersäule etabliert, um den Technologie- und Innovationstransfer von der Forschung in die Praxis zu beschleunigen. Mit Reallaboren der Energiewende werden zukunftsfähige Energietechnologien unter realen Bedingungen und im industriellen Maßstab erprobt und können so die Transformation des Energiesystems beschleunigen. In ausgewählten Reallaboren unterstützt das BMWi Unternehmen und Forscher in Deutschland dabei, ihre Innovationskraft zu entfalten und bei der Umsetzung der Energiewende in den Regionen einzubringen. Die Reallabore der Energiewende können auch dabei helfen, den regulatorischen Rahmen in Deutschland zukunftsgerichtet weiterzuentwickeln. Zudem kann die neue Förderinitiative traditionsreiche Energieregionen dabei unterstützen, eine nachhaltige energie- und industriepolitische Perspektive zu entwickeln. **Inhalt:** Der Ideenwettbewerb „Reallabore der Energiewende“ des BMWi bietet Unternehmen die Gelegenheit, ihre technischen sowie nichttechnischen Innovationen umzusetzen und in einem realen Umfeld in Zusammenarbeit mit Forschern zu testen. Das betrifft innovative Energietechnologien und Konzepte, die ein großes Potenzial für wirksamen Klimaschutz bei der Umgestaltung des Energiesystems aufweisen, jedoch eine Marktdurchdringung noch nicht erreicht haben. Die Unterstützung neuer, innovativer Ideen im Rahmen größerer, infrastrukturrelevanter Projekte soll den Marktzugang erleichtern. Gleichzeitig kann eine unmittelbare und großformatige Anwendung vielversprechender Technologien aufzeigen, wo und wie regulatorische Hemmnisse überwunden werden können, um die Marktetablierung von Energieinnovationen zu beschleunigen. Um ein Reallabor der Energiewende zu werden, muss das vorgeschlagene Projekt eine systemische Dimension vorweisen und in einem relevanten, industriellen Maßstab erprobt werden können. Begleitend können sozioökonomische Aspekte und gesellschaftliche Fragestellungen sowie Fragestellungen zu künftigen Marktmodellen, Geschäftsmodellen und Regulierungsregimen untersucht werden. Im Fokus der ersten Ausschreibung stehen die Bereiche „Sektorenkopplung und Wasserstofftechnologien“ (insbesondere P2X-Technologien), „großskalige Energiespeicher im Stromsektor“ und „energieoptimierte Quartiere“. **Zahlen:** Im Zeitraum 2019 bis 2022 sind Fördermittel in Höhe von bis zu 100 Millionen Euro pro Jahr vorgesehen. **Stand:** Erste Ausschreibung im Februar 2019 gestartet
205.	Reallabore-Strategie	**Ziel:** Mit der Reallabore-Strategie soll die Regulierung in Deutschland zukunftsgerichteter und anpassungsfähiger werden. **Inhalt:** Die im BMWi erarbeitete Strategie zeigt auf, wie Testräume für Innovation und Regulierung als digitalpolitisches Instrument in Deutschland etabliert werden können. Dazu sind drei Säulen vorgesehen: • Freiräume schaffen, z. B. in Form von Experimentierklauseln in der Regulierung: Im Kern ist die Strategie darauf angelegt, Gesetze und Verordnungen durch die verstärkte Verwendung von Experimentierklauseln innovationsfreundlicher zu gestalten, bestehende Experimentierklauseln für eine rechtssichere und möglichst flexible Umsetzung von Reallaboren weiterzuentwickeln sowie deren Nutzung zu stärken. • Beteiligte in Wirtschaft, Wissenschaft und Verwaltung stärker vernetzen: Vorgesehen ist, ein Informationsangebot in Form eines „Handbuchs Reallabore“ zu schaffen. Weiter soll eine Informationsplattform aufgebaut und der gegenseitige Austausch in einem „Netzwerk Reallabore“ gestärkt werden, um Hürden und Unklarheiten (z. B. in Fragen der Haftung) bei der Einrichtung von Reallaboren zu reduzieren. • Erprobung von Innovation und Regulierung stärker in der Praxis verankern: Beispielsweise sollen im Rahmen von Reallabore-Wettbewerben in bestimmten Innovationsbereichen (z. B. im Bereich Sharing Economy, Blockchain, KI, autonome Mobilität, Logistik) Ideen und Entwürfe für Reallabore aus der Wirtschaft aufgegriffen und regulatorische Hürden identifiziert werden. Die Konzepte hierfür sollen in enger Zusammenarbeit mit der Wirtschaft erarbeitet werden. **Stand:** Die Reallabore-Strategie wurde im Dezember 2018 veröffentlicht. Eine interministerielle Arbeitsgruppe „Reallabore“ ist eingerichtet.
206.	Horizont 2020/Rahmenprogramm für Forschung und Innovation	**Ziel:** Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit Europas **Stand:** Im Jahr 2014 startete das europäische Rahmenprogramm für Forschung und Innovation „Horizont 2020“. **Zahlen:** Für die Förderperiode 2014 bis 2020 sind rund 5,9 Milliarden Euro für „sichere, saubere und effiziente Energie“ in der nichtnuklearen Energieforschung vorgesehen.
207.	Energiewende-Plattform Forschung und Innovation (FuI-Plattform)	**Ziel:** Austausch und Dialog mit Vertretern aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft zur Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik sowie Beschleunigung des Transfers von Ergebnissen der Energieforschung in die Praxis. **Inhalt:** Diskutiert werden aktuelle Entwicklungen der Energieforschung, insbesondere neue Formate und Inhalte der Forschungsförderung. Zudem bündelt und koordiniert die FuI-Plattform die Forschungsnetzwerke Energie (siehe Nr. 174). **Stand:** Plenumssitzungen der FuI-Plattform finden in jährlicher Folge statt. Ende 2016 wurde auf der FuI-Plattform der Konsultationsprozess zum neuen Energieforschungsprogramm eingeleitet. Die Frühjahrssitzung fand am 2. Mai 2017 als Festakt zum 40-jährigen Jubiläum des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung statt mit anschließender Fachkonferenz zur Zukunft der Energieforschung in Deutschland. Am 28. November 2017 wurden Expertenempfehlungen aus den Forschungsnetzwerken als Beitrag zum Konsultationsprozess für das neue Energieforschungsprogramm überreicht. Auf der Sitzung am 21. Februar 2019 wurden die Neuerungen des 7. Energieforschungsprogramms, u. a. die Reallabore sowie aktuelle Entwicklungen aus den Forschungsnetzwerken Energie vorgestellt und diskutiert.

	Instrument	Umsetzungsstand
208.	Forschungsnetzwerke Energie	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen:** Die Forschungsnetzwerke Energie des BMWi umfassen rund 3.900 Mitglieder. Aktuell gibt es acht Forschungsnetzwerke Energie: „Erneuerbare Energien“, „Flexible Energieumwandlung“, „Stromnetze“, „Energiesystemanalyse“, „Bioenergie“, „Energiewendebauen“ und „Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe“ und „Start-ups“. Diese repräsentieren die breite Forschungslandschaft in Deutschland. Die Netzwerke liefern wertvolle Impulse zu relevanten Forschungsthemen aus Sicht der Wissenschaft und Forschung und bieten eine Plattform für das Vernetzen von Forschenden, Wirtschaft und Politik. Neben Partizipation und Transparenz soll durch die Forschungsnetzwerke ein starker Impuls für den raschen Transfer von Ergebnissen in die energiewirtschaftliche Praxis angeregt werden. Innerhalb des Konsultationsprozesses für ein 7. Energieforschungsprogramm lieferten die Forschungsnetzwerke Energie durch das Zusammenwirken ihrer Mitglieder in thematisch spezifischen Arbeitsgruppen strategische Überlegungen und Expertenempfehlungen. Diese beziehen sich sowohl auf eine Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik des Bundes als auch auf den relevanten Förderbedarf und das künftige Einsatzpotenzial der verschiedenen Energie- und Effizienztechnologien in der Praxis.
209.	Forschungsforum Energiewende	**Ziel:** Hochrangige Akteure aus Ländern, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft treffen sich seit dem Jahr 2013, um die effektive Koordinierung und langfristige Ausrichtung der Energieforschung voranzutreiben. **Inhalt:** Es werden forschungspolitische Schlussfolgerungen mit Blick auf Strukturen, Instrumente und Themen in der Zukunft entwickelt.
210.	Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“	**Ziel:** Die vier Kopernikus-Projekte sollen in vier Schlüsselbereichen der Energiewende den Brückenschlag von der Grundlagenforschung zur Anwendung schaffen. In der ersten Förderphase soll die Basis für ein technologisch exzellentes und wirtschaftlich wettbewerbsfähiges Energiesystem geschaffen werden, das zugleich die größtmögliche Akzeptanz in der Gesellschaft findet. **Inhalt:** Jedes der vier Vorhaben widmet sich einer Kernfrage der Energiewende: Stromnetze bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien (ENSURE), Speicherung und Umwandlung von erneuerbarem Strom (P2X), Neuausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung und Sektorkopplung (Synergie), Systemintegration (ENavi) **Stand:** Die vier Kopernikus-Projekte ENSURE, P2X, SynErgie und ENavi mit rund 260 Projektpartnern haben 2016 die Arbeit aufgenommen. Die erste Förderphase läuft bis 2019. **Zahlen:** Die voraussichtliche Fördersumme beträgt mehr als 120 Millionen Euro.
211.	Forschungsvorhaben „Carbon2Chem“	**Ziel:** Umwandlung von Hüttengasen der Stahlproduktion in chemische Grundstoffe mithilfe erneuerbarer Energien. **Inhalt:** Aus Abgasen von Hochöfen werden wertvolle Vorprodukte für Kraftstoffe, Kunststoffe oder Düngemittel, die fossile Rohstoffe ersetzen. Das Vorhaben macht 20 Millionen t des jährlichen CO_2-Ausstoßes der deutschen Stahlbranche wirtschaftlich nutzbar. **Stand:** Das Vorhaben hat 2016 seine Arbeit aufgenommen. Im September 2018 wurde das Technikum in Duisburg eröffnet. Dort wird weltweit zum ersten Mal unter Industriebedingungen Methanol und Ammoniak aus Hüttengasen hergestellt. Die erste Förderphase läuft bis 2020. **Zahlen:** Das BMBF stellt mehr als 62 Millionen Euro in der ersten Förderphase bereit.
212.	Machbarkeitsstudie „MACOR“	**Ziel:** Machbarkeitsstudie zur klimafreundlichen Stahlerzeugung mittels wasserstoffbasierter Direktreduktion . **Inhalt:** Die Machbarkeitsstudie MACOR betrachtet die großtechnische Integration einer Kombination aus Direktreduktion mittels „grünem“ Wasserstoff und Elektroschmelzöfen in ein bestehendes Hüttenwerk. Dabei stehen technische und wirtschaftliche Aspekte im Vordergrund. **Stand:** Das Vorhaben hat 2017 seine Arbeit aufgenommen. Die Förderphase läuft bis 2020. **Zahlen:** Das BMBF stellt 1,3 Millionen Euro bereit.
213.	Verbundvorhaben „NAMOSYN“	**Ziel:** Entwicklung von synthetischen Kraftstoffen für Diesel- und Ottomotoren. **Inhalt:** Das Projekt NAMOSYN adressiert die großtechnische Produktion von Oxymethylenether (OME) als synthetischen Kraftstoff auf der Grundlage von erneuerbaren Energien. **Stand:** Das Vorhaben hat im April 2019 seine Arbeit aufgenommen. **Zahlen:** Das BMBF fördert das Vorhaben bis 2022 mit 20,6 Millionen Euro.
214.	Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen:** 120 Vertreter der deutschen Wissenschaftsakademien erarbeiten systemische Handlungsoptionen für den Bereich der Grundlagenforschung mit Blick auf das Energiesystem der Zukunft und liefern so eine wissenschaftlich fundierte Basis für die gesamtgesellschaftlichen Diskussionen zu mittel- bis langfristig relevanten Fragestellungen zur Umsetzung der Energiewende. Neben Fragen der technologischen Machbarkeit werden auch ökonomische und rechtliche sowie solche der effizienten Ressourcennutzung und der gesellschaftlichen Akzeptanz adressiert.
215.	Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“	**Ziel/Inhalt:** Gemeinsame Initiative von BMWi und BMBF, um die notwendigen technologischen Voraussetzungen für die künftige Übertragung und Verteilung von Strom zu schaffen für eine zuverlässige und bezahlbare, zugleich aber auch umweltverträgliche Stromversorgung. **Zahlen:** Seit dem Jahr 2014 wurden rund 300 Projekte mit 150 Millionen Euro gefördert.

	Instrument	Umsetzungsstand
216.	Förderinitiative „Solares Bauen/ Energieeffiziente Stadt“	**Ziel:** Gemeinsame Initiative von BMWi und BMBF zu neuen Technologien und Konzepten für mehr Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien, um die Energiewende in Gebäuden und Städten voranzubringen. **Inhalt:** Modul I (BMWi): Fokus auf Demonstration von Konzepten zu Sanierung und Neubau von mehrgeschossigen Wohnbauten; Im Modul I konnten im Jahr 2017 acht Verbundvorhaben die Arbeit aufnehmen. Modul II (BMWi und BMBF): Umfassende und systemisch angelegte Leuchtturmprojekte auf Quartiersebene in Esslingen, Heide (Holst.), Kaiserlautern, Oldenburg, Stuttgart/Überlingen und Zwickau. Im Modul II konnten 2017 fünf der sechs ausgewählten Leuchtturmprojekte gestartet werden. Das sechste Vorhaben ist Anfang 2018 angelaufen. **Zahlen:** Modul I: Ca. 20 Millionen Euro. Für Modul II werden über 100 Millionen Euro hälftig durch BMBF und BMWi zur Verfügung gestellt.
217.	Förderinitiative „Forschungscampus – öffentlich-private Partnerschaft für Innovationen“ (Forschungscampi „Mobility2Grid“ und „Flexible Elektrische Netze“)	Mit den Forschungscampi „Mobility2Grid“ und „Flexible Elektrische Netze“ unterstützt das BMBF die Zusammenarbeit von Wissenschaft und Wirtschaft in der Energieforschung: • Forschungscampus „Mobility2Grid“ **Ziel:** Integration von gewerblichen und privaten elektrischen Straßenfahrzeugen in dezentrale Energienetze, die auf erneuerbaren Energien basieren. **Inhalt:** Aufbau eines Referenzquartiers in Berlin-Schöneberg mit Forschungs- und Industriepartnern für das synergetische Zusammenwirken von Elektromobilität, Strom- und Wärmeversorgungsnetzen. **Stand:** Seit Januar 2016 Förderung in der ersten fünfjährigen Hauptphase. **Zahlen:** Das BMBF stellt für die erste Hauptphase bis zu zehn Millionen Euro bereit. • Forschungscampus „Flexible Elektrische Netze“ **Ziel:** Erforschung innovativer Technologien für elektrische Netze mit einem hohen Anteil an regenerativen und dezentralen Energiequellen. **Inhalt:** Der Forschungscampus in Aachen ist ein Zusammenschluss der RWTH Aachen mit Industriepartnern. Die transdisziplinäre Forschung konzentriert sich auf die Entwicklung und Integration von Gleichspannungstechnologien. **Stand:** Seit Oktober 2014 Förderung in der ersten fünfjährigen Hauptphase **Zahlen:** Das BMBF stellt für die erste Hauptphase bis zu zehn Millionen Euro bereit.
218.	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP)	**Ziel:** Beschleunigung der Entwicklung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie mit dem Ziel des Nachweises der Technologiereife. **Stand:** Ziele in NIP1 (2006 bis 2016) wurden erreicht. Abgelöst durch Regierungsprogramm NIP2 bis 2026. **Zahlen:** Programmumfang im Zeitraum von 2006 bis 2016 rund 1,4 Milliarden Euro, davon 700 Millionen Euro aus der Industrie und 700 Millionen Euro aus den Haushalten von BMVI und BMWi.
219.	Regierungsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie für die Förderperiode 2016 – 2026 (NIP 2)	**Ziel:** Ergänzung der F&E-Förderung aus NIP1 um Maßnahmen der Marktaktivierung von Produkten und Anwendungen, die auf Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie basieren, mit dem Ziel, die Marktfähigkeit und den Markthochlauf zu erreichen. **Inhalt:** NIP2 ist als Rahmenprogramm formuliert, welches in Einzelmaßnahmen umgesetzt wird. **Zahlen:** Für 2016 bis 2026 Zusagen der Industrie von 2,0 Milliarden Euro, die durch öffentliche Mittel von rund 1,4 Milliarden Euro flankiert werden sollen.
220.	Programmkooperation: Forschungsallianz Energiewende in der AiF	**Ziel/Inhalt:** Gemeinsame Initiative der Energieforschung und der Industriellen Gemeinschaftsforschung des BMWi, um die Innovationskraft forschungsferner KMU bei energietechnologischen Entwicklungen gezielt zu stärken. **Stand:** Erste Projekte sind Ende des Jahres 2016 gestartet. **Zahlen:** Seit dem Jahr 2016 stehen 18 Millionen Euro zur Verfügung.
221.	Förderprogramm „Nachwachsende Rohstoffe“	**Ziel:** Initiative des BMEL zur Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich der stofflichen und energetischen Nutzung nachwachsender Rohstoffe. **Zahlen:** In den Jahren 2016 und 2017 standen im Förderprogramm jeweils 25 Millionen Euro zur Verfügung. Zusätzlich wurden im Jahr 2016 24,6 Millionen Euro und im Jahr 2017 23,05 Millionen Euro aus dem EKF für Bioenergievorhaben bereitgestellt.
222.	Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“	**Ziel:** Praxisnahe Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zu zukunftsweisenden Technologien sowie zu Verfahrens- und Prozessoptimierungen, die die effiziente, wirtschaftliche und nachhaltige Nutzung der Bioenergie ermöglichen und zur Versorgungssicherheit beitragen. **Inhalt:** Förderung insbesondere von praxisorientierten Lösungen mit Demonstrations- und Pilotcharakter, die zur Flexibilisierung der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse beitragen. Zur Verbesserung der nachhaltigen energetischen Nutzung im (gekoppelten) Wärme- und Strombereich sollten vor allem Biomassereststoff- und Abfallpotenziale erschlossen werden. **Stand:** Das Förderprogramm lief 2018 aus. Das Thema energetische Biomassenutzung ist im 7. Energieforschungsprogramm als Förderschwerpunkt 3.7 verankert. **Zahlen:** Seit 2009 insgesamt 388 Einzelvorhaben, vor allem Verbundvorhaben, mit Zuwendungen in Höhe von etwa 67,3 Millionen Euro Fördersumme. Im Jahr 2017 standen sechs Millionen Euro zur Verfügung. Im Jahr 2018 standen 9,1 Millionen Euro zur Verfügung.

	Instrument	Umsetzungsstand
223.	WIPANO – „Wissens- und Technologietransfer durch Patente und Normen“	**Ziel:** Förderung von öffentlicher Forschung und Unternehmen bei der Patentierung und Verwertung ihrer Ideen und Unterstützung innovativer Projekte. **Inhalt:** In der Patentförderung werden die Kosten für Beratung, Patentanwalt oder Patentanmeldung anteilig übernommen. **Stand/Zahlen:** Die Richtlinie läuft von Januar 2016 bis Dezember 2019 mit einem Volumen von 23 Millionen Euro. Antragsberechtigt sind Unternehmen, Hochschulen, Universitäten und außeruniversitäre Forschungseinrichtungen.
224.	Förderung von stationären Brennstoffzellen-Heizungen im Rahmen des Anreizprogramms Energieeffizienz	**Ziel:** Unterstützung der Einführung der Brennstoffzellentechnologie in der Wärme- und Stromversorgung von Wohngebäuden. **Inhalt:** Gefördert wird der Einbau von Brennstoffzellensystemen mit einer Leistung von 0,25 kWel bis 5 kWel in Wohngebäuden, wenn die Brennstoffzelle in die Wärme- und Stromversorgung des Gebäudes eingebunden wird. Möglich ist die Förderung sowohl bei einem Neubau als auch bei einer energetischen Sanierung. Die Förderung erfolgt als Zuschuss und ist mit der Förderung nach dem KWKG kombinierbar. **Stand:** Das zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellenheizsysteme entwickelte Förderprogramm „Energieeffizient Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle“ (KfW-Programm-Nr. 433) steht seit Juli 2017 neben privaten Wohneigentümern nun auch Unternehmen (einschließlich Contractoren), kommunalen Einrichtungen sowie gemeinnützigen Organisationen offen. Somit wird der Einbau von hocheffizienten Brennstoffzellensystemen sowohl in Wohngebäuden als auch in Nichtwohngebäuden unterstützt. Für das Programm stehen derzeit Haushaltsmittel bis einschließlich 2019 zur Verfügung. **Zahlen:** Insgesamt stehen für die investiven Fördermaßnahmen des Anreizprogramms Energieeffizienz (Heizungspaket, Lüftungspaket und Brennstoffzelle) für die Jahre 2016 bis 2019 jährlich 150 Millionen Euro zur Verfügung. Im Jahr 2017 belief sich das Fördervolumen für Brennstoffzellen-Heizungen auf 23,1 Millionen Euro. Im Jahr 2018 stieg das Fördervolumen auf 52,6 Millionen Euro.
225.	Förderprogramm „Neue Fahrzeug- und Systemtechnologien“	**Ziel:** Verbesserung der Innovationskraft und Konkurrenzfähigkeit der deutschen Fahrzeugindustrie. Inhalt: Förderung von anwendungsnahen, technologischen Innovationen in den beiden Programmsäulen „Automatisiertes und vernetztes Fahren“ und „Innovative Fahrzeuge“, hier insbesondere zu Leichtbau und modernen Antriebssystemen. **Stand:** Verschiedene, laufende Förderprojekte zu den Themen Gewichtsreduktion, Abgaswärmerückgewinnung, Verbesserung des Brennkonzepts und Einsatz von strombasierten Kraftstoffen, im Dezember 2018 um weitere vier Jahre verlängert. **Zahlen:** Fördervolumen wurde im Zuge der Verlängerung auf rund 60 Millionen Euro pro Jahr erhöht, für beide Programmsäulen.
226.	Forschungsinitiative „Energiewende im Verkehr: Sektorkopplung durch die Nutzung strombasierter Kraftstoffe“	**Ziel:** Die Kopplung der Sektoren Strom und Verkehr soll vorangetrieben und eine deutliche Senkung von Treibhausgasemissionen ermöglicht werden. **Inhalt:** Alternative Kraftstoffe sind insbesondere bei großen Transportmengen und Entfernungen, wie im Luftverkehr oder in der Schifffahrt, eine vielversprechende Option zur Umsetzung der Energiewende im Verkehrssektor. Zudem erweitert die damit verbundene Kopplung der Infrastrukturen für Energie und Verkehr die politischen Handlungsoptionen. Vor diesem Hintergrund sollen innovative Forschungsansätze zur Sektorkopplung unterstützt werden, damit die erforderlichen Fortschritte rasch zur Anwendung kommen. Insgesamt starten in der Forschungsinitiative 16 Projekte als Kooperationen zwischen Industrie und Forschung. Sie befassen sich mit der Herstellung oder Nutzung innovativer, strombasierter Kraftstoffe. Für das Jahr 2022 ist eine Roadmap geplant, die auf Basis der Forschungsergebnisse Handlungsempfehlungen für die Entwicklung, Produktion und Markteinführung von nachhaltigen Kraftstoffen geben soll. **Stand:** Initiative wurde im Februar 2019 gestartet. **Zahlen:** Das BMWi fördert die Forschungsinitiative mit rund 87 Millionen Euro über die kommenden drei Jahre.
227.	Maritimes Forschungsprogramm	**Ziel/Inhalt:** Das Maritime Forschungsprogramm des BMWi ist das Forschungs- und Entwicklungsprogramm für die maritime Wirtschaft in den Bereichen Schiffstechnik, Produktion maritimer Systeme, Schifffahrt und Meerestechnik. Es adressiert das gesamte für Innovation relevante Technologiespektrum in der maritimen Branche. Dabei bestehen viele Anknüpfungspunkte für sparten- und sektorübergreifende Innovationen. Forschung und Entwicklung sollen neben der Stärkung von Innovationskraft und Wettbewerbsfähigkeit Fortschritte auf folgenden vier Gebieten erzielen: umweltschonende Technologien (MARITIME.green), Digitalisierung und smarte Technologien (MARITIME.smart), Sicherheit (MARITIME.safe) und Ressourcen (MARITIME.value). Projekte, die einen signifikanten Beitrag zur maritimen Energiewende leisten, sollen verstärkt gefördert werden. Hierzu bedarf es wirksamer Förderinstrumente, um Technologieentwicklungen, Planungssicherheit für Unternehmen und eine industriesektorübergreifende Gesamtstrategie zu forcieren. Aktuelle Herausforderungen sind Mobilitätswende, Senkung der Luftschadstoffe und Treibhausgase, smarte Systeme, Prozessdigitalisierung, neue Anforderungen an maritime Sicherheitsarchitekturen sowie umweltfreundliche nachhaltige Nutzung von Ressourcen aus dem Meer. Fernziel ist das Null-Emissions-Schiff. **Zahlen:** Die Bundesregierung stellt für die maritime Forschung in von 2018 bis 2021 insgesamt 215 Millionen Euro zur Verfügung.

Quellen- und Literaturverzeichnis

AGEB (2018a): Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2017, Berlin, November 2018.

AGEB (2018b): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2016, Berlin, November 2018.

AGEB (2019a): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern, Berlin, März 2019.

AGEB (2019b): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2018, Berlin, Februar 2019.

AGEE-Stat (2018): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2017, Dessau-Roßlau, März 2018.

AGEE-Stat (2019): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2018, Dessau-Roßlau, März 2019.

Agentur für Erneuerbare Energien (2018): Akzeptanzumfrage (Pressemitteilung und Infografiken), Berlin Oktober 2018.

Amprion, APG, Elia, Creos, RTE, Tennet, Swissgrid (2018): Generation Adequacy Assessment, Januar 2018.

BCG, Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland, Januar 2018.

BDEW (2018): BDEW-Energiemonitor 2018: Das Meinungsbild der Bevölkerung (kommentierte Zusammenfassung der Ergebnisse der Meinungsforschungsstudie), April 2018.

BAFA (2018): Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsreglung. Antragsverfahren 2017 für Begrenzung der EEG-Umlage 2018, Juli 2018.

BfN (2017): Agrar-Report 2017, Bundesamt für Naturschutz, Juni 2017.

BMU (2017): Stickstoffeintrag in die Biosphäre. Erster Stickstoff-Bericht der Bundesregierung, Mai 2017.

BMU (2019): Projektionsbericht 2019 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013 Berlin, Mai 2019.

BMU/BfN (2013): Konzept für den Schutz der Schweinswale vor Schallbelastungen bei der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (Schallschutzkonzept).

BMU/UBA (2017): Umweltbewusstsein in Deutschland 2016 – Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage, März 2017.

BMU/UBA (2019): Klimabilanz 2018: 4,5 Prozent weniger Treibhausgasemissionen. Umweltbundeamt legt erste detaillierte Schätzung vor. Gemeinsame Pressemitteilung vom UBA und BMU vom 02. April 2019.

BMVI (2013): Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS).

BMVI (2018a): Verkehr in Zahlen, 2018/2019, September 2018.

BMVI (2018b): Zielfahrplan Deutschland-Takt, Vorstellung des ersten Gutachterentwurfs im Rahmen des Zukunftsbündnisses Schiene, Oktober 2018.

BMWi (2016): Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Juli 2016.

BMWi (2017): Versorgungssicherheit bei Erdgas. Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG, Juli 2017.

BMWi (2018a): Bundesbericht Energieforschung 2018. Forschungsförderung für die Energiewende, Berlin, Juni 2018.

BMWi (2018b): Energieeffizienz in Zahlen. Entwicklungen und Trends in Deutschland 2018, Berlin, August 2018.

BMWi (2018c): Erneuerbare Energien in Zahlen, Oktober 2018.

BMWi (2018d): Jahreswirtschaftsbericht 2018, Januar 2018.

BMWi (2019a): Energieeffizienz in Zahlen. Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019, Berlin, Juni 2019 [in Veröffentlichung].

BMWi (2019b): Evaluierung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft. Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit nach § 13g Absatz 8 des Energiewirtschaftsgesetzes, Berlin, Mai 2019.

BMWi (2019c): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat).

BNetzA, BKartA (2017): Monitoringbericht 2017. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn, Dezember 2017.

BNetzA, BKartA (2018): Monitoringbericht 2018. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn, November 2018.

Buckley, T. (2019): Over 100 Global Financial Institutions Are Exiting Coal, With More to Come. Report of the Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), Sydney, Februar 2019.

Consentec GmbH und r2b Energy Consulting GmbH (2015): Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Untersuchung im Auftrag des BMWi, März 2015.

DIW (1995): Energienachfrage in Deutschland in Abhängigkeit von Temperaturschwankungen und saisonalen Sondereffekten, September 1995.

DIW, DLR (2019): Ökonomische Indikatoren der Energiebereitstellung. Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000 – 2017. DIW Berlin: Politikberatung kompakt 135, Berlin, Stuttgart, Osnabrück, Januar 2019.

dena, BET (2017): Ergebnispapier des dena-Stakeholderprozesses „Höhere Auslastung des Stromnetzes". Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien, Berlin, September 2017.

dena (Hrsg., 2019): Blockchain in der integrierten Energiewende, Multi-Stakeholder-Studie, Executive Summary, Berlin, Februar 2019.

DPMA (2018): Jahresbericht 2017, München, Mai 2018.

DPMA (2019): Eigene Recherchen des DPMA, München, März 2019.

DLR, ifeu, LBST, DBFZ (2016a): Analyse von Herausforderungen und Synergiepotenzialen beim Zusammenspiel von Verkehrs- und Stromsektor. Studie im Auftrag des BMVI.

DLR, ifeu, LBST, DBFZ (2016b): Potenziale des Hybrid-Oberleitungsbusses als effiziente Möglichkeit für die Nutzung erneuerbarer Energien im ÖPNV. Studie im Auftrag des BMVI.

DLR, ifeu, LBST, DBFZ (2016c): Verkehrsverlagerungspotenzial auf den Schienengüterverkehr in Deutschland, Studie im Auftrag des BMVI.

DLR, ifeu, LBST, DBFZ (2016d): Verkehrsverlagerungspotenzial auf den Schienenverkehr in Deutschland unter Beachtung infrastruktureller Restriktionen, Studie im Auftrag des BMVI.

DLR, ifeu, LBST, DBFZ (2016e): Alltagsmobilität: Verlagerungspotenziale auf nicht motorisierte und öffentliche Verkehrsmittel im Personenverkehr, Studie im Auftrag des BMVI.

Ecofys, Fh ISI (2015): Stromkosten der energieintensiven Industrie. Ein internationaler Vergleich. Ergänzende Berechnungen für das Jahr 2014. Ecofys, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Köln, Karlsruhe, Juni 2015.

EEA (2018): Trends and projections in the EU ETS in 2018. The EU Emissions Trading System in numbers. Kopenhagen.

ENTSO-E (2017): Mid Term Adequacy Forecast 2017.

EU-Kommission (2017): Mitteilung über die Stärkung der europäischen Energienetze, COM(2017) 718, Brüssel.

EWK (2018): Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft": Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016, Berlin, Münster, Stuttgart, Juni 2018.

EY (Ernst & Young GmbH, 2019): Barometer Digitalisierung der Energiewende, Modernisierungs- und Fortschrittsbarometer zum Grad der Digitalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, erstellt im Auftrag des BMWi, Berichtsjahr 2018, Dortmund, Düsseldorf, Januar 2019.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2018): Rohstoffmonitoring Holz. Erwartungen und Möglichkeiten, Gülzow-Prüzen.

Fachagentur Wind an Land (2018): Entwicklungen der Windenergie im Wald – Ausbau, planerische Vorgaben und Empfehlungen für Windenergiestandorte auf Waldflächen in den Bundesländern, Berlin, Juni 2018.

Fraunhofer-Verbund Innovationsforschung (Hrsg., 2018): Wandel verstehen, Zukunft gestalten. Impulse für die Zukunft der Innovation, Stuttgart.

Green City Energy AG und Institut für nachhaltige Kapitalanlagen (NKI) (2018): Erneuerbare Energien aus Sicht von Finanzentscheidern in Privathaushalten. Eine gemeinsame Umfrage von Green City AG & NKI durch die Gesellschaft für Konsumforschung (GfK) Nürnberg, München.

Günther, J., et al. (2017): Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten. Umweltbundesamt (pp. 1).

GWS (2018a): Mögliche Engpässe für die Energiewende. GWS Osnabrück. Oktober 2018.

GWS (2018b): Zur Berechnung der durch den Ausbau erneuerbarer Energien und durch Energieeffizienz verminderten Importe fossiler Brenn- und Kraftstoffe. Methode und Ergebnisse für 2000 bis 2015. GWS Research Report 2018, Osnabrück.

GWS, Fh ISI (2018): Vorteile der Energiewende über die gesamtwirtschaftlichen Effekte hinaus – eine literaturbasierte Übersicht, GWS Research report 2018/06.

GWS, Prognos (2018): Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende. GWS Research Report 2018, Osnabrück, September 2018.

Institute for Advanced Sustainability Studies (2019): Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2018, Kernaussagen und Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse. Potsdam, Februar 2019.

International Panel on Climate Change (IPCC) (2018): 1,5° C globale Erwärmung – Der IPCC-Sonderbericht über die Folgen einer globalen Erwärmung um 1,5° C gegenüber vorindustriellem Niveau und die damit verbundenen globalen Treibhausgasemissionspfade im Zusammenhang mit einer Stärkung der weltweiten Reaktion auf die Bedrohung durch den Klimawandel, nachhaltiger Entwicklung und Anstrengungen zur Beseitigung von Armut, Genf.

IRENA (2019): Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, April 2019.

OECD/IEA (2017): Market Report Series: Energy Efficiency 2017, Paris.

OECD/IEA (2018a): Global energy and CO_2 status report 2017, Paris.

OECD/IEA (2018b): Market Report Series: Energy Efficiency 2018, Paris.

OECD/IEA (2018c): World Energy Investment, Paris.

OECD/IEA (2018d): World Energy Outlook, Paris.

OECD/IEA (2019): Global energy and CO_2 status report 2018, Paris.

OECD/IEA und IRENA (2017): Perspectives for the energy transition. Investment needs for a low-carbon energy system, März 2017.

Öko-Institut (2017): Überprüfung der Emissionsminderung 2020 im Projektionsbericht 2017. Arbeiten im Projekt „Wissenschaftliche Unterstützung: Erstellung und Begleitung des Klimaschutzplans 2050“, Oktober 2017.

Öko-Institut, DLR, Ifeu, IFRAS (2016): Endbericht Renewability III – Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors, Studie im Auftrag des BMU, Berlin, November 2016.

Prognos, Fh ISI, DLR (2018): Wirkung der Maßnahmen der Bundesregierung innerhalb der Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung, Studie im Auftrag des BMWi, Kassel, Karlsruhe, Stuttgart, Januar 2018.

Prognos, Fh ISI, DLR (2019): Wirkung der Maßnahmen der Bundesregierung innerhalb der Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung. Aktualisierung der Berechnungen 2019, Studie im Auftrag des BMWi, Kassel, Karlsruhe, Stuttgart, März 2019.

Prognos, Fh ISI, GWS, iinas (2019): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgenabschätzungen 2030, Basel [in Veröffentlichung].

REN21 (2018): Renewables 2018 Global Status Report, Paris.

StBA (2017): Bodennutzung – Anbau auf dem Ackerland, Vorbericht 2017, Fachserie 3, Reihe 3.1.2.

StBA (2018a): Nichtöffentliche Wasserversorgung und nichtöffentliche Abwasserentsorgung, Fachserie 19, Reihe 2.2, sowie Öffentliche Wasserversorgung, Fachserie 19, Reihe 2.1.1, Stand 12/2018.

StBA (2018b): WISTA. Wirtschaft und Statistik, Wiesbaden, Dezember 2018.

UBA (2016a): Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050. Studie im Auftrag des BMU. Dessau-Roßlau, Februar 2016.

UBA (2016b): Finanzierung einer nachhaltigen Güterverkehrsinfrastruktur – Anforderungen und Rahmenbedingungen für eine zukunftsorientierte Entwicklung des Güterverkehrs – eine systematische Analyse auf der Grundlage eines Ländervergleichs Teilvorhaben ohne Luftverkehr. Studie im Auftrag des BMU. Dessau-Roßlau, Februar 2016.

UBA (2017b): Die Umweltschutzwirtschaft in Deutschland, Produktion, Umsatz und Außenhandel, Ausgabe 2017, November 2017.

UBA (2018a): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017. Umweltbundesamt Climate change Series 23/2018. Dessau-Roßlau, Oktober 2018.

UBA (2018b): Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten – Kostensätze, Dessau-Roßlau, November 2018.

UBA (2018c): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2018. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2016.

UBA (2019a): Die Umweltwirtschaft in Deutschland. Entwicklung, Struktur und internationale Wettbewerbe. Aktualisierte Ausgabe 2019. Dessau-Roßlau [in Veröffentlichung].

UBA (2019b): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2018. Umweltbundesamt Climate Change Series.

UBA (2019c): Nationaler Inventarbericht. Zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2017. Gekürzte Fassung für die EU 15.01.2019.

Wiesen, K., et al. (unveröffentlicht): „Analyse des Rohstoffaufwandes der Energieinfrastruktur in Deutschland.“ Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes – Wuppertal, Dessau-Roßlau.

Abkürzungsverzeichnis

AA	Auswärtiges Amt
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik
AiF	Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen
APKS	Aktionsprogramm Klimaschutz
APEE	Anreizprogramm Energieeffizienz
AVF	Automatisiertes und vernetztes Fahren
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BDEW	Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft
BET	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BETD	Berlin Energy Transition Dialogue
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BKartA	Bundeskartellamt
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BVWP	Bundesverkehrswegeplan
CDM	Clean Development Mechanism
CEER	Council of European Energy Regulators
CNG	Compressed natural gas, komprimiertes Erdgas
CH_4	Methan
CO_2	Kohlendioxid
CO_2-Äq.	Kohlendioxid-Äquivalente
COP21	21. Konferenz der Vertragsstaaten des Klimarahmenübereinkommens
ct	Cent
dena	Deutsche Energieagentur
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DPMA	Deutsches Patent- und Markenamt
EDL-G	Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen
EE	Erneuerbare Energien
EEA	European Environment Agency, Europäische Umweltagentur
EED	Energieeffizienzrichtlinie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EKF	Energie- und Klimafonds
EnEG	Energieeinspargesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnStatG	Energiestatistikgesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive (EU-Gebäuderichtlinie)
ESB	Energetischer Sanierungsfahrplan Bundesliegenschaften
ESD	Effort Sharing Decision, EU-Lastenteilungsentscheidung
ESG	Energieeffizienzstrategie Gebäude
ESR	Effort Sharing Regulation , EU-Lastenteilungsverordnung
ETS	Emissions Trading System, Emissionshandelssystem
EU	Europäische Union
EWI	Energiewirtschaftliches Institut, Universität Köln
EZ	Entwicklungszusammenarbeit
Fh ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
F&E	Forschung und Entwicklung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GVFG	Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWS	Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung

HZO	Programm zur Förderung der Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen
IEA	International Energy Agency, Internationale Energieagentur
IFAM	Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung
ifeu	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IRENA	Internationale Agentur für erneuerbare Energien
iSFP	individueller Sanierungsfahrplan
ITD	Institut für Transportation Design
JI	Joint Implementation
KFK	Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs
KfW	Kreditanstalt für den Wiederaufbau
km	Kilometer
KMU	kleine und mittlere Unternehmen
KOM	Europäische Kommission
KSB	Klimaschutzbericht
KSP2050	Klimaschutzplan 2050
KV	Kombinierter Verkehr
kW	Kilowatt
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LEK	Liegenschaftskonzepte
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas; Flüssigerdgas
LULUCF	Land-Use, Land-Use Change and Forestry
MAP	Marktanreizprogramm
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
Mrd.	Milliarden
Mio.	Millionen
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie
MSR	Marktstabilitätsreserve
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario
NAPE	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz
NEP	Netzentwicklungsplan
NEMoG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NKI	Nationale Klimaschutzinitiative
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
NPM	Nationale Plattform „Zukunft der Mobilität“
NRVP	Nationaler Radverkehrsplan
ÖPV	Öffentlicher Personenverkehr
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
P2X	Power-to-X
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
Pkw	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Netzwerk für EE des 21. Jhds.
RL	Richtlinie
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
StBA	Statistisches Bundesamt
StVO	Straßenverkehrsordnung
t	Tonnen
tkm	Tonnenkilometer
TCP	Technology Collaboration Programme der IEA
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunden
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UNFCCC	UN Framework Convention on Climate Change/VN-Klimarahmenkonvention
VwV	Verwaltungsvorschrift
WLTP	World Harmonised Light Vehicle Test Procedure, weltweites Prüfverfahren
WSB	Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Stand
Juni 2019

Gestaltung
PRpetuum GmbH, 80801 München

Bildnachweis
Adobe Stock / BillionPhotos.com / Titel

BELECTRIC / S. 183

Getty
AdrianHancu / Titel, Adrian Weinbrecht / S. 10,
Apexphotos / S. 168, artpartner-images / S. 32,
Bengt Geijerstam / S. 122, CasarsaGuru / S. 203,
DEA / ALBERT CEOLAN / S. 162, Erik Isakson / Titel,
ETIENNE LAURENT / S. 28, Fancy/Veer/Corbis
u. Classen Rafael / EyeEm / S. 95, Florian Gaertner / S. 110,
gerenme / Titel, instamatics / S. 44, James O'Neil / S. 132,
Jana Leon / S. 158, Johannes Heuckeroth / S. 192,
Johner Images / S. 49, 104, Justin Case / S. 26, jxfzsy / S. 153,
Kay Fochtmann / EyeEm / S. 57, Maskot / S. 103, 113,
Michael Moeller / EyeEm / S. 121, Malorny / S. 128,
MirageC / S. 209, Monty Rakusen / S. 134, 175,
Nattawit Sreerung / S. 116, nbehmans / S. 146, Pley / S. 119,
Portra / S. 68, redmal / Titel, Reed Kaestner / S. 188,
Richard Nowitz / Titel, seksan Mongkhonkhamsao / S. 142,
serts / S. 58, Siegfried Kaiser / EyeEm / S. 139, 178,
Silvia Otte / S. 171,Spiderplay / S. 114,
Stockwerk-Fotodesign / S. 97, Symbiont / S. 161,
Terry Williams / S. 22, the_burtons / S. 130, ThomasVogel / S. 34,
Thomas Trutschel / S. 94, Thomas Winz / S. 165,
Twinpix / S. 148, Ute Grabowski/Photothek / S. 78,
Watchara Kokram / EyeEm / S. 211,
Westend61 / Titel, S. 64, 88, 155, 206, Yagi Studio / S. 111,
Yulia-Images / S. 163

Holger Vonderlind / BMWi / Titel, S. 196

iStock
Alberto Masnovo / S. 53, KangeStudio / S. 186,
ivansmuk / Titel, metamorworks / S. 180,
MF3d / Titel, monsitj / S. 187

Picture Alliance / Prisma/Pulwey Andreas / S. 63

Plainpicture / DEEPOL / Titel

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017

Berlin · Münster · Stuttgart, Mai 2019

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

STAND: 29. Mai 2019

ENERGIE DER ZUKUNFT

Kommission zum Monitoring-Prozess

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

Expertenkommission:

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Westfälische Wilhelms-Universität Münster
Am Stadtgraben 9, 48143 Münster
E-Mail: loeschel@uni-muenster.de
Telefon: +49 251-83-25004

Prof. Dr. Georg Erdmann

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

Prof. Dr. Frithjof Staiß

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg(ZSW)
Meitnerstr. 1, 70563 Stuttgart
E-Mail: frithjof.staiss@zsw-bw.de
Telefon: +49 711-7870-210
Fax: +49 711-7870-100

Dr. Hans-Joachim Ziesing

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

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

Westfälische Wilhelms-Universität Münster
Oliver Kaltenegger, Laura Klockenbusch

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme
Lisa Marina Koch, Dr. Fernando Oster, David Schröder

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM)
Lars Dittmar

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg(ZSW)
Maike Schmidt, Anna-Lena Fuchs, Henning Jachmann, Tobias Kelm, Jochen Metzger, Thomas Nieder

Ecologic Institut gemeinnützige GmbH
Eike Karola Velten, Amely Gundlach

Vorwort

Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ kommentiert den zweiten Fortschrittsbericht zur Energiewende der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017 (dieser entspricht gleichzeitig dem siebten Monitoring-Bericht). Der Monitoring-Prozess dient der Überprüfung des Fortschritts bei der Erreichung der Ziele „für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ des Energiekonzepts der Bundesregierung vom September 2010 und des Umsetzungsstandes der entsprechenden Maßnahmen, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Dazu bestellte die Bundesregierung im Oktober 2011 eine unabhängige Expertenkommission mit vier Energiewissenschaftlern, welche die von den Ministerien zu erstellenden jährlichen Monitoring-Berichte bzw. dreijährlichen Fortschrittsberichte begutachten und kommentieren soll. Die Monitoring-Berichte liefern im Schwerpunkt einen faktenbasierten Überblick zur Energiewende, während die Fortschrittsberichte eine umfangreichere Analysekomponente enthalten und ggf. Maßnahmen vorschlagen, um Hemmnisse bei der Zielerreichung zu überwinden.

Der zweite Fortschrittsbericht zur Energiewende und die dazugehörige Stellungnahme entsprechen nicht dem ursprünglich beschlossenen Turnus (Bundestagsdrucksache 18/6781). Danach wäre bereits bis zum 15. Dezember 2017 der zweite Fortschrittsbericht (einschließlich sechster Monitoring-Bericht) und bis zum 15. Dezember 2018 der siebte Monitoring-Bericht dem Bundeskabinett vorzulegen gewesen. Allerdings kam es im Herbst 2017 zu ungewöhnlich zeitaufwendigen Koalitionsverhandlungen, die auch den Monitoring-Prozess verzögerten. Da ein Fortschrittsbericht neben der Dokumentation des Stands der Umsetzung der Energiewende auch einen Ausblick für die weitere Entwicklung und gegebenenfalls weitreichende Maßnahmen vorschlagen soll, entschied sich die Bundesregierung dazu, zunächst einen sechsten Monitoring-Bericht (ohne Fortschrittsbericht) und erst in der aktuellen Runde den Fortschrittsbericht (einschließlich siebten Monitoring-Bericht) vorzulegen.

Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission bezieht sich weitgehend auf den Entwurf des zweiten Fortschrittsberichts, der am 16. April 2019 – vor der Ressortabstimmung – vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Verfügung gestellt wurde. Soweit zeitlich möglich, wurden auch Änderungen des Fortschrittsberichts im Kontext der Ressortabstimmung berücksichtigt. Die Statistiken in der Stellungnahme (u. a. in der Energiewende-Ampel) spiegeln den Datenstand zum 06.05.2019 wider.

Im Rahmen des Monitoring-Prozesses fanden Treffen (Dezember 2018 und Januar 2019) mit Vertretern des BMWi, der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des Umweltbundesamtes (UBA) statt. In diesen Treffen wurden insbesondere die klima- und energiebezogenen Zielsetzungen für 2030 diskutiert und den Fragen der Expertenkommission Raum gegeben. Der Informationsaustausch wurde in diesem Jahr flankiert durch die umfangreiche Bereitstellung aktueller Studien und Informationen im Auftrag der Bundesregierung. Zu nennen sind hier Diskussionen und Ergebnisse im Rahmen der Nationalen Energie- und Klimapläne, zum NAPE-Monitoring sowie der Vorhaben „Makroökonomische Wirkungen und Verteilungseffekte der Energiewende“, „Evaluierung des Energieeffizienzfonds“ und „Aktualisierung der Zielarchitekturstudie“. Im August 2018 war der Vorsitzende der Expertenkommission als Sachverständiger bei der Kommission „Wachstum, Beschäftigung, Strukturwandel“ und im November 2018 zur Anhörung beim Ausschuss für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestages geladen. Unser Dank gilt allen Gesprächspartnern, insbesondere unseren Ansprechpartnern aus den Ministerien und den Bundesbehörden, für die konstruktive Zusammenarbeit.

Die während des Monitoring-Prozesses aufgeworfenen Fragen und angeregten Themen werden in der vorliegenden Stellungnahme aufgegriffen. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf dem Vorschlag zu einer „Energiepreisreform“ (vgl. gleichnamiges Kapitel), die zeitnah den aufkommensneutralen Ersatz der Umlagen auf

Elektrizität durch einen CO_2-bezogenen Zuschlag auf fossile Energieträger vorsieht. Damit sollen Anreize für klimafreundliche Investitionen in Sektorkopplung, Speicher, Flexibilitätsoptionen und neue Elektrizitätsanwendungen geschaffen werden – die jetzt vordringlichen Schritte zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Zukunftsgerichtet widmet die Expertenkommission auch jeweils ein eigenständiges Kapitel der „Perspektive bis zum Jahr 2030“ und der „Perspektive jenseits 2030“, in deren Rahmen die Expertenkommission u. a. der Diskussion zur Fortschreibung des Energiekonzepts der Bundesregierung für das Jahr 2030 und zu möglichen langfristigen Entwicklungspfaden einen Impuls geben möchte. In der vorliegenden Stellungnahme wird auch das Thema Akzeptanz in der Bevölkerung herausgehoben betrachtet – es ist in den Unterkapiteln „Monitoring der Akzeptanz der Energiewende“ und „Ansätze zur Beseitigung von Reformhemmnissen“ aufgegangen. Hinsichtlich des letztgenannten Unterkapitels gilt besonderer Dank Prof. Dr. Friedrich Heinemann (ZEW Mannheim), der seine Expertise zur Politökonomie von Reformen in einem gemeinsamen Workshop mit der Expertenkommission einbrachte (Januar 2019).

Die vorliegende Stellungnahme hätte die Expertenkommission nicht ohne den herausragenden Einsatz ihrer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erstellen können. Ein ganz herzlicher Dank geht deshalb an Oliver Kaltenegger und Laura Klockenbusch von der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster, Lars Dittmar, Lisa Marina Koch, David Schröder und Dr. Fernando Oster vom Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin, Maike Schmidt und Anna-Lena Fuchs vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart, sowie Eike Karola Velten und Amely Gundlach vom Ecologic Institut, Berlin.

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

Berlin, Münster, Stuttgart, 6. Juni 2019

Georg Erdmann

Andreas Löschel

Frithjof Staiß

Hans-Joachim Ziesing

Inhalt

Vorwort i

Inhalt iii

Lesehilfe zur Stellungnahme der Expertenkommission zum Fortschrittsbericht der Bundesregierung vi

Zusammenfassung der Stellungnahme

Stand der Energiewende Z-1

Perspektive bis zum Jahr 2030 ..... Z-11

Perspektive jenseits 2030 ..... Z-12

Treibhausgasemissionen Z-14

Erneuerbare Stromerzeugung Z-16

Energieeffizienz Z-17

Gebäude Z-19

Verkehr Z-20

Elektrische Netze Z-22

Versorgungssicherheit Elektrizität Z-23

Energiepreise und Energiekosten Z-24

Energiepreisreform Z-25

Stellungnahme

1 Stand der Energiewende 1

1.1 Die Energiewende-Ampel 3

1.2 Auswirkungen des Klimawandels 14

1.3 Ansätze zur Beseitigung von Reformhemmnissen 16

1.4 Monitoring der Akzeptanz der Energiewende 20

1.5 Verteilungswirkungen 26

2 Perspektive bis zum Jahr 2030 29

2.1 Ausgangslage für die Formulierung energiebezogener Zielsetzungen für 2030 30

2.2 Szenarien im Kontext der Fortschreibung der energiebezogenen Zielsetzungen 31

2.3 Herleitung der energiebezogenen Zielsetzungen für 2030 34

2.4 Zusammenschau der Zielvorschläge 43

3 Perspektive jenseits 2030 45

3.1 Globale Emissionspfade zur Erreichung der Klimaschutzziele 46

3.2 Energiewende-Szenarien 2030 und 2050 für Deutschland 49

3.3 Versorgung mit Erdgas 57

3.4 Langfristige Rolle von gasförmigen Energieträgern 60

3.5 Die Rolle von Power-to-X 62

3.6 Die Rolle von Carbon Capture and Use (CCU) 67
3.7 Ausrichtung der Energieforschung 68
3.8 Ausgaben der Privatwirtschaft für die Energieforschung 70
4 Treibhausgasemissionen 73
4.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen 74
4.2 Emissionsminderungen durch bestehende klimaschutzpolitische Maßnahmen 77
4.3 Entwicklung der Zertifikatspreise im EU Emissionshandel (ETS) 81
4.4 Ziele für die nicht-ETS-Emissionen in Deutschland 84
4.5 Perspektive der Stein- und Braunkohleverstromung 87
4.6 Weitere Umweltwirkungen 93
5 Erneuerbare Stromerzeugung 95
5.1 Entwicklung der Anteile der Erneuerbaren Energien 96
5.2 Ausbaupfade zum Erreichen des 65 %-Ziels für erneuerbaren Strom in 2030 98
5.3 Sonderausschreibungen für Wind an Land und Photovoltaik im Kontext des Energiesammelgesetzes zur Schließung der Lücke bis 2020 100
5.4 Zukunft des 52 GW-Deckel vor dem Hintergrund der Zielsetzung von 65 % erneuerbarem Strom bis 2030 101
5.5 Betrachtung des 65 %-Ziels im Lichte der Flächenverfügbarkeit 102
5.6 Technologieoffene Ausschreibungen als Zukunftsoption? 104
5.7 Partizipationsmöglichkeiten für die Bevölkerung 105
5.8 PPA und Post-EEG-Geschäftsmodelle 107
6 Energieeffizienz 113
6.1 Überblick zur Entwicklung der Energieeffizienz in Deutschland 113
6.2 Zu den Wirkungen des NAPE 119
6.3 Fallstudie zur Initiative Energieeffizienznetzwerke 120
6.4 Zur Evaluierung des Energieeffizienzfonds 123
7 Gebäude 131
7.1 Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Gebäuden 131
7.2 Entwicklung der erneuerbaren Wärme- und Kälteerzeugung 133
7.3 Bestehende Förderprogramme und Neuerungen im Ordnungsrecht 138
7.4 Neue Maßnahmen im Gebäudebereich 142
8 Verkehr 143
8.1 Entwicklung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen im Verkehr 144
8.2 Verkehrspolitische Aussagen im Koalitionsvertrag 146
8.3 Bisherige verkehrspolitische Maßnahmen zum Klimaschutz und Perspektiven 147

Inhalt

8.4 Zum Zwischenbericht der AG 1 „Klimaschutz im Verkehr“ der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität ... 149
8.5 Vermeiden und Verlagern ... 152
8.6 Verbessern: Effizientere und neue Antriebstechnologien ... 156
8.7 Aufbau der Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität ... 160
8.8 Strombasierte regenerative Kraftstoffe ... 163
9 Elektrische Netze ... 169
9.1 Ausbau der Übertragungsnetze ... 170
9.2 Engpassmanagement im Übertragungsnetz ... 174
9.3 Ausbau der Verteilernetze ... 177
10 Versorgungssicherheit Elektrizität ... 181
10.1 Bilanzkreistreue als zentrales Instrument der Elektrizitätswirtschaft ... 182
10.2 Reservemechanismen in Deutschland und Europa ... 182
10.3 Versorgungssicherheit ... 184
11 Energiepreise und Energiekosten ... 189
11.1 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung ... 189
11.2 Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr ... 193
11.3 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen ... 194
12 Energiepreisreform ... 199
12.1 Dringlichkeit einer Energiepreisreform ... 200
12.2 Politisch zweideutige Signale für eine wirksame Energiepreisreform ... 201
12.3 Wissenschaftliche Konzepte einer Energiepreisreform ... 202
12.4 Anforderungen an eine erfolgreiche Implementierung von Energiepreisreformen ... 204
12.5 Akzeptanz einer Energiepreisreform in der Bevölkerung ... 214
13 Literaturverzeichnis ... 221
14 Verzeichnisse: Abbildungen, Tabellen und Boxen ... 249
14.1 Abbildungen ... 249
14.2 Tabellen ... 252
14.3 Boxen ... 254

Lesehilfe zur Stellungnahme der Expertenkommission zum Fortschrittsbericht der Bundesregierung

Der Fortschrittsbericht der Bundesregierung und die Stellungnahme der Expertenkommission weichen im Aufbau und der Benennung der Kapitel voneinander ab. Zur besseren Übersicht stellt die Tabelle 1 gegenüber, wo die jeweilige Kommentierung zu den Inhalten des Fortschrittsberichtes in der Stellungnahme der Expertenkommission (im Schwerpunkt) zu finden ist.

Tabelle 1: Lesehilfe zur Stellungnahme der Expertenkommission

Inhalte des zweiten Fortschrittsberichts	Kommentierung in der Stellungnahme (Schwerpunkte)
Zentrale Botschaften des zweiten Fortschrittsbericht	Zusammenfassung der Stellungnahme
Einleitung	Kapitel 1: Stand der Energiewende
Ziele der Energiewende und Indikatoren für das Monitoring	Kapitel 1: Stand der Energiewende
Energiewende im europäischen und internationalen Kontext	Kapitel 4: Treibhausgasemissionen Kapitel 5: Erneuerbare Stromerzeugung Kapitel 9: Elektrische Netze Kapitel 10: Versorgungssicherheit Elektrizität
Erneuerbare Energien **Im Stromsektor** **Im Wärmesektor** **Im Verkehrssektor**	 Kapitel 5: Erneuerbare Stromerzeugung Kapitel 7.2: Entwicklung der erneuerbaren Wärme- und Kälte Kapitel 8: Verkehr
Energieverbrauch und Energieeffizienz	Kapitel 6: Energieeffizienz
Gebäude	Kapitel 7: Gebäude
Verkehr	Kapitel 8: Verkehr
Treibhausgasemissionen	Kapitel 4: Treibhausgasemissionen
Kraftwerke und Versorgungssicherheit	Kapitel 10: Versorgungssicherheit Elektrizität Kapitel 3.3: Versorgung mit Erdgas
Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen	Kapitel 11: Energiepreise und Energiekosten
Umweltverträglichkeit der Energieversorgung	Kapitel 4.6: Weitere Umweltwirkungen
Netzinfrastruktur	Kapitel 9: Elektrische Netze
Integrierte Entwicklung des Energiesystems **Sektorkopplung, Wärmewende**	Kapitel 3.5: Die Rolle von Power-to-X Kapitel 7.1: Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Gebäuden Kapitel 7.2: Entwicklung der erneuerbaren Wärme- und Kälte
Energieforschung und Innovationen	Kapitel 3.7: Ausrichtung der Energieforschung Kapitel 3.8: Ausgaben der Privatwirtschaft für die Energieforschung
Maßnahmenübersicht	Zusammenfassung der Stellungnahme Kapitel 12: Energiepreisreform

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassung der Stellungnahme

Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung

Stand der Energiewende

1. Die Bundesregierung hat sich mit dem Energiekonzept vom September 2010 und dem Kernenergieausstieg vom August 2011 eine Langfriststrategie der Energiepolitik gegeben. Zur Dokumentation der Umsetzung des Energiekonzepts sowie der dabei erzielten Fortschritte veröffentlicht die Bundesregierung jährlich einen faktenbasierten Monitoring-Bericht und zudem alle drei Jahre einen Fortschrittsbericht mit einer vertieften Analyse der Entwicklungen und Maßnahmen sowie einen Ausblick. Seit 2011 steht der Bundesregierung in diesem Prozess eine unabhängige Kommission aus vier Energieexperten beratend zur Seite. Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ legt jährliche Stellungnahmen zum Fortschritt der Energiewende vor, die den Berichten der Bundesregierung beigefügt und dem Bundeskabinett sowie dem Bundestag zugeleitet werden.

2. Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission bezieht sich weitgehend auf den Entwurf des zweiten Fortschrittsberichts, der am 16. April 2019 – vor der Ressortabstimmung – vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Verfügung gestellt wurde. Soweit zeitlich möglich, wurden auch Änderungen des Fortschrittsberichts im Kontext der Ressortabstimmung berücksichtigt. Die Statistiken in der Stellungnahme (u. a. in der Energiewende-Ampel) spiegeln den Datenstand zum 06.05.2019 wider. Der zweite Fortschrittsbericht wäre eine gute Gelegenheit gewesen, den Koalitionsvertrag aus dem Frühjahr 2018 und den Klimaschutzplan der Bundesregierung mit Blick auf die Energiewende zu konkretisieren – auch im Zuge der Erstellung des Nationalen Energie- und Klimaplans (NECP) für die Europäische Kommission. Denn Fortschrittsberichte sollen im Unterschied zu Monitoring-Berichten nicht nur den „Stand bei der Umsetzung wesentlicher Maßnahmen“ beschreiben, sondern auch „bewerten“ und dabei ggf. „Ursachen und Hemmnisse“ bei Fehlentwicklungen untersuchen, um auf dieser Basis „Maßnahmen oder darauf gerichtete Prozesse“ vorzuschlagen, „um Hemmnisse zu beseitigen und die Ziele zu erreichen“ (Kapitel 1 in BMWi, 2019f). Der vorliegende Fortschrittsbericht gleicht aus Sicht der Expertenkommission eher einem Monitoring-Bericht. Die am Ende der jeweiligen Oberkapitel hinzugefügten Unterkapitel „Ausblick“ und „Schlussfolgerungen“ sind angesichts der zu erwartenden Zielverfehlungen in wesentlichen Bereichen der Energiewende in ihren Vorschlägen nicht überzeugend. Konkrete relevante Maßnahmen(bündel), wie im Kontext des ersten Fortschrittsberichts aus dem Jahr 2014 der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz oder das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, werden nicht in Aussicht gestellt. Insofern greift der Fortschrittsbericht zu kurz, wenn die für eine erfolgreiche Energiewende zeitnah erforderlichen Weichen insbesondere für das Zieljahr 2030 gestellt werden sollen. Die Expertenkommission widmet vor diesem Hintergrund der Perspektive bis 2030 in der vorliegenden Stellungnahme ein eigenes Kapitel (vgl. Kapitel 3).

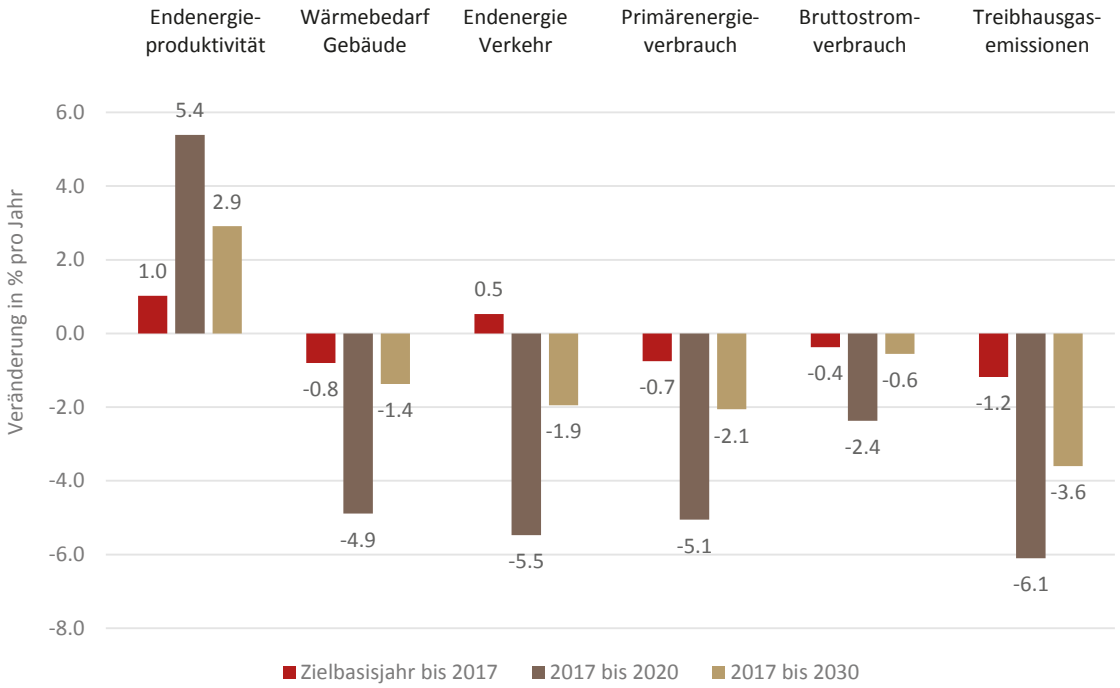
3. Unabhängig davon begrüßt die Expertenkommission, dass die Bundesregierung sich im Rahmen des zweiten Fortschrittsberichts mit wichtigen Empfehlungen in der vorangegangenen Stellungnahme der Expertenkommission zum sechsten Monitoring-Bericht (EWK, 2018) auseinandergesetzt hat. Dazu zählt das Thema „Akzeptanz der Energiewende“ (blaue Boxen in verschiedenen Kapiteln (BMWi, 2019f) und in dieser Stellungnahme insbesondere in Kapitel 1). Darüber hinaus hat sich die Bundesregierung auch mit den Vorschlägen der Expertenkommission zur Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie beschäftigt (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2018). In diesem Zusammenhang verweist der zweite Fortschrittsbericht auf das von der Expertenkommission favorisierte Leitinstrument der Energiewende, der allgemeinen CO_2-Bepreisung (vgl. blaue Box in Kapitel 3.2 in BMWi, 2019f). Diese und weitere während des Monitoring-Prozesses angeregten Themen

werden in der vorliegenden Stellungnahme aufgegriffen. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf dem Vorschlag zu einer „Energiepreisreform“ (vgl. Kapitel 12), die zeitnah den aufkommensneutralen Ersatz der Umlagen auf Elektrizität durch einen CO_2-bezogenen Zuschlag auf fossile Energieträger vorsieht. Damit sollen Anreize für klimafreundliche Investitionen in Sektorkopplung, Speicher, Flexibilitätsoptionen und neue Elektrizitätsanwendungen geschaffen werden – die jetzt vordringlichen Schritte zur Reduktion von Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen). Zukunftsgerichtet widmet die Expertenkommission auch jeweils ein eigenständiges Kapitel der „Perspektive bis zum Jahr 2030“ und der „Perspektive jenseits 2030“, in deren Rahmen die Expertenkommission u. a. der Diskussion zur Fortschreibung des Energiekonzepts der Bundesregierung für das Jahr 2030 und zu möglichen langfristigen Entwicklungspfaden einen Impuls geben möchte. In der vorliegenden Stellungnahme ebenfalls herausgehoben betrachtet wird das Thema Akzeptanz in der Bevölkerung, das in den Kapitel 1.4 zum Monitoring der Akzeptanz der Energiewende und Kapitel 1.3 über Ansätze zur Beseitigung von Reformhemmnissen aufgegangen ist.

4. Wie in den Vorjahren zeigt sich der Expertenkommission bei einer näheren Analyse zum Stand der Energiewende ein gemischtes Bild. An der negativen Bewertung der Zielerreichung bei den THG-Emissionen, bei der Verbesserung der Energieeffizienz und in diesem Kontext bei der Energieeinsparung insbesondere im Verkehrs- und Gebäudebereich sowie bei der Primärenergie hat sich gegenüber den früheren Kommentaren praktisch nichts geändert. So sind die THG-Emissionen von 1990 bis 2017 im Jahresdurchschnitt lediglich um 1,2 % gesunken. Um noch das Ziel für 2020 (- 40 % gegenüber 1990) zu erreichen, müssten sie im verbleibenden Dreijahreszeitraum pro Jahr um 6,1 % reduziert werden. Ähnliche Relationen zwischen der Zielsetzung und den bisher realisierten Veränderungen zeigen sich bei der Endenergieproduktivität, die nach dem Energiekonzept von 2008 an um 2,1 % jährlich gesteigert werden sollte, tatsächlich aber von 2008 bis 2017 nur rund 1 % erreicht hat; das Ziel für 2020 setzte eine jährliche Zunahme um 5,4 % voraus. Besonders negativ sieht die Situation im Verkehrssektor aus: Während der Energieverbrauch im Jahresdurchschnitt von 2005 bis 2017 um 0,5 % gestiegen ist, müsste er von 2017 bis 2020 um 5,5 % pro Jahr reduziert werden, um zu dem für 2020 im Vergleich zu 2005 um 10 % niedrigeren Verbrauch zu gelangen. Ähnliche Relationen zeigen sich auch bei der Entwicklung des Gebäudewärmebedarfs sowie des Primärenergie- und Bruttostromverbrauchs (vgl. Abbildung Z-1). Gemessen an den von der Bundesregierung verfolgten Zielen besteht somit in diesen Bereichen ein erheblicher Handlungsbedarf. In dieser Auffassung sieht sich die Expertenkommission durch ähnlich lautende Bewertungen der Bundesregierung bestätigt. Allerdings hätte sie sich gewünscht, dass die Bundesregierung daraus die entsprechenden Konsequenzen zieht und konkrete Maßnahmen vorschlägt, um auf den Zielpfad zu gelangen.

5. Die Expertenkommission verkennt aber nicht, dass sich zumindest der Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin auf einem guten Weg befindet, insbesondere getrieben durch die Entwicklungsdynamik der erneuerbaren Stromerzeugung. Dies ist für die Expertenkommission ein Beleg dafür, dass bei einem entsprechenden Willen zur Umsetzung großangelegter Maßnahmen (wie das EEG) durchaus mehrere Ziele des Energiekonzeptes erreichbar sind. Hier ist zur Weiterentwicklung der Energiewende zuvorderst an eine Energiepreisreform zu denken. Die Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie ist notwendig, aber schwierig. Schließlich bedarf das Preissystem für Energie einer klareren Zielausrichtung, um die Kosten für die Erreichung der Klimaschutzziele niedrig zu halten, und einer Verschlankung der Strompreise, um die Potentiale der Sektorkopplung erschließen zu können. Die Finanzierung der Energiepreisreform kann mit einer weitgehend einheitlichen Bepreisung der Emission von CO_2 gelingen (vgl. Kapitel 12).

Abbildung Z-1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei einzelnen Energiewendezielen



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEB, 2018a; BDEW, 2019b; Destatis, 2019g

Die Energiewende-Ampel

6. Wie schon in den früheren Berichten nutzt die Expertenkommission für ihre Einschätzung des Standes der Energiewende eine Energiewende-Ampel. Diese liefert eine belastbare Darstellung mit Hilfe von sieben Leitindikatoren und diversen ergänzenden Indikatoren. Die Farben dieser Ampel geben an, ob die Zielerreichung zum Jahr 2020 – bzw. zum Jahr 2022 für den Ausstieg aus der Kernenergie – wahrscheinlich (grün) oder unwahrscheinlich (rot) ist. In gelber Farbe werden Indikatoren für Ziele gekennzeichnet, deren Erreichbarkeit aus heutiger Sicht nicht sichergestellt ist. Nachstehende Tabelle Z-1 enthält eine Gesamtschau für alle Indikatoren sowie Tabelle Z-2 eine Detailbetrachtung je Indikator.

7. Die Gesamtschau lässt erkennen, dass die Ampel in den Dimensionen Klimaschutz und Energieeffizienz auf „rot“ steht, wobei dies bei der Energieeffizienz auch für die drei Indikatoren Reduktion des Primärenergieverbrauchs und des Endenergieverbrauchs im Verkehr sowie für die Steigerung der Endenergieproduktivität gilt. Die angestrebte Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor erscheint noch nicht gesichert. Eindeutige grüne Bereiche zeigen sich in Bezug auf den Ausstieg aus der Kernenergie und den Ausbau der erneuerbaren Energie, bei der sich diese Bewertung hauptsächlich auf die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergie- sowie am Bruttostromverbrauch bezieht. Negativ bewertet wird dagegen die Zielerreichung bei der Erhöhung des Anteils im Verkehr, und als unsicher gilt dies für den Anteil am Wärmeverbrauch.

8. Unsicherheiten im Hinblick auf die Zielerreichung sieht die Expertenkommission für die Dimensionen Preiswürdigkeit, Versorgungssicherheit und Akzeptanz. Allerdings trifft dies nicht auf alle der diesen Dimensionen zugeordneten Indikatoren zu. So liegen mit Blick auf die Preiswürdigkeit die drei Indikatoren für die

Letztverbraucherausgaben (Strom, Wärmedienstleistungen und Straßenverkehr) nach Auffassung der Expertenkommission im grünen Bereich, während die Entwicklung der Stromstückkosten in der Industrie und die Energiekostenbelastung der Haushalte ungünstiger bewertet wird.

9. Bei der Versorgungssicherheit sind nach wie vor nur sehr geringe Ausfälle zu verzeichnen, jedoch zeigen sich erhebliche Defizite beim Ausbau der Stromnetze. Noch können die kritischen Netzsituationen durch kostenintensive Systemdienstleistungen wie Engpassmanagementmaßnahmen behoben werden. Ohne ein entschlosseneres Vorankommen beim Netzausbau gefährdet die Bundesregierung aber die Ziele beim Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen und riskiert perspektivisch versorgungskritische Situationen.

10. Nicht eindeutig zu bewerten ist die Akzeptanz: Zwar gibt es eine eindeutige generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende, doch ist die Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende sowie bei der persönlichen Betroffenheit durch energiewendeorientierte Maßnahmen kaum gegeben. Insbesondere bei der Umsetzung der Energiewende hat sich die Einschätzung seit der letzten Stellungnahme verschlechtert.

11. Beim Abgleich der Einschätzungen der Expertenkommission mit den Einschätzungen der Bundesregierung kann festgestellt werden, dass die Bundesregierung insbesondere die Reduktion der THG-Emissionen sehr viel positiver einschätzt als die Expertenkommission (Ampelfarbe „rot“). Eine relativ gute Übereinstimmung zwischen der Einschätzung der Bundesregierung und der Expertenkommission gibt es bei den restlichen quantitativen Zielen der Energiewende. Sowohl bei der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch (Ziel: 18 % bis 2020) als auch bei der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch (Ziel: mindestens 35 % bis 2020) vergibt die Bundesregierung fünf Punkte und auch die Expertenkommission sieht die Zielerreichung in diesen Bereichen als wahrscheinlich an („grün“). Eine unwahrscheinliche Zielerreichung („rot“) sieht die Expertenkommission in den Bereichen der Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Ziel: Reduktion um 20 % gegenüber 2008 bis 2020), der Endenergieproduktivität (Ziel: Steigerung um 2,1 % pro Jahr 2008-2050) bzw. der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer im Verkehr (Ziel: 10 % im Jahr 2020). Auch die Bundesregierung vergibt lediglich zwei bzw. einen Punkt. Dazwischen liegt die Einschätzung für die Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor (Ziel: Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % gegenüber 2008 bis 2020). Für dieses Ziel vergibt die Bundesregierung drei Punkte und die Expertenkommission die Ampelfarbe „gelb“.

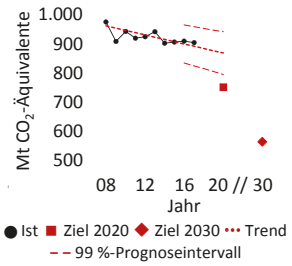
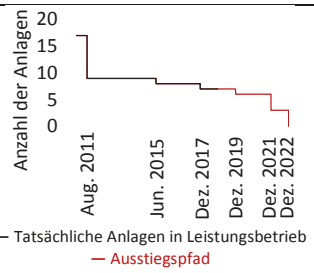
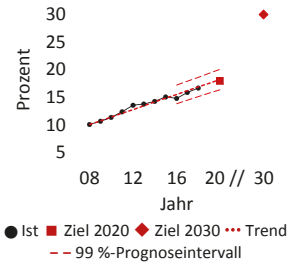
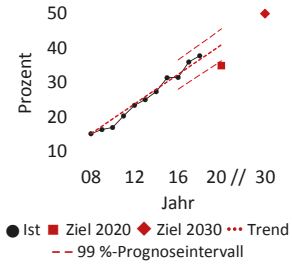
Tabelle Z-1: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2020/2022

Dimension	Indikator	
Klimaschutz	Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)	🔴
Kernenergieausstieg	Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb (Leitindikator bzw. Oberziel)	🟢
Erneuerbare Energien	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)	🟢
	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch	🟢
	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Wärmeverbrauch	🟡
	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer im Verkehr	🔴
Energieeffizienz	Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)	🔴
	Endenergieproduktivität	🔴
	Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor	🟡
	Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr	🔴
Versorgungssicherheit	Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)	🔴
	Engpassmanagementmaßnahmen	🟡
	System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas	🟢
Preiswürdigkeit	Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator)	🟢
	Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen	🟢
	Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr	🟢
	Elektrizitätsstückkosten der Industrie im internationalen Vergleich	🟡
	Energiekostenbelastung der Haushalte	🟡
Akzeptanz	Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator)	🟢
	Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende	🔴
	Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit	🔴
Zielerfüllung: 🟢 wahrscheinlich 🟡 nicht sichergestellt 🔴 unwahrscheinlich		

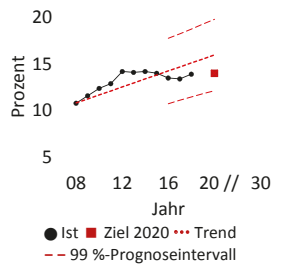
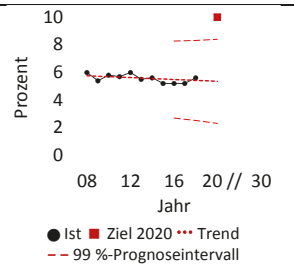
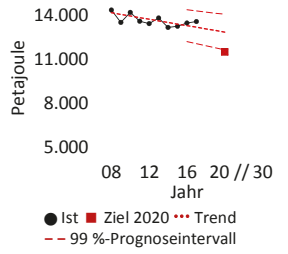
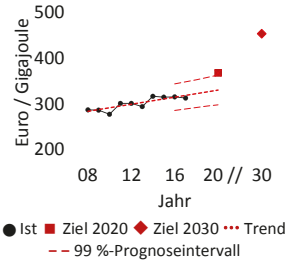
Quelle: Eigene Darstellung

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Tabelle Z-2: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren

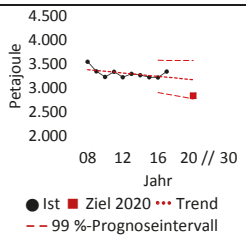
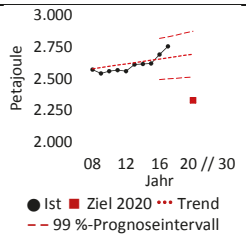
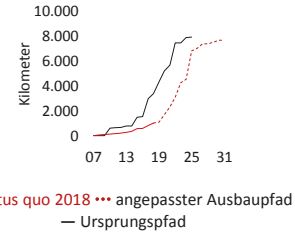
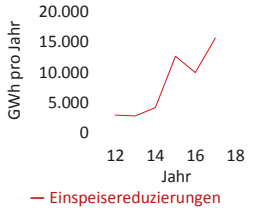
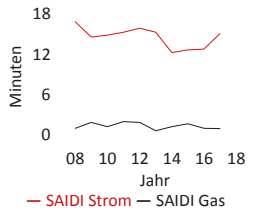
<table>
<tr><td rowspan="2">Klimaschutz</td><td rowspan="2"></td><td>Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Die gesamten ausgestoßenen Treibhausgasemissionen [Mio. t CO_2-Äquivalente]
Zielsetzung: Reduktion der Treibhausgasemissionen um mind. 40 % ggü. 1990 bis 2020 / 55 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] sowie Reduktion um 14 % ggü. 2005 bis 2020 / 38 % bis 2030 in den Nicht-EU-ETS-Sektoren [EU-Lastenteilungsentscheidung 2009; EU-Klimaschutzverordnung 2018]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2017: 907 Mio. t CO_2-Äquivalente
</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Kernenergie-ausstieg</td><td rowspan="2"></td><td>Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb (Leitindikator bzw. Oberziel)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anzahl der Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb [Anzahl der Anlagen]
Zielsetzung: Spätestens mit Ablauf des 31.12.2017: 7 Anlagen; 31.12.2019: 6 Anlagen; 31.12.2021: 3 Anlagen; 31.12.2022: 0 Anlagen [Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) 2011]
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo Mai 2019: 7 Anlagen
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Erneuerbare Energien</td><td rowspan="4"></td><td>Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch inkl. Eigenverbrauch für Strom- und Wärmeerzeugung sowie Transport- und Leitungsverluste (sogenannter Bruttoendenergieverbrauch) [%]
Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 18 % bis 2020 und 30 % bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2018: 16,7 %
Hinweis: Ampelfarbe „grün“ verlangt Übererfüllung bei „Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch“.
</td></tr>
<tr><td>Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung einschließlich Stromaustauschsaldo mit dem Ausland (sogenannter Bruttostromverbrauch) [%]
Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 35 % bis 2020 und auf mindestens 50 % bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2018: 37,8 %
</td></tr>
</table>

Fortsetzung

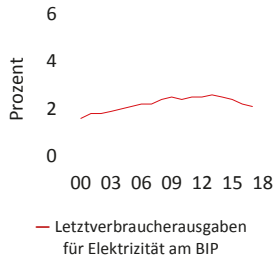
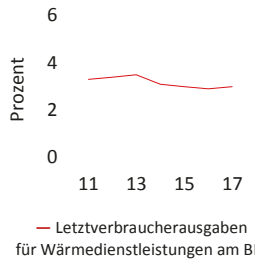
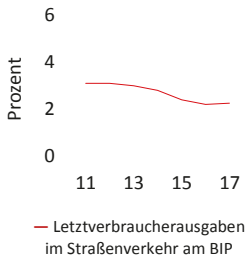
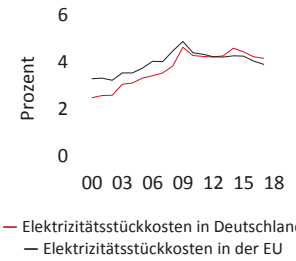
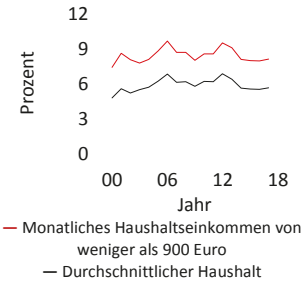
<table>
<tr><td rowspan="4">Erneuerbare Energien</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Wärmeverbrauch</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte [%]
<u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch auf 14 % bis 2020 [Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) 2008]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2018:</u> 13,9 %
<u>Hinweis:</u> Ampelfarbe „gelb“, da es 2012-2017 einen Rückgang um 0,9 Prozentpunkte gab.</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Erhöhung des Anteils Erneuerbarer im Verkehr</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [%]
<u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich auf 10 % bis 2020 [EU-Richtlinie 2009/28/EG]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2018:</u> 5,6 %</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Energieeffizienz</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Primärenergieverbrauch [Petajoule (PJ)]
<u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % ggü. 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 13.594 PJ</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Endenergieproduktivität</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Durchschnittliche Endenergieproduktivität pro Jahr im Zeitraum 2008 bis zum aktuellen Berichtsjahr definiert als reales Bruttoinlandsprodukt dividiert durch Endenergieverbrauch [EUR / Gigajoule]
<u>Zielsetzung:</u> Durchschnittliche Endenergieproduktivität von 2,1 % pro Jahr im Zeitraum 2008-2050 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 314 Euro / Gigajoule</td><td>
</td></tr>
</table>

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="4">Energie-effizienz</td><td colspan="2">Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Raumkühlung und Beleuchtung in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte [PJ]
<u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor um 20 % gegenüber 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 3.351 PJ (temperaturbereinigt)</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [PJ]
<u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor um 10 % gegenüber 2005 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 2.755 PJ</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="6">Versorgungs-Sicherheit</td><td colspan="2">Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Abweichung zwischen Plan und Ist beim Übertragungsnetzausbau (EnLAG- und BBPlG-Vorhaben) [km]
<u>Aussage:</u> Die Abweichung ist ein Maß für die netzseitige Versorgungssicherheit, wobei zunehmende Abweichungen eine (zukünftige) Gefährdung der Versorgungssicherheit andeuten.
<u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung
<u>Status quo 2018:</u> Abweichung 2.400 Kilometer (bisher 1.050 Kilometer realisiert, ursprünglicher Planwert 3.450 Kilometer)
<u>Hinweis:</u> Ampelfarbe „rot“ ergibt sich aus der Einschätzung der fortgesetzten zukünftigen Verzögerungen</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Engpassmanagementmaßnahmen</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Summe der erforderlichen Einspeisereduzierungen an konventioneller und erneuerbarer Erzeugungsleistung zur Behebung von Netzengpässen [GWh pro Jahr]
<u>Aussage:</u> Die Unzulänglichkeit der Netzinfrastruktur spiegelt sich in der erforderlichen Einspeisereduzierung wider.
<u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 15.700 GWh pro Jahr</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Durchschnittlicher Ausfall der Strom- bzw. Gasversorgung pro Jahr und Kunde [Minuten]
<u>Aussage:</u> SAIDI Strom ist ein Maß für die Stromversorgungssicherheit, SAIDI Gas für die Gasversorgungssicherheit; SAIDI Strom und SAIDI Gas berücksichtigen weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt; SAIDI Strom misst lediglich Ausfälle, die länger als 3 Minuten dauern, SAIDI Gas erhebt alle Gasversorgungsunterbrechungen vollständig.
<u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 15,1 Minuten für Strom und 1,0 Minuten für Gas</td><td>
</td></tr>
</table>

Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="6">Preis-
würdig-
keit</td><td colspan="3">Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgrößen der Preiswürdigkeit:
• (Aggregierte) Letztverbraucherausgaben für Elektrizität (bzw. für Wärmedienstleistungen und Kraftstoffe im Straßenverkehr) dividiert durch Bruttoinlandsprodukt [%]
• Elektrizitätsstückkosten der Industrie definiert als Kosten für Elektrizität dividiert durch Wertschöpfung [%]
Aussage: Die Indikatoren messen die Belastung durch Energiekosten.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2017: 2,1 % (Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt)</td><td>
</td></tr>
<tr><td>Letztverbraucher-ausgaben für Wärmedienstleis-tungen</td><td>Letztverbraucher-ausgaben im Straßenverkehr</td><td>Elektrizitätsstück-kosten der Industrie im intern. Vergleich</td></tr>
<tr><td>
</td><td>
</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="3">Energiekostenbelastung der Haushalte</td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgröße: Anteil der Energieausgaben privater Haushalte (ohne Kraftstoffe) an ihren gesamten Konsumausgaben [%]
Aussage: Der Indikator zeigt die Energiekostenbelastung der Haushalte und macht auf potentielle soziale Auswirkungen der Energiewende aufmerksam; die Belastung einkommensschwacher Haushalte wird der Belastung durchschnittlicher Haushalte gegenübergestellt.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2017: 8,1 % (einkommensschwache Haushalte) und 5,7 % (durchschnittlicher Haushalt)</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Akzep-
tanz</td><td colspan="3">Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td colspan="3">Messgröße: Anteil der Bevölkerung, die der/die Energiewende zustimmt/ablehnt hinsichtlich:
• ihrer generellen Ziele
• ihrer Umsetzung und
• auf Grundlage persönlicher Betroffenheit [Prozent]
Aussage: Der Indikator ist ein Maß für die Akzeptanz der Energiewende und zeigt die Unterstützung für das Gemeinschaftsprojekt in der Gesellschaft
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung auf Basis des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers</td></tr>
<tr><td colspan="3">Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende</td></tr>
<tr><td colspan="3">Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit</td></tr>
</table>

12. Nach Angaben des Deutschen Wetterdienstes (2018) stand das Jahr 2018 „ganz im Zeichen des Klimawandels“. Der Rekordsommer 2018 zeigte sehr plastisch, welche möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf Deutschland und weite Teile Europas in Zukunft (verstärkt) zukommen können. Die Sommerhitze, die mit „Heißzeit“ zum Wort des Jahres 2018 wurde (GfdS, 2018), hatte für die Energiewirtschaft und andere Bereiche der Volkswirtschaft signifikante negative Folgen. Teilweise mussten Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke ihre Leistung reduzieren. Dies ein anschaulicher Fall dafür, welche Implikationen statistisch nicht voneinander unabhängige Ausfälle für die Versorgungssicherheit haben können. Allein die direkten Schäden in der deutschen Landwirtschaft beliefen sich auf mehrere Mrd. Euro. Schätzungen bezüglich der ökonomischen Auswirkungen des Klimawandels gehen bei einer Erhöhung der globalen Durchschnittstemperatur um zum Beispiel 2,5°C von einem Verlust am weltweiten Bruttoinlandsprodukt von 1,3 % aus. Für die EU wird ein Verlust von 0,2 % geschätzt. In diesem Kontext wiederholt die Expertenkommission ihre Empfehlung aus den Vorjahren, die Anstrengungen sowohl zur Reduktion von THG-Emissionen als auch bei den Anpassungen an die Folgen des Klimawandels deutlich zu verstärken. Die notwendigen Maßnahmen sind auch (allein) aus nationalem Interesse sinnvoll und sollten sukzessive eine Anpassung der Bepreisung von CO_2 an die Schäden des Klimawandels enthalten.

13. Die Expertenkommission beschäftigt sich in diesem Jahr eingehender mit der Analyse von Reformhindernissen, die dem Erfolg der Energiewende entgegenstehen, und zeigt Ansatzpunkte zu deren Überwindung auf. Ein wesentliches Element ist dabei der Aufbau bzw. das Zurückgewinnen von Vertrauen in die (Energiewende-)Politik, um die in der Bevölkerung durch viele Umfragen dokumentierte Wahrnehmung einer Diskrepanz zwischen politischen Versprechungen und den Realitäten der Energiewende zu beseitigen. Ein Ansatzpunkt sind vorbildhafte Beispiele. Konkret empfiehlt die Expertenkommission die Einrichtung eines „Energiewende-Bürgerforums“. Daneben existiert eine Reihe weiterer Möglichkeiten zur Verbesserung der Akzeptanz, u. a. durch zielgerichtetere Informations- und Kommunikationsangebote, die Stärkung des Fairnessprinzips, die Schaffung von Orientierung und die Vermittlung einer positiven Risiko-Nutzen-Bilanz.

14. Ein solides Monitoring der Akzeptanz der Energiewende wird immer wichtiger. Denn die abnehmende Zustimmung zu vielen Energiewendeprojekten erschwert erkennbar z. B. den Ausbau der erneuerbaren Stromversorgung und damit die Zielerreichung in der Perspektive bis 2030 bzw. 2050. Eine umfangreiche, regelmäßig durchgeführte Akzeptanz-Erhebung liegt mit dem sogenannten „Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende“ vor. Auf der eher allgemeinen Ebene der Energiewendeziele zeigt das Barometer nach wie vor hohe Zustimmungswerte, allerdings wird in der Bevölkerung die Umsetzung der Energiewende zunehmend kritisch gesehen. Dies gilt insbesondere im Fall einer tatsächlichen oder subjektiv wahrgenommenen negativen persönlichen Betroffenheit. Hier ist gegenzusteuern. Mit der vorliegenden Stellungnahme gibt die Expertenkommission dazu einige Hinweise.

15. Die Akzeptanz und politische Durchsetzbarkeit von Maßnahmen der Energiewende hängt auch von den damit verbundenen ökonomischen Verteilungswirkungen ab. Ohne Frage hat die Energiewende im Stromsektor bislang einkommensschwache Haushalte überdurchschnittlich belastet. Im Industriesektor ergeben sich Verteilungswirkungen u. a. durch die Entlastungsregelungen für energieintensive Unternehmen bei energiebezogenen Umlagen und Abgaben. Zukünftige Energiewende-Maßnahmen sollten deshalb sehr viel stärker auch auf ihre Verteilungswirkungen hin analysiert werden. Die von der Expertenkommission vorgeschlagene aufkommensneutrale Energiepreisreform (vgl. Kap. 12) kann unerwünschte Effekte zumindest teilweise mindern.

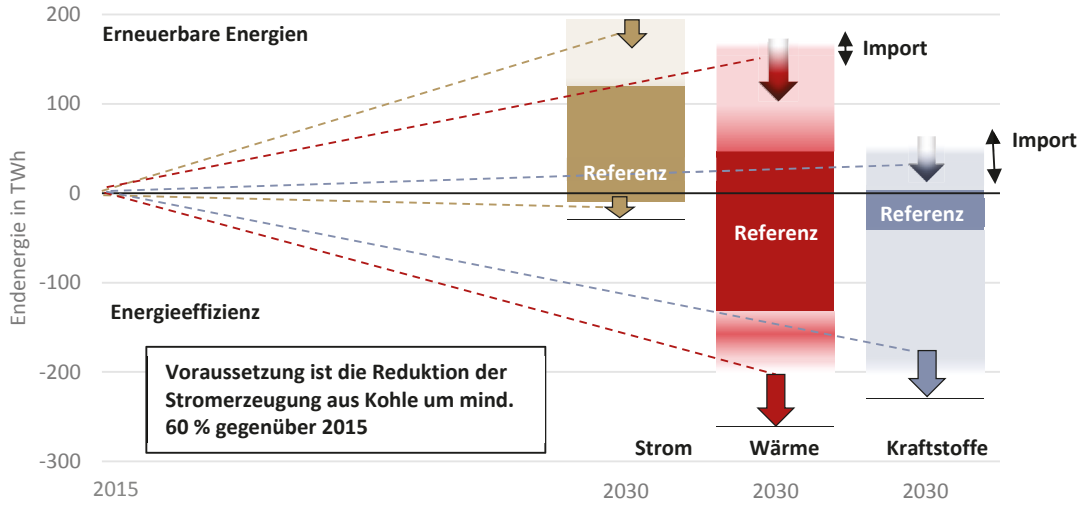
Perspektive bis zum Jahr 2030

16. Nach dem vollzogenen Ausstieg aus der Kernenergie wird ab dem Jahr 2023 das Klimaschutzziel zum alleinigen quantitativen Oberziel des Energiekonzepts. Die Treibhausgasminderung muss in der nächsten Dekade deutlich gesteigert werden. Eine Reduktion um mindestens 55 % gegenüber 1990 bedeutet gegenüber dem Berichtsjahr 2017, dass in den kommenden 13 Jahren das erreicht werden muss, was in den vergangenen 27 Jahren einschließlich des Wiedervereinigungseffekts umgesetzt wurde.

17. Die Expertenkommission möchte der Diskussion zur Fortschreibung des Energiekonzepts der Bundesregierung für das Jahr 2030 einen Impuls geben, indem sie Orientierungswerte für ein denkbares quantitatives Zieltableau herausarbeitet. Dies existiert zurzeit noch nicht und scheint auch vor dem Hintergrund der EU-Klimaschutzverordnung geboten, wonach nationale Zielverfehlungen beim Klimaschutz im Verkehr und Wärmesektor zu hohen Strafzahlungen führen können.

18. Aufgrund der Vielzahl von Akteuren und Randbedingungen dürften hohe Effizienzfortschritte in der kurzen Zeit schwieriger zu erreichen sein als eine Ausweitung des regenerativen Energieangebots. Die Expertenkommission empfiehlt, auch den vermehrten Import von regenerativen (strombasierten) gasförmigen oder flüssigen Kraft- und Brennstoffen (z. B. regenerativ erzeugtes Methan oder die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz) in den Blick zu nehmen. Der Import regenerativer Energieträger stellt eine zusätzliche Option zur inländischen Substitution fossiler Energieträger dar, selbst wenn dies in vielen Fällen vielleicht nur als die zweitbeste Lösung anzusehen ist. Die erforderliche Veränderung des Endenergieverbrauchs durch Energieeffizienz und erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030 einschließlich des Imports von regenerativen Brenn- und Kraftstoffen sind in Abbildung Z-2 dargestellt. Diese zeigt insbesondere die Einschätzung zu den Flexibilitäten (Pfeile) sowie die Referenzentwicklung nach dem Entwurf des NECP der Bundesregierung nach den Handlungsfeldern Strom, Wärme und Kraftstoffe.

Abbildung Z-2: Erforderliche Veränderung des Endenergieverbrauchs durch Energieeffizienz und erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030 einschließlich des Imports von regenerativen Brenn- und Kraftstoffen, Einschätzung zu den Flexibilitäten (Pfeile) sowie Referenzentwicklung im NECP



Zuordnung nach Handlungsfeldern Strom, Wärme, Kraftstoffe. Der Einsatz von (erneuerbarem) Strom im Verkehr (Elektromobilität) und zur Wärmebereitstellung (Wärmepumpen, Power-to-Heat) wird unter dem Handlungsfeld Strom abgebildet. Quelle: Eigene Abschätzung auf Basis von Prognos *et al.* (n.v.); BMWi (2019c); Öko-Institut *et al.* (2019**)**. Brennstoffeinsatz in Industriewärmekraftwerken zur Wärmeerzeugung ist nicht ausgewiesen und wurde durch eigene Schätzungen ergänzt.

19. Als eine von mehreren Varianten lassen sich für die Fortschreibung des Energiekonzepts bis 2030 – unter der Maßgabe, dass eine Reduktion der THG-Emissionen um mindestens 55 % gegenüber 1990 erreicht werden soll – folgende Ziele ableiten:

- Die Verstromung von Kohle sollte um mindestens 60 % reduziert werden.
- Im Nicht-ETS-Sektor sollte das Ziel der EU-Klimaschutzverordnung von -38 % ggü. 2005 ergänzt werden.
- Das für 2020 bestehende Ziel von 18 % für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch sollte auf mindestens 32 % entsprechend der EU- Zielsetzung angehoben werden.
- Das Ziel für die regenerative Stromerzeugung sollte mindestens dem im Koalitionsvertrag der Bundesregierung vorgesehenen Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch entsprechen.
- Das für 2020 bestehende Ziel von 14 % für den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme sollte fortgeschrieben und auf 30-35 % angehoben werden.
- Das für 2020 bestehende EU-Ziel zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger am Endenergieverbrauch des Verkehrs in Höhe von 10 % sollte auf 20 % angehoben werden. Dabei sollte die Möglichkeit der Mehrfachanrechnung für bestimmte Energieträger entfallen.
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Reduktion des Primärenergieverbrauchs sollte im Bereich von 30 % gegenüber dem Basisjahr 2008 fortgeschrieben und um eine Minderung des Endenergieverbrauchs um etwa 20 % gegenüber 2008 ergänzt werden.
- Trotz der zunehmenden Bedeutung neuer Stromanwendungen sollte durch Einsparungen beim „klassischen“ Stromverbrauch ein Anstieg des Stromverbrauchs vermieden werden. Die bestehende Zielsetzung (2020) zur Senkung des Bruttostromverbrauchs gegenüber dem Basisjahr 2008 um 10 % sollte für 2030 beibehalten werden.
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Senkung des Wärmebedarfs (bzw. Endenergieverbrauch) für Gebäude gegenüber dem Basisjahr 2008 sollte sich künftig auf den gesamten Endenergieverbrauch für Wärme (inkl. Prozesswärme) beziehen und für 2030 im Bereich von 20-25 % angesiedelt werden (ohne Stromeinsatz für Wärme).
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr um 10 % gegenüber dem Basisjahr 2005 sollte fortgeschrieben und im Bereich von 25 % verortet werden.

Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, diese Überlegungen für die anstehende Fortschreibung des Energiekonzepts zu berücksichtigen.

Perspektive jenseits 2030

20. Für Deutschland bedeutet ein mit dem „2°C-Ziel“ kompatibles nationales Klimaschutzziel eine Treibhausgasreduktion von 95 % gegenüber 1990. Dafür ist sowohl zwischen 2018 und 2030 als auch zwischen 2030 und 2050 eine Reduktion von jährlich ca. 25 Mio. t CO_2 zu erreichen. Zum Vergleich: in den Jahren 2010-2018 wurden die Emissionen um jährlich ca. 10 Mio. t CO_2 reduziert.

21. Für ein von Photovoltaik und Windkraft dominiertes erneuerbares Stromsystem wird es notwendig sein, dass der Gesetzgeber Bedingungen für die nötigen Ausbaukorridore und den Netzausbau schafft, aber auch für Flexibilitätsoptionen wie Demand Side Management oder Speicher. Im Fortschrittsbericht der Bundesregierung sind die Ausführungen zur Rolle von Erdgas trotz der immensen Bedeutung dieses Energieträgers spärlich und lassen keine kohärente Strategie für die zukünftige Nutzung von gasförmigen (regenerativen) Energieträgern erkennen.

22. Eine Anpassung des Ambitionsniveaus von mindestens -80 % auf -95 % wird in vorliegenden Szenarien im Wesentlichen durch eine umfassendere Nutzung synthetischer (strombasierter) regenerativer Kraft- und Brennstoffe erreicht. Darüber hinaus werden in der Industrie neue Verfahren zur Vermeidung von Prozessemissionen benötigt, z. B. durch den Einsatz von grünem Wasserstoff zur Stahlherstellung. Auch Carbon Capture and Utilization (CCU)-Technologien werden aus heutiger Sicht eine erforderliche Ergänzung darstellen. Für das Jahr 2050 sehen auch die analysierten Energiewendeszenarien das große Potential bzw. die Notwendigkeit der Sektor kopplungstechnologien für die Erreichung der Klimaschutzziele (vgl. Tabelle Z-3). Eine sehr weitgehende Defossilisierung wird eventuell nicht allein mit der direkten Nutzung regenerativer Energien bzw. in Verbindung mit Power-to-X-Technologien möglich sein. Deshalb empfiehlt die Expertenkommission, ein breiteres Portfolio in den Blick zu nehmen. Im Gebäudesektor und in der Landwirtschaft sollte die Bundesregierung auch wenig diskutierte Optionen wie innovative Wärmedämmung oder methanhemmende Futtermittelzusätze in Betracht ziehen.

Tabelle Z-3: Ausgewählte Sektorkopplungstechnologien im Jahr 2050

Merkmal	BCG/Prognos – REF	BCG/Prognos – 80 %	BCG/Prognos – 95 %	ewi – REV 95 %	ewi – EV 95 %	frontier economics – S&S 95 %	frontier economics – S&GG 95 %
Wärmepumpen [Mio. Stück]	4	14	16	13	6	17	7
E-Pkw und E-LNF [Mio. Stück]	14+1	26+2	33+2	33+2	33+2	keine exakten Angaben	
LKW-Oberleitung [km]	0	4.000	8.000	keine exakten Angaben			
Synthetische Kraftstoffe [TWh]	0	0	268	170-177	188-207	467 (PtL)	622 (PtL und grünes Gas)
Synthetische Brenn- und Kraftstoffe [TWh]	0	0	383	448	634	keine exakten Angaben (*et al.* 100 % Import von PtL für Flug- und Schiffsverkehr)	
Import synthetischer Kraftstoffe [TWh]	0	0	340	402	585		

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BCG/Prognos (2018), ewi (2017) und frontier economics *et al.* (2017)

23. Zu Recht betont der Fortschrittsbericht der Bundesregierung die Bedeutung der Energieforschung als „Schlüsselfunktion für eine erfolgreiche Energiewende“. Deshalb empfiehlt die Expertenkommission für künftige Berichte eine umfassendere Evaluierung der Wirkungen des Innovationssystems auf die Energiewende (und ggf. *vice versa*) und der damit einhergehenden Folgen für die Wirtschaft. Parallel zu den staatlichen Ausgaben für Forschung und Entwicklung sollten auch die Ausgaben der Privatwirtschaft betrachtet werden, die um etwa den Faktor 10 höher sind. Denn der Fortschrittsbericht verweist ebenfalls zurecht darauf, dass die öffentliche Forschungsförderung u. a. dazu dient, die Innovationsaktivitäten der deutschen Wirtschaft zu unterstützen.

24. Die Expertenkommission begrüßt die Stärkung der systemischen Forschung einschließlich gesellschaftlicher Dimensionen sowie die Unterstützung des Technologietransfers in die Praxis über Reallabore. Die bislang fehlende politische Richtungsentscheidung zu einer Reform der Energiepreise lässt die Marktperspektive für viele

Anwendungen jedoch weitgehend offen (siehe auch Kapitel 12 zur Energiepreisreform). Somit besteht die Gefahr, dass Reallabore ins Leere laufen und Innovationspotenziale nicht gehoben werden. Von hoher Relevanz sind dabei sämtliche Power-to-X-Technologien, für die seitens der Wirtschaft eine Marktperspektive gefordert wird. Während andere Länder hier bereits sehr dezidierte Strategien implementiert haben, stagniert die Entwicklung in Deutschland auf der Ebene von Demonstrationsvorhaben. Für dieses, aber auch für andere relevanten Technologiefelder (z. B. Digitalisierung) der Energiewende, empfiehlt die Expertenkommission, auch die Position Deutschlands im internationalen Innovationswettbewerb intensiver zu analysieren.

Treibhausgasemissionen

25. Die Entwicklung der THG-Emissionen befindet sich nach wie vor nicht auf Kurs. Das konnte auch der leichte Rückgang der Emissionen im Jahr 2017 um 0,5 % und die nach ersten Schätzungen kräftige Reduktion um 4,5 % im Jahr 2018 nicht ändern. Die Expertenkommission weist schon seit Jahren auf die Gefahr einer beträchtlichen Zielverfehlung für das Jahr 2020 hin. Inzwischen anerkennt dies auch die Bundesregierung und stellt folgerichtig einen erheblichen Handlungsbedarf fest. Gleichzeitig will sie alle Anstrengungen darauf richten, das 2030-Ziel von –55 % zu gewährleisten.

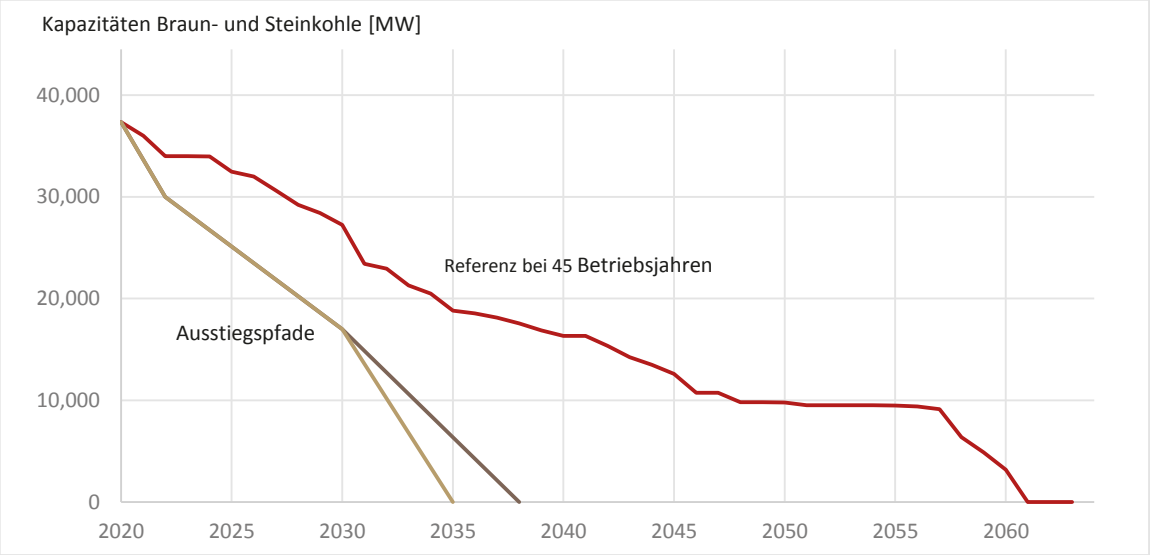
26. Die Expertenkommission begrüßt ausdrücklich die Absicht der Bundesregierung, ihre Klimaschutzpolitik an den ambitionierten Zielen des Pariser Klimaabkommens zu orientieren. Sowohl auf mittlere als auch längerfristige Sicht kann dies aber nur mit einer grundlegenden Neuorientierung der Energie- und Klimaschutzpolitik gelingen. Dazu ist eine Überprüfung der bestehenden, schier unübersehbaren Vielzahl kleinteiliger Maßnahmen ebenso erforderlich wie die zieladäquate Dimensionierung von Maßnahmen. Das betrifft sämtliche Sektoren, nicht zuletzt aber auch den Verkehrs- und Gebäudebereich. Aus Sicht der Expertenkommission sollte die Bundesregierung deshalb auf eine umfassende Energiepreisreform setzen.

27. Dem zweiten Fortschrittsbericht fehlt es weitgehend an konkreten neuen Maßnahmen und Umsetzungshinweisen. Das gilt nicht zuletzt für die Umsetzung der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung“ (sog. Kohlekommission). Ungeachtet einiger kritischer Hinweise zu diesen Empfehlungen ist das Emissionsziel für 2030 ohne die vorgeschlagene Stilllegung der Kohlekraftwerke zusammen mit der Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien auf mindestens 65 % des Stromverbrauchs in keinem Fall zu erreichen. Die Expertenkommission hält eine gesetzliche Festlegung im Hinblick auf die zu ergreifenden Maßnahmen für notwendig. Hierzu stellt der vorliegende Entwurf eines Klimaschutzgesetzes eine Grundlage dar.

28. Ende Januar 2019 hat die Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung“ ihren Abschlussbericht vorgelegt (KWSB, 2019). Der Schlussbericht beinhaltet unter anderem Empfehlungen für den deutschen Ausstieg aus der Stein-und Braunkohleverstromung (vgl. Abbildung Z-3). Die in Abbildung Z-3 ebenfalls eingezeichnete Referenzentwicklung unterstellt eine 45-jährige reguläre Laufzeit von Stein- und Braunkohlekraftwerken. Dieser Wert liegt geringfügig unter den historisch beobachtbaren Laufzeiten von durchschnittlich 48 Jahren, wird aber durch die Annahme plausibel, dass die meisten Kohlekraftwerke nach dem regulären Betriebsende auf Verlangen der Bundesnetzagentur (BNetzA) noch für wenige Jahre in Sicherheitsbereitschaft gehalten werden müssen, um Risiken bei der Versorgungssicherheit abzufedern. Bei den politisch motivierten Stilllegungen bis zum Jahr 2030 wird eine Laufzeitverkürzung von bis zu 10 Jahren verlangt. Bei den ab 2030 stillzulegenden Kapazitäten soll es zu einer Laufzeitverkürzung von bis zu 25 Jahren kommen, wovon insbesondere die heute noch jüngeren Kraftwerke mit einer mit einer Gesamtkapazität von etwa 10 Gigawatt (GW) betroffen wären. Ohne Frage dürfte dies Entschädigungsansprüche z. B. der Kraftwerksbetreiber gegenüber dem Staat nach sich ziehen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, sich schon heute der Frage zuzuwenden, in wie weit die heute noch vergleichsweise jungen Kraftwerksblöcke durch geeignete Umbauten nach

Beendigung der Nutzung als Kohlekraftwerk anderweitig industriell nutzbar gemacht werden könnten und plädiert für die Initiierung entsprechender F&E-Projekte.

Abbildung Z-3: Kohleausstiegspfade: Referenzentwicklung und Ausstiegsempfehlungen der „Kohlekommission“



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2019c) und KWSB (2019)

29. Grundsätzlich positiv bewertet die Expertenkommission die Tatsache, dass es trotz der sehr heterogenen Interessenlage in der Kohlekommission gelungen ist, ein gemeinsames Ergebnis vorzulegen. Die Expertenkommission sieht sich allerdings nicht in der Lage, hier den gesamten Komplex der von der Kohlekommission behandelten Fragen zu kommentieren, zumal auch noch abzuwarten bleibt, in welchem Umfang die Empfehlungen der Kohlekommission von der Bundesregierung umgesetzt werden. Sie möchte aber einige kritische Aspekte im Hinblick auf die von der Kohlekommission vorgeschlagenen Umsetzungsstrategien hervorheben. Dazu gehört etwa der Eindruck, dass der dort gefundene Kompromiss durchaus den Erwartungen der politökonomischen Theorie entspricht, wonach Verhandlungen im politischen Raum im Ergebnis häufig zu Lasten Dritter gehen (z. B. in diesem Fall zu Lasten der Steuerzahlenden).

30. Die Expertenkommission begrüßt grundsätzlich die Empfehlung der Kohlekommission auf Durchführung eines Monitoring- und Evaluierungsprozesses (vgl. dort Kapitel 6). Sie hält auch die Forderung nach einem „unabhängigen Expertengremiums“ für richtig. Die Expertenkommission hat allerdings erhebliche Bedenken gegen die Anregung, dass „das Expertenwissen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ weiterhin zu nutzen“ sei. Dies gilt vor allem dann, wenn die Anregung so zu verstehen ist, dass Mitglieder der Kohlekommission auch Mitglieder der vorgeschlagenen Monitoring-Kommission werden sollen. Dies widerspricht zentral einer effektiven und guten „Governance-Struktur“. Diese Anregung der Kohlekommission sollte deshalb von der Bundesregierung nicht aufgegriffen werden.

31. Die Maßnahmen zum Klimaschutz in den Sektoren Verkehr und Gebäude müssen auf die EU-Ziele für den Nicht-ETS-Bereich abgestimmt werden. Die Emissionen liegen hier seit 2016 über dem entsprechenden Zielpfad. Bis 2020 wird Deutschland daher Emissionsberechtigungen von anderen EU-Ländern kaufen müssen, um seiner Verpflichtung unter der Lastenteilungsentscheidung nachzukommen. Die voraussichtlich entstehenden jährlichen Kosten liegen je nach unterstelltem Zertifikatspreis und Emissionsentwicklung bei durchschnittlich rund 30

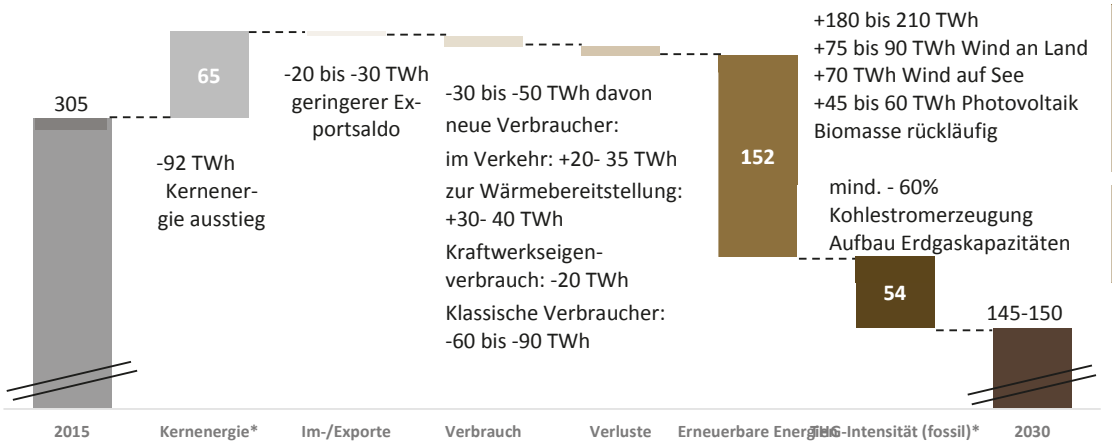
bis 500 Mio. Euro für den Zeitraum 2018-2020. Für die Folgeperiode 2021 bis 2030 wird die Abweichung vom Zielpfad voraussichtlich wesentlich signifikanter ausfallen, wenn weitere Maßnahmen ausbleiben. Bei einer Emissionsreduktion von 1 % pro Jahr ergibt sich ein kumuliertes Defizit von 684 Mio. Zertifikaten; bei dem ambitionierten Szenario mit zusätzlichen Maßnahmen aus dem Projektionsbericht der Bundesregierung beläuft sich das Defizit immerhin noch auf 176 Mio. Zertifikate. Je nach Emissionsprojektion und unterstelltem Zertifikatspreis (bis zu 100 Euro) könnten somit Kosten in der Größenordnung von Null bis zu 9 Mrd. Euro pro Jahr auf Deutschland zukommen.

32. Schließlich möchte die Expertenkommission darauf hinweisen, dass die energiebedingten Emissionen in der Industrie in der Periode von 2005 bis 2017 mit einem Plus von 17,5 % sogar stärker gestiegen sind als im Verkehr (+4,2 %). Insoweit sieht die Expertenkommission mit Blick auf die künftigen Emissionsziele auch bei der Industrie noch einen - über den Emissionshandel hinaus - deutlichen Handlungsbedarf.

Erneuerbare Stromerzeugung

33. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist insgesamt weiterhin auf einem guten Weg: ihr Anteil am Bruttoendenergieverbrauch nahm auch in den Jahren 2017 und 2018 auf 15,9 % bzw. 16,7 % deutlich zu. Ursächlich hierfür war die hohe Ausbaudynamik bei der erneuerbaren Stromerzeugung, vornehmlich der Windenergienutzung an Land. So wurde das Mindestziel der Bundesregierung für einen Stromverbrauchsanteil von 35 % für das Jahr 2020 bereits 2017 mit 36 % übertroffen und im Jahr 2018 wurden fast 38 % erreicht. Vom Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zur Substitution der fossilen Stromerzeugung geht auch die stärkste Minderungswirkung auf die CO_2-Emissionen der Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 aus. Dies wird in Abbildung Z-4 deutlich, welche die wesentlichen Einflussfaktoren auf die CO_2-Emissionen der Stromerzeugung aus Sicht der Expertenkommission quantifiziert.

Abbildung Z-4: Entwicklung und Wirkung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2030 gegenüber 2015 in Mio. t CO_2



*Da die Stromerzeugung aus Kernenergie emissionsfrei ist, führt der Wegfall des Atomstroms zu einem Anstieg der Emissionen gegenüber 2015. Mit der Reduktion der Kohleverstromung geht der Aufbau von Erdgaskapazitäten einher, die in Teilen die Stromerzeugung übernehmen. Dabei weisen diese deutlich geringere spezifische CO_2-Emissionen aufgrund höherer Wirkungsgrade und des deutlich niedrigeren Emissionsfaktors von Erdgas im Vergleich zu Kohle auf, so dass die THG-Intensität der fossilen Stromerzeugung abnimmt und zur Emissionsminderung beiträgt.
Abbildung dient zur Veranschaulichung der Größenordnungen.
Quelle: Eigene Abschätzung auf Basis von AGEB (2018b), Agora (2018d), Öko-Institut und ifeu (2018), NEP 2030 (2019a), UBA (2019a), Öko-Institut (2019), Öko-Institut *et al.* (2019).

34. Das für 2020 seitens der EU für Deutschland vorgegebene Ziel von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch erscheint erreichbar, kann jedoch keineswegs als gesichert angesehen werden, weil die bisher treibende Kraft der regenerativen Stromerzeugung schwächer wird. So wurde im Rahmen der Ausschreibungen für die Windenergie an Land das Volumen wiederholt nicht ausgeschöpft und die Anzahl der genehmigten Standorte lässt für die nahe Zukunft keine Verbesserung erwarten. Weil eine Kompensation unter dem derzeitigen Regime weder innerhalb des Stromsektors durch andere Technologien möglich ist, noch aus dem Wärme- oder dem Verkehrssektor erwartet werden kann, sind zusätzliche Maßnahmen zu ergreifen, um das Ziel zu erreichen.

35. Auch für das Jahr 2030 sind zeitnah wichtige Weichen zu stellen; beispielsweise um die im Koalitionsvertrag verankerte Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf 65 % umzusetzen. Mit großer Sorge hat die Expertenkommission zur Kenntnis genommen, dass das 65%-Ziel nicht als explizites Ziel für 2030 im Fortschrittsbericht Eingang gefunden hat, sondern in Tabelle 2.1 (Zieltableau) nur als Fußnote mit Bezug zum Koalitionsvertrag erwähnt wird. Sofern Investitionen in erneuerbare Energien außerhalb des EEG ausbleiben, ist eine Anpassung der Zubaukorridore im EEG unerlässlich. Für das 65 %-Ziel wird ein jährlicher Bruttozubau von rund 4 bis 4,5 Gigawatt (GW) für Photovoltaik sowie von rund 4 GW für Windenergieanlagen an Land benötigt. Zudem müsste die Kapazität der Offshore-Windenergie um bis zu 5 GW erhöht werden. Entsprechende Investitionen werden nur in einem stabilen wirtschaftlichen Umfeld getätigt. Dies ist daher schnellstmöglich zu definieren. Hierzu zählt nicht zuletzt die Abschaffung des bestehenden 52 GW-Deckels für die Photovoltaik.

36. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist das Thema Flächenverfügbarkeit. Um das 65 %-Ziel zu erreichen, bedarf es einer transparenten, vorausschauenden und ausgewogenen Raumplanung. Die Expertenkommission sieht deshalb in der Aufhebung der Außenbereichsprivilegierung einen falschen Weg, weil damit jegliche Verpflichtung, der Windenergie weiterhin „substanziell Raum zu verschaffen“, entfallen würde. Vordringliches Ziel muss es daher sein, die Konzentrationszonenplanung zukünftig robuster, das heißt vor allem rechtssicherer, zu gestalten. Im Bereich der Photovoltaikanlagen ist davon auszugehen, dass zumindest Teile des weiteren Zubaus durch Freiflächenanlagen erfolgen müssen. Hieraus ergibt sich ein Handlungsbedarf hinsichtlich der zulässigen Flächenkulisse, wenn der Ausbau kosteneffizient realisiert werden soll.

37. Mehr und immer größere Anlagen ziehen jedoch Nutzungs- und Interessenskonflikte nach sich. Dies gilt insbesondere für die Nutzung der Windenergie an Land. Anspruchsvolle Ausbauziele lassen sich daher nur erreichen, wenn betroffene Anwohner und Kommunen besser eingebunden und an der Energiewende beteiligt werden. Bisherige Partizipationsmodelle für die Bevölkerung wie aktuell das Mieterstrommodell oder Bürgerwindparks waren bislang nicht in ausreichendem Maße erfolgreich. Hier sollte an der Entwicklung weiterer Optionen gearbeitet werden.

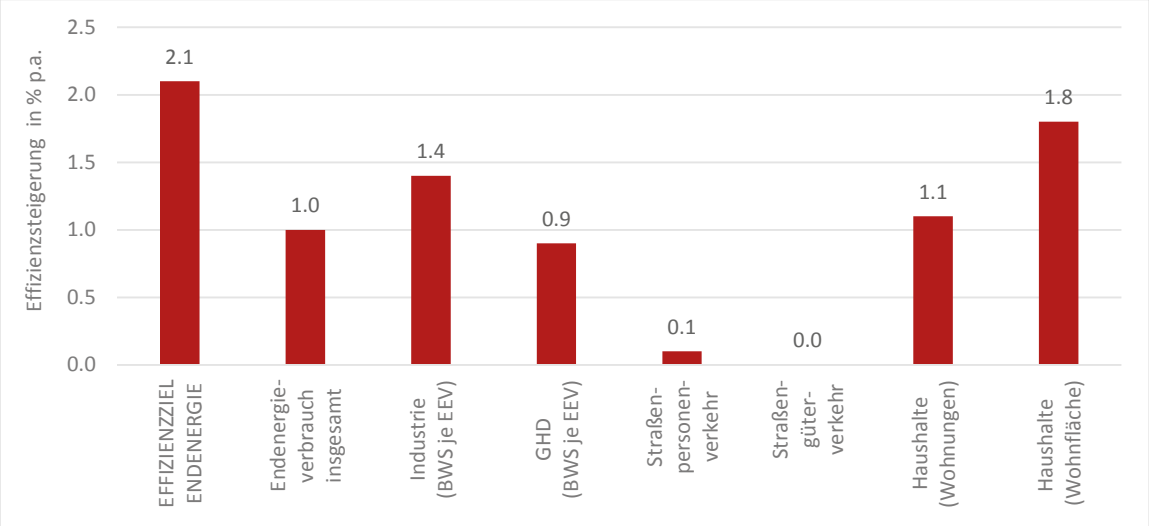
38. Die Expertenkommission beobachtet die dynamischen Entwicklungen auf dem Markt für sogenannte Power Purchase Agreements (PPAs) mit großem Interesse und rät der Bundesregierung, die Aufforderungen der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie zum Anlass zu nehmen, die Wirkung solcher Vermarktungsmodelle unter anderem im Rahmen des EEG auf die Ausbauziele und Kosten zu prüfen. Im Zuge dessen wäre ebenfalls zu untersuchen, ob und unter welchen Bedingungen auch in Deutschland die Weitergabe von Herkunftsnachweisen für Neuanlagen mit einer Förderung vereinbar und dem Ausbau zuträglich ist.

Energieeffizienz

39. Die bisherigen Monitoring-Berichte der Bundesregierung sowie die Kommentierungen der Expertenkommission haben regelmäßig die zu geringen Fortschritte bei der Endenergieeffizienz beklagt und mehr Anreize gefordert. Der nunmehr vorliegende zweite Fortschrittsbericht folgt erneut diesem Muster. Die angestrebte Steigerung der Endenergieproduktivität um jahresdurchschnittlich 2,1 % wird deutlich verfehlt (vgl. Abbildung Z-5).

Sie nahm im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2017 lediglich um rund 1 % zu, im Jahr 2017 ist sie sogar im Vergleich zum Vorjahr um 0,9 % gesunken. Für 2018 sprechen immerhin Anzeichen dafür, dass es erstmals zu einer spürbaren Verbesserung gekommen sein könnte.

Abbildung Z-5: Entwicklung der Energieeffizienz in einzelnen Endenergieverbrauchssektoren vom Zielbasisjahr 2008 bis 2017



Quellen: AGEB (2018a), Destatis (2019g), BMVI (2018).

40. Bis 2020 wird das Ziel nicht mehr erreicht werden können. Um bis 2030 auf den Zielpfad zu gelangen, müsste die Zunahme der Endenergieproduktivität noch annähernd um den Faktor 3 gesteigert werden. Eine derartige Entwicklung setzt eine deutliche Verminderung des Endenergieverbrauchs voraus, die aus Sicht der Expertenkommission mit den bisher umgesetzten Maßnahmen kaum zu realisieren sein wird. Bisher ist nur bei den privaten Haushalten eine leicht rückläufige Entwicklung des Endenergieverbrauchs festzustellen ist, während er in der Industrie praktisch stagniert und im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie vor allem im Verkehr eher steigende Tendenzen aufweist.

41. Im Verkehr sind dafür vor allem die steigenden Verkehrsleistungen sowie die strukturellen Veränderungen im Fahrzeugbestand verantwortlich, die durch die Verbesserungen der Energieeffizienz nicht ausgeglichen werden konnten. Bei auch künftig zunehmenden Verkehrsleistungen, wie sie der Bundesverkehrswegeplan unterstellt, müsste die Energieeffizienz drastisch erhöht werden, um einen wirklich sinkenden Energieverbrauch und niedrigere THG-Emissionen zu erreichen. Aus Sicht der Expertenkommission wird auch politisch zu entscheiden sein, ob man weiterhin im Wesentlichen nur auf Effizienz und Kraftstoffsubstitution setzen oder zusätzlich auch verkehrsvermindernde Maßnahmen in den Fokus nehmen will (siehe auch Kapitel 8).

42. Die notwendige Steigerung der Energieeffizienz setzt auch die Überprüfung der Maßnahmen des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) voraus, deren Wirkungen entsprechend dem zweiten Fortschrittsbericht äußerst begrenzt waren. Bei der bevorstehenden Überarbeitung des nationalen Energie- und Klimaplanes sollte aus Sicht der Expertenkommission die Gelegenheit genutzt werden, eher größer dimensionierte Förderprogramme aufzulegen. Dies schließt nicht nur direkte Investitionszuschüsse ein, sondern auch eine breite steuerliche Entlastung für energiesparende und klimaschonende Investitionen.

Gebäude

43. Das Energieeinsparziel für den Gebäudesektor wird bis 2020 mit großer Wahrscheinlichkeit verfehlt, zumal der Endenergiebedarf der Gebäude in den Jahren 2016 und 2017 gestiegen ist. Sowohl in Wohngebäuden als auch im GHD-Sektor sind die seit 2008 erreichten Reduzierungen des Endenergiebedarfs für Raumwärme, Warmwasserzubereitung sowie Prozesswärme und Kälte im GHD-Sektor nicht zielkonform. Von 2008 bis 2017 ist zum Beispiel der Endenergiebedarf der Gebäude im Durchschnitt nur um 0,7 % pro Jahr (Ursprungswerte) bzw. 0,8 % pro Jahr (bereinigt) gesunken. Zur Zielerreichung müsste die Reduktion auf 5 % pro Jahr etwa verfünffacht werden. Dies bedeutet, dass die Erreichung des 2020-Ziels nicht mehr realistisch erscheint

44. Die Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte verläuft unzureichend, auch wenn sie auf den ersten Blick scheinbar auf dem Zielpfad liegt: mit einem Anteil von 13,4 % im Jahr 2017 und 13,9 % im Jahr 2018 scheint das Ziel von 14 % im Jahr 2020 formal erreichbar. Da jedoch Änderungen in der Berechnungssystematik nicht durch Anpassungen der Zielsetzung flankiert wurden, sind die ausgewiesenen Anteile mit dem ursprünglich intendierten Ziel nicht vergleichbar. Das Ziel hätte nach einer ersten Abschätzung auf 18-20 % angehoben werden müssen. Somit entsteht eine deutliche Diskrepanz von 4-6 %-Punkten.

45. Die Effizienzstrategie Gebäude ist gegenüber den Einsparzielen des Energiekonzepts der Bundesregierung zu wenig ambitioniert, setzt aber einen guten Rahmen für die Zielerreichung bis 2030. Es fehlt aber ein entsprechendes Maßnahmenpaket, um die Entwicklung auf den Zielpfad zu bringen. Aus Sicht der Expertenkommission sollten für den gesamte Wärmebedarf (inklusive der industriellen Prozesswärme) die Zielwerte aus Abbildung Z-6 angestrebt werden, die sich zwischen einem stark auf Effizienz und einem stark auf erneuerbare Energien fokussierten Pfad einfinden.

Abbildung Z-6: Entwicklung und Wirkung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Emissionen zur Wärmebereitstellung in privaten Haushalten, GHD und Industrie im Jahr 2030 ggü. 2015 in Mio. t CO_2

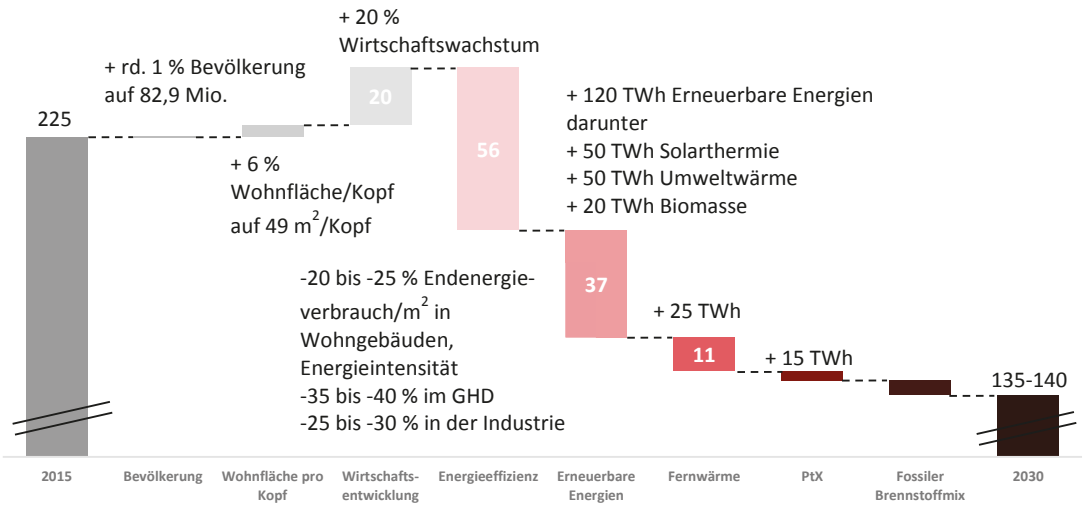


Abbildung dient zur Veranschaulichung der Größenordnungen. Einschließlich Prozesswärme in der Industrie.
Quelle: Eigene Abschätzung auf Basis von Prognos *et al.* (nicht veröffentlicht), BMWi (2015), Agora (2017), BCG und Prognos (2018), dena (2018), Öko-Institut *et al.* (2019).

46. Die im Berichtszeitraum implementierten Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zu Erhöhung des Anteils Erneuerbaren Energien im Gebäudesektor beschränken sich im Wesentlichen auf Förder-, Informations- und Forschungsprogramme sowie auf eine veränderte Nachweisführung für die Einhaltung rechtlicher Standards. Auf eine Verschärfung des Ordnungsrechts im Kontext des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) wurde verzichtet und auch die angekündigte steuerliche Absetzbarkeit von energetischen Sanierungen wurde bislang nicht umgesetzt. Zusätzlich erschwert die starke Auslastung des Baugewerbes die Modernisierung des Gebäudebestands.

47. Für einige der bestehenden Maßnahmen gibt der Fortschrittsbericht erreichte Endenergieeinsparungen in einzelnen Jahren an; diese sind aber hinsichtlich ihrer Berechnungsgrundlage schwer nachvollziehbar. Auch fehlen Informationen darüber, inwieweit diese Maßnahmen komplementär sind oder Überlappungen bestehen. Die Expertenkommission empfiehlt eine nachvollziehbare Darstellung der Annahmen zu den einzelnen Evaluierungen.

48. Der Fortschrittsbericht nennt keine weiteren Maßnahmen im Gebäudebereich, sondern verweist auf einen internen Prozess zur Erstellung einer neuen Effizienzstrategie. Ohne Frage sind dringend neuen Maßnahmen erforderlich, um die energetische Instandsetzung voranzubringen, doch muss dies sowohl für Gebäudeeigentümer als auch für Mieter attraktiver werden. Die Expertenkommission empfiehlt auch die Einführung einer sektorübergreifenden CO_2-Bepreisung, um die Rahmenbedingungen für energieeffiziente Technologien und die Energieversorgung mit Erneuerbaren zu verbessern (vgl. Kapitel Energiepreise).

Verkehr

49. Trotz der Zielformulierung im Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 wurde seither keine Reduktion des Energieverbrauchs oder der Treibhausgase im Verkehr erzielt, im Gegenteil: Der Endenergieverbrauch des Verkehrs ist im Jahr 2017 um 2,4 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Dies ist der fünfte Anstieg in Folge. Laut Klimaschutzplan 2050 soll der Verkehrssektor aber bis zum Jahr 2030 seine Emissionen auf 98 Mio. t CO_2-Äq. (Äquivalente) senken. Im Vergleich zu den Emissionen im Jahr 2017 von 168 Mio. t CO_2-Äq. besteht somit ein Reduktionsbedarf von 70 Mio. t CO_2-Äq. bzw. ca. 42 %.

50. Der Koalitionsvertrag stellt zwar fest, dass die deutsche Verkehrspolitik dem Klimaschutzplan 2050 und dem Pariser Klimaschutzabkommen verpflichtet ist, konkrete Pläne zur Umsetzung stehen bisher aber noch immer aus. Alle bisherigen Anzeichen sprechen vielmehr dafür, dass die für 2020 angestrebten Energiewendeziele im Verkehrsbereich noch nicht einmal im Jahr 2030 erreicht sein werden.

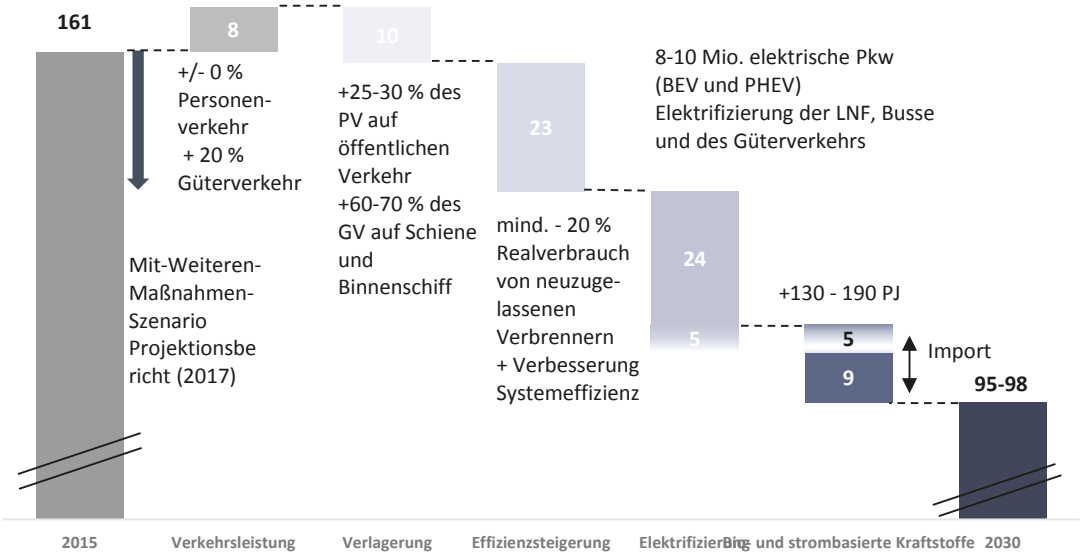
51. Die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität zeigt in ihrem im März 2019 vorgelegten Zwischenbericht der Arbeitsgruppe „Klimaschutz im Verkehr“ viele Möglichkeiten zugunsten eines klimaverträglicheren Verkehrs auf und gibt Hinweise zur Instrumentierung, die für die Verwirklichung der 2030er-Ziele – oder zumindest deren Approximation – geeignet erscheinen. Allerdings setzt dies eine unverzügliche Umsetzung der Maßnahmen voraus. Die Expertenkommission bewertet die Vorschläge als eine gute Grundlage für eine klimagerechte Verkehrspolitik. Darüber hinaus müssten allerdings noch weitere Maßnahmen umgesetzt werden. Dazu zählt etwa die Einführung eines bepreisten Zugangs zu bestimmten Bereichen von Städten. Eine solche „City-Maut“ könnte nicht nur zur Emissionsminderung und parallel dazu zur Verkehrsentlastung führen, sondern auch andere negative externe Effekte wie Stau, Lärm und Luftschadstoffe internalisieren. Damit würden die volkswirtschaftlichen Kosten der Fahrzeugnutzung verursachergerecht zugeordnet werden können.

52. Mit der Fortschreibung der CO_2-Flottengrenzwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge sowie deren Einführung für schwere Nutzfahrzeuge (Lkw und Busse) wird der europäische Rahmen für Neufahrzeuge bis zum Jahr 2030 gesetzt. Die EU-Vorgaben lassen sich durch Effizienzsteigerungen und den Einsatz elektrischer Antriebe

erfüllen. Es werden aber weitere Anstrengungen zur Verkehrsvermeidung und Verkehrsverlagerung auf klimafreundlichere Verkehrsträger nötig sein. So wird die Verbreitung elektrischer Antriebe maßgeblich von dem Ausbau der Ladeinfrastruktur abhängen. Dabei geht es nicht nur um die Verbesserung der öffentlichen Ladeinfrastruktur, sondern auch darum, bestehende rechtliche Hürden für die Installation von Ladevorrichtungen im privaten Bereich schnellstmöglich abzubauen.

53. Auch der Einsatz von CO_2-neutralen, strombasierten flüssigen oder gasförmige Kraftstoffen (eFuels) kann einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Obwohl der Einsatz von strombasierten Kraftstoffen im Vergleich zur direkten Elektrifizierung mit hohen Umwandlungsverlusten und derzeit hohen Kosten behaftet ist, ist deren Nutzung in Betracht zu ziehen, insbesondere für Teile des Schwerlast- und Eisenbahnverkehrs sowie – mangels absehbarer Alternativen – auch für den Luft- und Schiffsverkehr. Dabei ist aus heutiger Sicht überwiegend von einem Import regenerativer Kraftstoffe auszugehen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, zeitnah eine Roadmap für strombasierte Kraftstoffe zu definieren und dabei auch klare Regelungen für deren Markteinführung zu erarbeiten. Wie eine mögliche Option zur Zielerreichung 2030 im Verkehr aussehen könnte stellt Abbildung Z-7 dar.

Abbildung Z-7: Entwicklung und Wirkung der wesentlichen Einflussfaktoren[1] auf die Emissionen im Verkehr im Jahr 2030 gegenüber 2015 in Mio. t CO_2



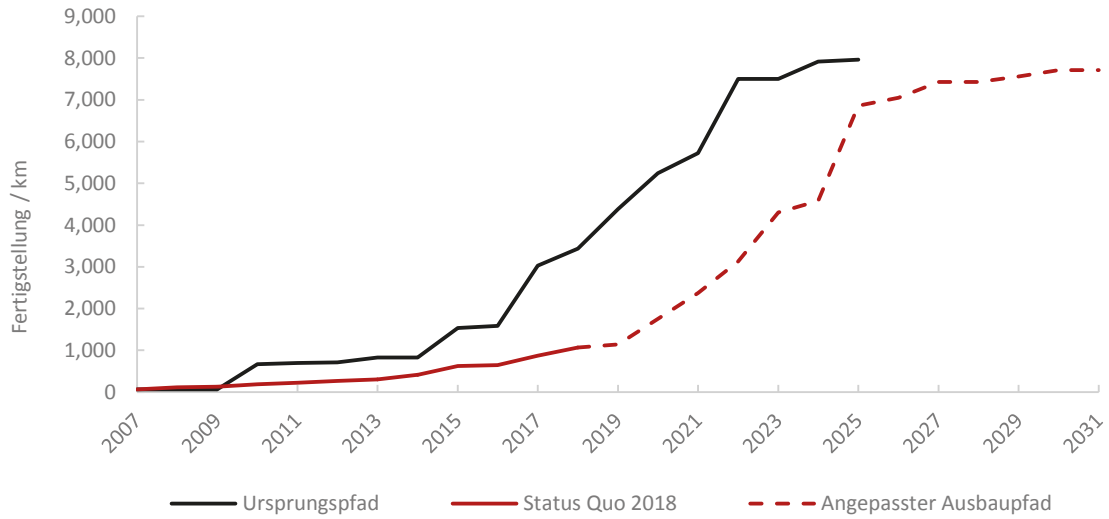
Abkürzungen: PV: Personenverkehr, GV: Güterverkehr, BEV: Battery Electric Vehicle, PHEV: Plugin Hybrid Electric Vehicle.
Abbildung dient zur Veranschaulichung der Größenordnungen.
Quelle: Eigene Abschätzung auf Basis von BMUB (2017), dena (2018), BCG und Prognos (2019), NPM (2019), Öko-Institut *et al.* (2019) und weiteren Untersuchungen.

[1] Abweichend zur Vorgehensweise im Bereich Strom und Wärme erfolgte im Verkehr mangels Studienangaben und Überschneidung der Einflussfaktoren (Effizienz und Elektrifizierung) keine Komponentenzerlegung entsprechend (Öko-Institut und ifeu, 2018) sondern eine Abschätzung der THG-Minderung basierend auf BCG und Prognos (2019), NPM (2019).

Elektrische Netze

54. Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) von 2009 und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) von 2013 verankern die wichtigsten Netzausbauvorhaben für ein funktionierendes Stromübertragungssystem (vgl. Abbildung Z-8). Trotz steigender Investitionen in die Übertragungsnetzinfrastruktur und dem verstärkten Engagement des BMWi bleibt der Netzausbau weiterhin hinter den gesetzlichen Anforderungen und den entsprechenden Ausbauvorhaben zurück. Aus Sicht der Expertenkommission lässt der Fortschrittsbericht das Ausmaß der Verzögerung nur unzureichend erkennen. Ende 2018 waren insgesamt erst 1.050 der ursprünglich für diesen Zeitpunkt geplanten 3.450 Kilometer der EnLAG- und BBPlG-Vorhaben fertiggestellt. Mit jedem weiteren Berichtsjahr werden die Fertigstellungstermine weiter nach hinten geschoben.

Abbildung Z-8: Ursprungspfad und angepasster Ausbaupfad des Netzausbaus nach EnLAG und BBPlG (Stand Dezember 2018)



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von dena (2010), BNetzA (2012, 2019f), BNetzA/BKartA (2014b, 2015).

55. Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in den Netzentwicklungsplänen für 2030 deuten bereits darauf hin, dass die Erhöhung des Ausbauziels für erneuerbare Energien auf 65 % und eine deutlichere Reduktion der Kohlekapazitäten nicht ohne einen zusätzlichen HGÜ-Ausbau und damit merklich höhere Kosten auskommen wird. Die ÜNB-Szenarien beruhen zudem auf der Annahme neuer markt- und netzbasierter Flexibilitäten. Momentan ist nicht absehbar, ob diese rechtzeitig und in erforderlichem Umfang realisierbar sind. Hier sind noch enorme Anstrengungen erforderlich. Aus Sicht der Expertenkommission ist dazu auch eine grundlegende Umgestaltung der elektrizitätsbezogenen Abgaben und Umlagen und eine Reform der Netzentgeltsystematik erforderlich.

56. Die novellierte EU-Strombinnenmarkt-Verordnung sieht vor, dass Mitgliedstaaten ab 2020 mindestens 70 % der Nettoübertragungskapazität für den europäischen Handel zur Verfügung stellen müssen. Von diesem Wert ist das deutsche Übertragungsnetz momentan weit entfernt. Misslingt es, die innerdeutschen Netzengpässe mithilfe eines Maßnahmenkatalogs bis 2025 zu beseitigen, kann die EU-Kommission die Aufspaltung der einheitlichen deutschen Gebotszone durchsetzen. Die Expertenkommission fordert die Bundesregierung auf, die Absichten der EU-Kommission ernst zu nehmen und sich gegebenenfalls auf eine künftige Auftrennung der Gebotszone vorzubereiten.

57. Die Verzögerungen beim Übertragungsnetzausbau äußern sich auch in dem erneut gestiegenen Umfang an Engpassmanagement – auch über das Niveau des bisherigen Rekordjahres 2015 hinaus. Fast jeder vierzigsten Kilowattstunde Bruttostromerzeugung steht mittlerweile eine abgeregelte Kilowattstunde Erzeugungsleistung gegenüber. Die abgeregelte Energiemenge der erneuerbaren Erzeuger hat 2017 knapp 3 % der EEG-Einspeisung erreicht. Es wurden erstmals auch nennenswert Offshore-Anlagen abgeregelt. Durch den weiteren Offshore-Ausbau dürfte sich dies Problem weiter verstärken. Elektrizitätskunden werden von den Netzbetreibern oder über die EEG-Umlage für die abgeregelte Elektrizität zur Kasse gebeten, ohne die bezahlte Elektrizität beziehen zu können.

58. Auch bei den Verteilernetzen sind – dem Fortschrittsbericht zufolge – neue Herausforderungen und steigende Investitionen zu erwarten. Gründe hierfür seien die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Erzeuger im Verteilnetz und die Elektromobilität. Konkrete Zahlen werden von der Bundesregierung aber nicht genannt. Für einen Fortschrittsbericht würde man Schätzungen zur technischen Machbarkeit und den damit verbundenen Kosten erwarten. Um die Akzeptanz des Netzausbaus im Übertragungs- und Verteilernetz nicht weiter zu gefährden, sollte die Bundesregierung möglichst schnell realistische Realisierungszeitrahmen und Kostenschätzungen für die kommende Dekade vorlegen.

Versorgungssicherheit Elektrizität

59. Mit dem Energy-only-Markt liegt die Verantwortlichkeit für die Versorgungssicherheit im Kern bei den Bilanzkreisverantwortlichen. Nach Auffassung der Expertenkommission kann dieses dezentrale Marktdesign allerdings nur unter einer anreizkompatiblen Ausgestaltung der Bilanzkreisbewirtschaftung funktionieren. Lässt sich die Verpflichtung zur Bilanzkreistreue mit entsprechender Sanktionierung bei Fehlverhalten implementieren, führt dies zu einer angemessenen Bepreisung von Flexibilitätsoptionen und schafft damit langfristig Versorgungssicherheit. Die Expertenkommission hatte bereits mehrfach angemahnt, dass der Bilanzkreismechanismus in seiner bisherigen Ausgestaltung jedoch nicht genügend Anreize bietet. Im vergangenen Jahr wurde für die Ausschreibungen auf den Regelenergiemärkten ein Mischpreisverfahren eingeführt. Das neue Verfahren erweist sich aber als ein Schritt in die falsche Richtung, denn seither nehmen die Bilanzkreisabweichungen tendenziell wieder zu. Die Expertenkommission empfiehlt eine Stärkung der Anreize zur Bilanzkreistreue, beispielsweise durch die Berücksichtigung der Vorhaltekosten für Regelleistung im Ausgleichsenergiepreis.

60. Der Anteil von Erzeugungskapazitäten außerhalb des eigentlichen Strommarktes steigt weiterhin stetig. Neben der unlängst vergrößerten Netzreserve, der Sicherheitsbereitschaft und der Kapazitätsreserve planen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in ihrem jüngsten Netzentwicklungsplan unter dem Stichwort „Netzbooster-Pilotanlagen“ 900 MW Batteriespeicherkapazitäten. Damit wird ein weiterer signifikanter Anteil von Erzeugungskapazitäten außerhalb des Strommarktes über die Netzentgelte finanziert. Dies widerspricht grundsätzlich den Forderungen des Europäischen Strombinnenmarkts nach Entflechtung zwischen Stromerzeugung und Netzgeschäft.

61. Mit der neuen Plattform SMARD leistet die Bundesnetzagentur einen Beitrag zur erhöhten Datenverfügbarkeit und Datentransparenz im Energiemarkt. Insbesondere die Verfügbarkeit der Daten unter der weitreichenden Lizenz CC BY 4.0 ist positiv zu beurteilen. Gleichzeitig rät die Expertenkommission zur inhaltlichen und technischen Weiterentwicklung der Plattform, um nachhaltige Geschäftsmodelle, fundierte politische Empfehlungen und entsprechende Forschungsarbeiten zu ermöglichen.

62. Die Bundesregierung hat bis dato immer noch keinen Versorgungssicherheitsstandard definiert, obwohl dies Teil der Anforderungen im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung der Kapazitätsreserve war.

Deutschland hat zugesagt, einen Versorgungssicherheitsstandard bereits bei der Dimensionierung der Kapazitätsreserve für den ersten Erbringungszeitraum anzuwenden. In diesem Kontext ist festzuhalten, dass der Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit gemäß § 63 EnWG noch immer nicht veröffentlicht wurde. Laut EnWG hätte dieser Bericht bereits im Juli 2018 erscheinen müssen. Aus Sicht der Expertenkommission hinterlässt die Bundesregierung hier ein „Bewertungsvakuum“, welches den Raum für Spekulationen öffnet und zu Verunsicherung führt. Entsprechend empfiehlt die Expertenkommission diesen Missstand schnellstmöglich zu beheben.

63. Die aktuellen Versorgungssicherheitsanalysen des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) untersuchen in einem Szenario für das Jahr 2025 die Auswirkungen eines verstärkten Rückbaus fossiler Erzeugungskapazitäten in Europa. Dieses Szenario entspricht für Deutschland in etwa den Empfehlungen der Kohlekommission für den Kohleausstieg. Dem ENTSO-E-Bericht zufolge ergibt sich für Deutschland eine Last-Unterdeckungserwartung (LOLE) von 3,3 Stunden pro Jahr, was in etwa dem in Frankreich angestrebten Versorgungssicherheitsniveau entspricht. Mit der geplanten Kapazitätsreserve, die in den Berechnungen der ENTSO-E nicht berücksichtigt wurde, scheinen die Empfehlungen der Kohlekommission mittelfristig ohne Verwerfungen auf dem Strommarkt umsetzbar (vgl. Tabelle Z-4). Die Analysen zeigen aber auch, dass ein deutscher Kohleausstieg vor allem Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in den Nachbarländern hat, insbesondere auf Belgien und Frankreich. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission, den Kohleausstieg in enger Konsultation mit den Nachbarn zu planen.

Tabelle Z-4: Ausgewählte Ergebnisse zur Versorgungssicherheit für die Länder der „Penta-Region“

	Sicherheitsstandard [h/a]	MAF (2018)				Reduktion der konv. Leistung im low carbon Szenario
		base case		low carbon		
		2020	2025	2025		
		Loss of Load Expectation [h/a]				[GW]
Belgien	3*	0,1	2,0	12,3		0,0
Frankreich	3	2,0	2,1	6,1		0,0
Österreich		0,0	0,0	0,7		0,6
Schweiz		0,0	0,0	0,9		0,0
Deutschland		0,0	0,0	3,3		8,3
Niederlande	4	0,0	0,2	5,2		1,1
Braunkohle		16,6	11,4	Nv		
Steinkohle		23,2	20,9	Nv		
Gesamt		39,9	32,3	24,0		9,9

* 3 h/a LOLE und 95-Perzentil <20 h
Quelle: MAF (2018)

Energiepreise und Energiekosten

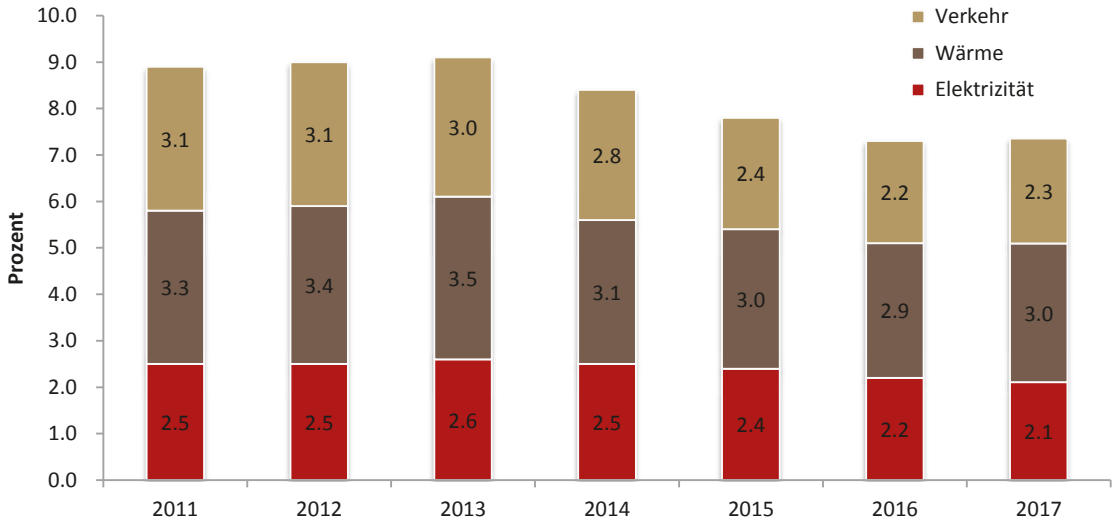
64. Seit dem Jahr 2013 sinkt der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP kontinuierlich. Im Berichtsjahr 2017 lag der Anteil bei 2,1 % und damit auf dem niedrigsten Wert seit 2010. Angesichts dieser Entwicklung steht die Energiewende-Ampel nach Einschätzung Expertenkommission in diesem Bereich auf grün.

65. Die Ausgaben für Wärmedienstleistungen sind im Jahr 2017 um 10 % auf ca. 98 Mrd. Euro gestiegen. Die höheren Ausgaben sind vor allem mit leicht gestiegenen Preisen und Effizienzausgaben zu begründen. Gemessen

am Bruttoinlandsprodukt hat sich die relative Kostenbelastung von 2016 auf 2017 von 2,9 % auf 3,0 % erhöht. Das entspricht in etwa dem Niveau von 2014 und 2015. Die Expertenkommission weist erneut darauf hin, dass die Aussagekraft der hier dargestellten Ergebnisse zu den Ausgaben für Wärmedienstleistungen unter Datenunschärfen leidet. Insbesondere gilt dies für die Datenlage bzgl. der Mehrkosten von energetischen Effizienzmaßnahmen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung deshalb, die Bestimmung der Mehrkosten für energetische Effizienzmaßnahmen auf Basis jährlicher Verkaufszahlen der wichtigsten Effizienztechnologien zu erheben. Die Expertenkommission hat in einer ersten vorläufigen Zusammenstellung hierzu 10 Kerntechnologien identifiziert. Dazu gehören etwa die Fassaden- und Kellerdecken-Dämmung, Verglasung, Solarthermie und Wärmpumpen.

66. Im Jahr 2017 hatten die Letztverbraucher im Straßenverkehrsbereich ca. 5 Mrd. Euro höhere Ausgaben im Vergleich zum Vorjahr. Die Ursachen liegen wie schon in den Vorjahren in exogenen Faktoren begründet, allen voran in einem gestiegenen Ölpreis. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt liegt die relative Kostenbelastung bei 2,3 %, entsprechend 0,1 Prozentpunkte über dem Vorjahreswert. Wegen der Unsicherheit darüber, wie die Politik den im Verkehr bestehenden Handlungsdruck angehen wird, ist eine perspektivische Abschätzung der Entwicklung schwierig. Abbildung Z-9 zeigt die Letztverbraucherausgaben gemessen am Bruttoinlandsprodukt für Elektrizität, Wärmedienstleistungen und Straßenverkehr.

Abbildung Z-9: Anteil der Letztverbraucherausgaben am Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Vgl. Kapitel 11

Energiepreisreform

67. Im Sinne eines politisch realisierbaren Konzepts empfiehlt die Expertenkommission zeitnah den aufkommensneutralen Ersatz der Umlagen auf Elektrizität durch einen CO_2-bezogenen Zuschlag auf fossile Energieträger. Eine denkbare Ausgestaltung der Energiepreisreform ist der Wegfall der EEG- und KWKG-Umlage (Umfang von 24,4 und 1,3 Mrd. Euro in 2017) bei Refinanzierung durch einen CO_2-bezogenen Steuerzuschlag auf fossile Energien. Dabei könnten die im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS) bereits bezahlten CO_2-Preise in Abzug gebracht werden (sofern der ETS-Preis unter dem nationalen CO_2-Zuschlag liegt). Damit wird ein Finanzvolumen von aktuell jährlich ca. 2 x 25 = 50 Mrd. Euro bewegt, was zweifelsohne große Auswirkungen auf die Entwicklung der Energiewende und der THG-Emissionen haben wird.

68. Bei dem unterstellten Entlastungsvolumen beim Strompreis sowie unter Berücksichtigung der bereits im Rahmen des Emissionshandels bezahlten Preise und der finanziellen Folgen für den vermutlich erforderlichen Ersatz der besonderen Ausgleichsregelung würde ein CO_2-Preis von ca. 50 Euro/t CO_2 die Refinanzierung sicherstellen. Zudem würde dieser CO_2-Preis in das Band der unterschiedlichen Schätzungen für Klimafolgeschäden fallen (vgl. Kapitel 1).

69. Berechnungen der Expertenkommission und weiterer Autoren zeigen, dass Verteilungswirkungen bei den privaten Haushalten einer Reform nicht entgegenstehen, aber berücksichtigt werden sollten. Ein unterstellter CO_2-Preis von 50 Euro/t CO_2 (bei gleichzeitiger Entlastung beim Strompreis) führt beim Durchschnittshaushalt zu einer Mehrbelastung von etwa 90 Euro pro Jahr oder 2,8 % bezogen auf die Energiekosten bzw. 0,2 % bezogen auf das Nettoeinkommen (vgl. Tabelle Z-5). Bei nicht hoch-energieintensiven Industrien führen diese Preise zu geringen Wirkungen und wären teilweise sogar entlastend. Nichtsdestotrotz müsste sich die Politik um einzelne Härtefälle kümmern. Das gilt insbesondere für die Belange bestimmter Haushalte („unsanierte Pendler“) und der exportorientierten Industrie. Hinsichtlich der Industrierabatte bei der EEG-Umlage könnte es der Akzeptanz dienen, wenn diese künftig über den Bundeshaushalt und nicht über höhere Energiesteuerzuschläge der nichtbegünstigten Marktteilnehmer finanziert würden.

70. Die Energiepreisreform kann schrittweise eingeführt werden. Die CO_2-Steuerzuschläge sind in regelmäßigen Zeitintervallen zu überprüfen und hinsichtlich der Erreichung der Klimaziele anzupassen. Der Vorschlag etabliert die CO_2-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende. Er steht außerdem einer späteren Ausweitung des EU-Emissionshandels nicht entgegen.

71. Diese Energiepreisreform schafft Anreize für klimafreundliche Investitionen in Sektorkopplung, Speicher, Flexibilitätsoptionen und neue Elektrizitätsanwendungen – die jetzt vordringlichen Schritte zur Reduktion von THG-Emissionen. Die Energiepreisreform würde die Wettbewerbsfähigkeit fossiler Energien schmälern, die Chancen für die erneuerbaren Energien verbessern und Perspektiven für neue Geschäftsmodelle schaffen, die nicht von den – in der Vergangenheit häufig erratischen – staatlichen Förder- und Detailregulierungen abhängen. Mit einer aufkommensneutralen Reform würde die ins Stocken geratene Energiewende revitalisiert, ohne den Staatshaushalt oder die Energieletztverbraucher insgesamt höheren finanziellen Belastungen auszusetzen.

Die Expertenkommission ergänzt ihren Vorschlag mit Überlegungen zur Sicherung der Akzeptanz und zur konkreten Ausgestaltung der Energiepreisreform (vgl. auch Kapitel 1). Bestandteil dessen ist eine effektive Kommunikationsstrategie, die auf erprobte Beispiele verweist, Vertrauen schafft und Stakeholder involviert. Der Gesamtprozess der Energiepreisreform ist zu evaluieren und kontinuierlich weiterzuentwickeln.

Tabelle Z-5: Haushalte: Wirkung eines CO_2-Preises von 50 Euro/t CO_2 bei gleichzeitiger Entlastung beim Strompreis (Berechnungen als Anteil am Nettoeinkommen)

Strom	Verkehr		Wärme					
			Gasheizung			Ölheizung		
			Niedriger Wärmebedarf	Durchschnitts-Haushalt	Hoher Wärmebedarf	Niedriger Wärmebedarf	Durchschnitts-Haushalt	Hoher Wärmebedarf
			Anteil am Nettoeinkommen [Prozent]					
3 und mehr-Personen-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	-0,2	-0,1	0,1	-0,1	-0,1	0,2
		Durchschnitts-Fahrer	-0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,3
		Viel-Fahrer	0,3	0,4	0,5	0,4	0,4	0,7
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	-0,2	-0,1	0,1	-0,1	-0,1	0,2
		Durchschnitts-Fahrer	-0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,3
		Viel-Fahrer	0,3	0,4	0,6	0,4	0,4	0,7
Durchschnitts-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	0,0	0,1	0,4	0,1	0,2	0,6
		Durchschnitts-Fahrer	0,1	0,2	0,5	0,2	0,3	0,8
		Viel-Fahrer	0,8	0,9	1,2	0,9	1,0	1,4
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	0,0	0,1	0,4	0,1	0,2	0,6
		Durchschnitts-Fahrer	0,1	0,2	0,5	0,3	0,3	0,8
		Viel-Fahrer	0,8	0,9	1,2	0,9	1,0	1,4
1-Personen-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	0,2	0,4	0,9	0,4	0,6	1,3
		Durchschnitts-Fahrer	0,5	0,6	1,2	0,7	0,8	1,5
		Viel-Fahrer	1,5	1,7	2,2	1,7	1,9	2,6
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	0,2	0,4	0,9	0,5	0,6	1,3
		Durchschnitts-Fahrer	0,5	0,7	1,2	0,7	0,9	1,5
		Viel-Fahrer	1,6	1,8	2,3	1,8	1,9	2,6

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ADAC (2019), AGEB (2019b), BDEW (2019a), BMWi (2019d), Destatis (2019f, 2019e, 2019b), Heizspiegel (2019), KBA (2019b), UBA (2019a, 2019c).

Stellungnahme

Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung

1 Stand der Energiewende

1. Die Bundesregierung hat sich mit dem Energiekonzept vom September 2010 und dem Kernenergieausstieg vom August 2011 eine Langfriststrategie der Energiepolitik gegeben. Zur Dokumentation der Umsetzung des Energiekonzepts sowie der dabei erzielten Fortschritte veröffentlicht die Bundesregierung jährlich einen faktenbasierten Monitoring-Bericht und zudem alle drei Jahre einen Fortschrittsbericht mit einer vertieften Analyse der Entwicklungen und Maßnahmen sowie einen Ausblick. Seit 2011 steht der Bundesregierung in diesem Prozess eine unabhängige Kommission aus vier Energieexperten beratend zur Seite. Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ legt jährliche Stellungnahmen zum Fortschritt der Energiewende vor, die den Berichten der Bundesregierung beigefügt und dem Kabinett sowie dem Bundestag zugeleitet werden.

2. Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission bezieht sich weitgehend auf den Entwurf des zweiten Fortschrittsberichts, der am 16. April 2019 – vor der Ressortabstimmung – vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Verfügung gestellt wurde. Soweit zeitlich möglich, wurden auch Änderungen des Fortschrittsberichts im Kontext der Ressortabstimmung berücksichtigt. Die Statistiken in der Stellungnahme (u. a. in der Energiewende-Ampel) spiegeln den Datenstand zum 06.05.2019 wider. Die späten Termine für die Erarbeitung des Fortschrittsberichts führten dazu, dass der an sich für 2018 fällige Fortschrittsbericht der Regierung verschoben werden musste und dafür im letzten Jahr lediglich der sechste Monitoring-Bericht vorgelegt werden konnte. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, die Abfolge von (eher den Stand der Energiewende dokumentierenden) Monitoring-Berichten und (mehr analysierenden und in die Zukunft gerichteten) Fortschrittsberichten besser auf die politische Agenda abzustimmen.

Der zweite Fortschrittsbericht wäre eine gute Gelegenheit gewesen, den Koalitionsvertrag aus dem Frühjahr 2018 und den Klimaschutzplan der Bundesregierung mit Blick auf die Energiewende zu konkretisieren – auch im Zuge der Erstellung des Nationalen Energie- und Klimaschutzplans (NECP) für die Europäische Kommission. Denn Fortschrittsberichte sollen im Unterschied zu Monitoring-Berichten nicht nur den „Stand bei der Umsetzung wesentlicher Maßnahmen“ beschreiben, sondern auch „bewerten“ und dabei ggf. „Ursachen und Hemmnisse“ bei Fehlentwicklungen untersuchen, um auf dieser Basis „Maßnahmen oder darauf gerichtete Prozesse“ vorzuschlagen, „um Hemmnisse zu beseitigen und die Ziele zu erreichen“ (Kapitel 1 in (BMWi, 2019f)). Der vorliegende Fortschrittsbericht gleicht aus Sicht der Expertenkommission eher einem Monitoring-Bericht. Die am Ende der jeweiligen Oberkapitel hinzugefügten Unterkapitel „Ausblick“ und „Schlussfolgerungen“ sind angesichts der zu erwartenden Zielverfehlungen in wesentlichen Bereichen der Energiewende in ihren Vorschlägen nicht überzeugend. Konkrete relevante Maßnahmen(bündel), wie im Kontext des ersten Fortschrittsberichts aus dem Jahr 2014 der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz oder das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, werden nicht in Aussicht gestellt. Insofern greift der Fortschrittsbericht zu kurz, wenn die für eine erfolgreiche Energiewende zeitnah erforderlichen Weichen insbesondere für das Zieljahr 2030 gestellt werden sollen. Die Expertenkommission widmet vor diesem Hintergrund der Perspektive bis 2030 in der vorliegenden Stellungnahme ein eigenes Kapitel (vgl. Kapitel 2).

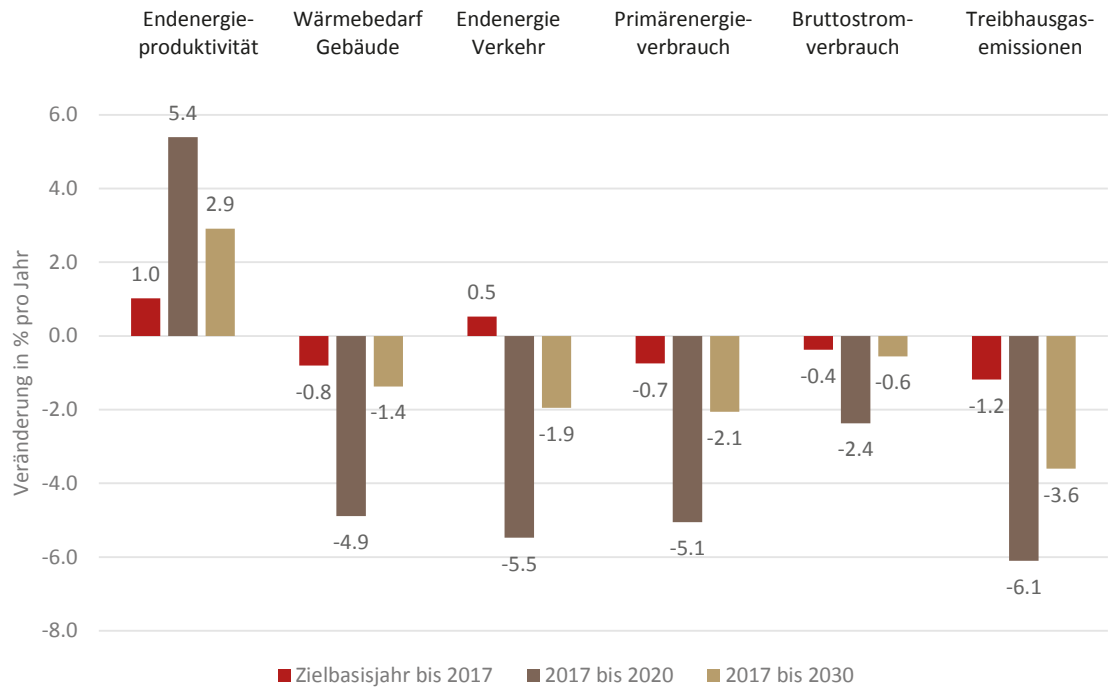
3. Unabhängig davon begrüßt die Expertenkommission, dass die Bundesregierung sich im Rahmen des zweiten Fortschrittsberichts mit wichtigen Empfehlungen in der vorangegangenen Stellungnahme der Expertenkommission zum sechsten Monitoring-Bericht (EWK, 2018) auseinandergesetzt hat. Dazu zählt das Thema „Akzeptanz der Energiewende“ (blaue Boxen in verschiedenen Kapiteln in (BMWi, 2019f), insbesondere auch Kapitel 1). Darüber hinaus hat sich die Bundesregierung auch mit den Vorschlägen der Expertenkommission zur Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie beschäftigt (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2018). In diesem Zusammenhang verweist der zweite Fortschrittsbericht auf das von der Expertenkommission favorisierte Leitinstrument der Energiewende, der allgemeinen CO_2-Bepreisung (vgl. blaue Box in Kapitel 3.2 in BMWi, 2019f). Diese und weitere während des Monitoring-Prozesses angeregten Themen werden in der vorliegenden Stellungnahme aufgegriffen. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf dem Vorschlag zu einer „Energiepreisreform“ (vgl. Kapitel 12.1 zur Dringlichkeit einer Energiepreisreform), die zeitnah den aufkommensneutralen Ersatz der Umlagen auf Elektrizität durch einen CO_2-bezogenen Zuschlag auf fossile Energieträger vorsieht. Damit sollen Anreize für klimafreundliche Investitionen in Sektorkopplung, Speicher, Flexibilitätsoptionen und neue Elektrizitätsanwendungen geschaffen werden – die jetzt vordringlichen Schritte zur Reduktion von THG-Emissionen. Zukunftsgerichtet widmet die Expertenkommission auch jeweils ein eigenständiges Kapitel der „Perspektive bis zum Jahr 2030“ und der „Perspektive jenseits 2030“, in deren Rahmen die Expertenkommission u. a. der Diskussion zur Fortschreibung des Energiekonzepts der Bundesregierung für das Jahr 2030 und zu möglichen langfristigen Entwicklungspfaden einen Impuls geben möchte. In der vorliegenden Stellungnahme ebenfalls herausgehoben betrachtet wird das Thema Akzeptanz in der Bevölkerung, dass in den Kapitel 1.4 zum Monitoring der Akzeptanz der Energiewende und Kapitel 1.3 über Ansätze zur Beseitigung von Reformhemmnissen aufgegangen ist.

4. Wie in den Vorjahren zeigt sich der Expertenkommission bei einer näheren Analyse zum Stand der Energiewende ein gemischtes Bild. An der negativen Bewertung der Zielerreichung bei den THG-Emissionen, bei der Verbesserung der Energieeffizienz und bei der Energieeinsparung insbesondere im Verkehrs- und Gebäudebereich sowie bei der Primärenergie hat sich gegenüber den früheren Kommentaren praktisch nichts geändert. So sind die THG-Emissionen von 1990 bis 2017 im Jahresdurchschnitt lediglich um 1,2 % gesunken. Um noch das Ziel für 2020 (- 40 % gegenüber 1990) zu erreichen, müssten sie im verbleibenden Dreijahreszeitraum pro Jahr um 6,1 % reduziert werden. Ähnliche Relationen zwischen der Zielsetzung und den bisher realisierten Veränderungen zeigen sich bei der Endenergieproduktivität, die nach dem Energiekonzept von 2008 an um 2,1 % jährlich gesteigert werden sollte, tatsächlich aber von 2008 bis 2017 nur rund 1 % erreicht hat; das Ziel für 2020 setzte eine jährliche Zunahme um 5,4 % voraus. Besonders negativ sieht die Situation im Verkehrssektor aus: Während der Energieverbrauch im Jahresdurchschnitt von 2005 bis 2017 um 0,5 % gestiegen ist, müsste er von 2017 bis 2020 um 5,5 % pro Jahr reduziert werden, um zu dem für 2020 im Vergleich zu 2005 um 10 % niedrigeren Verbrauch zu gelangen. Ähnliche Relationen zeigen sich auch bei der Entwicklung des Gebäudewärmebedarfs sowie des Primärenergie- und Bruttostromverbrauchs (vgl. Abbildung 1). Gemessen an den von der Bundesregierung verfolgten Zielen besteht somit in diesen Bereichen ein erheblicher Handlungsbedarf. In dieser Auffassung sieht sich die Expertenkommission durch ähnlich lautende Bewertungen der Bundesregierung bestätigt. Allerdings hätte sie sich gewünscht, dass die Bundesregierung daraus die entsprechenden Konsequenzen zieht und konkrete Maßnahmen vorschlägt, um auf den Zielpfad zu gelangen.

5. Die Expertenkommission verkennt aber nicht, dass sich zumindest der Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin auf einem guten Weg befindet, insbesondere getrieben durch die Entwicklungsdynamik der erneuerbaren Stromerzeugung. Dies ist für die Expertenkommission ein Beleg dafür, dass bei einem entsprechenden Willen zur Umsetzung großangelegten Maßnahmen (wie das EEG), durchaus mehrere Ziele des Energiekonzeptes erreichbar sind. Hier ist zur Weiterentwicklung der Energiewende zuvorderst an eine Energiepreisreform zu denken. Die Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie ist notwendig, aber schwierig.

Schließlich bedarf das Preissystem für Energie einer klareren Zielausrichtung, um die Kosten für die Erreichung der Klimaschutzziele niedrig zu halten und einer Verschlankung der Strompreise, um die Potentiale der Sektorkopplung erschließen zu können. Die Finanzierung der Energiepreisreform kann mit einer weitgehend einheitlichen Bepreisung der Emission von CO_2 gelingen (vgl. Kapitel 12).

Abbildung 1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei einzelnen Energiewendezielen



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (AGEB, 2018a; BDEW, 2019b; Destatis, 2019g)

1.1 Die Energiewende-Ampel

6. Wie schon in den früheren Berichten nutzt die Expertenkommission für ihre Einschätzung des Standes der Energiewende eine Energiewende-Ampel. Diese liefert eine belastbare Darstellung mit Hilfe von sieben Leitindikatoren und diversen ergänzenden Indikatoren. Die Farben dieser Ampel geben an, ob die Zielerreichung zum Jahr 2020 – bzw. zum Jahr 2022 für den Ausstieg aus der Kernenergie – wahrscheinlich (grün) oder unwahrscheinlich (rot) ist. In gelber Farbe werden Indikatoren für Ziele gekennzeichnet, deren Erreichbarkeit aus heutiger Sicht nicht sichergestellt ist. Bei der Zuordnung zu den drei Kategorien verwendet die Expertenkommission das statistische Konzept von Prognoseintervallen. Liegt der politisch gesetzte Zielwert für das Jahr 2020 innerhalb des jeweiligen Prognoseintervalls, so ist eine Zielerreichung bei Trendfortschreibung zumindest aus statistischer Sicht wahrscheinlich. Bei einer zu erwartenden Zielübererfüllung bzw. Zielverfehlung liegen die Werte entsprechend außerhalb des Intervalls. Kürzlich implementierte bzw. wirksame Maßnahmen, die sich noch nicht in den Vergangenheitsdaten widerspiegeln, werden durch Experteneinschätzungen berücksichtigt, sofern noch keine quantitativen belastbaren Wirkungsanalysen verfügbar sind. Damit kombiniert die Energiewende-Ampel die Stärken einer objektiven, statistisch-faktenbasierten Methode mit der Expertise der Expertenkommission. Nachstehende Tabelle 1 enthält eine Gesamtschau für alle Indikatoren sowie Tabelle 2 eine Detailbetrachtung je Indikator.

7. Die Gesamtschau lässt erkennen, dass die Ampel in den Dimensionen Klimaschutz und Energieeffizienz auf „rot“ steht, wobei dies bei der Energieeffizienz auch für die drei Indikatoren Reduktion des Primärenergieverbrauchs und des Endenergieverbrauchs im Verkehr sowie für die Steigerung der Endenergieproduktivität gilt. Die angestrebte Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor erscheint noch nicht gesichert. Eindeutige grüne Bereiche zeigen sich in Bezug auf den Ausstieg aus der Kernenergie und den Ausbau der erneuerbaren Energie, bei der sich diese Bewertung hauptsächlich auf die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergie- sowie am Bruttostromverbrauch bezieht. Negativ bewertet wird dagegen die Zielerreichung bei der Erhöhung des Anteils im Verkehr, und als unsicher gilt dies für den Anteil am Wärmeverbrauch.

8. Unsicherheiten im Hinblick auf die Zielerreichung sieht die Expertenkommission für die Dimensionen Preiswürdigkeit, Versorgungssicherheit und Akzeptanz. Allerdings trifft dies nicht auf alle der diesen Dimensionen zugeordneten Indikatoren zu. So liegen mit Blick auf die Preiswürdigkeit die drei Indikatoren für die Letztverbraucherausgaben (Strom, Wärmedienstleistungen und Straßenverkehr) nach Auffassung der Expertenkommission im grünen Bereich, während die Entwicklung der Stromstückkosten in der Industrie und die Energiekostenbelastung der Haushalte ungünstiger bewertet wird.

9. Bei der Versorgungssicherheit sind nach wie vor nur sehr geringe Ausfälle zu verzeichnen, jedoch zeigen sich erhebliche Defizite beim Ausbau der Stromnetze. Noch können die kritischen Netzsituationen durch kostenintensive Systemdienstleistungen wie Engpassmanagementmaßnahmen behoben werden. Ohne ein entschlosseneres Vorankommen beim Netzausbau gefährdet die Bundesregierung aber die Ziele beim Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen und riskiert perspektivisch versorgungskritische Situationen.

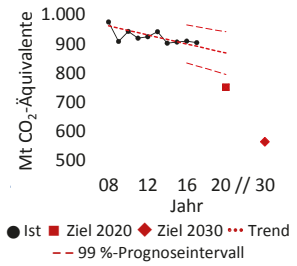
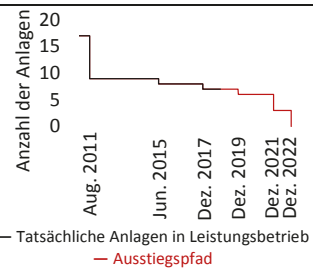
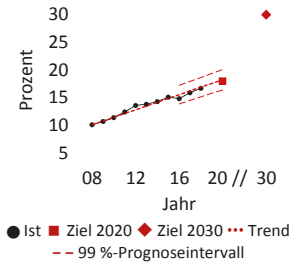
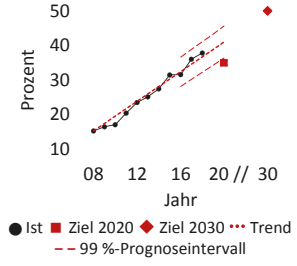
10. Nicht eindeutig zu bewerten ist die Akzeptanz: Zwar gibt es eine eindeutige generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende, doch ist die Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende sowie bei der persönlichen Betroffenheit durch energiewendeorientierte Maßnahmen kaum gegeben. Insbesondere bei der Umsetzung der Energiewende hat sich die Einschätzung seit der letzten Stellungnahme verschlechtert.

Tabelle 2: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2020/2022

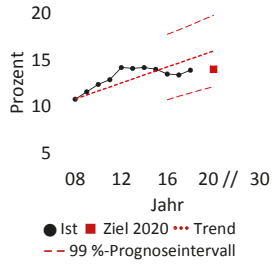
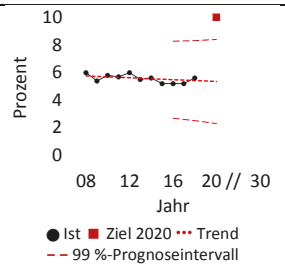
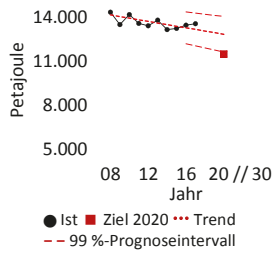
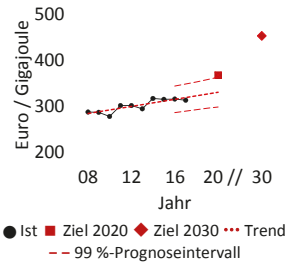
Dimension	Indikator	
Klimaschutz	Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)	🔴
Kernenergieausstieg	Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb (Leitindikator bzw. Oberziel)	🟢
Erneuerbare Energien	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)	🟢
	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch	🟢
	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Wärmeverbrauch	🟡
	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer im Verkehr	🔴
Energieeffizienz	Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)	🔴
	Endenergieproduktivität	🔴
	Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor	🟡
	Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr	🔴
Versorgungssicherheit	Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)	🔴
	Engpassmanagementmaßnahmen	🟡
	System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas	🟢
Preiswürdigkeit	Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator)	🟢
	Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen	🟢
	Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr	🟢
	Elektrizitätsstückkosten der Industrie im internationalen Vergleich	🟡
	Energiekostenbelastung der Haushalte	🟡
Akzeptanz	Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator)	🟢
	Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende	🔴
	Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit	🔴
Zielerfüllung: 🟢 wahrscheinlich 🟡 nicht sichergestellt 🔴 unwahrscheinlich		

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 3: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren

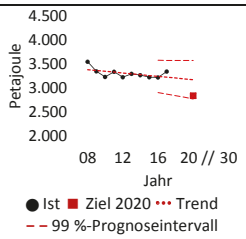
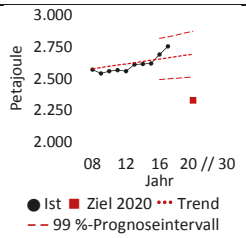
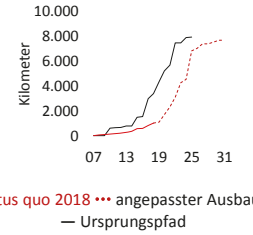
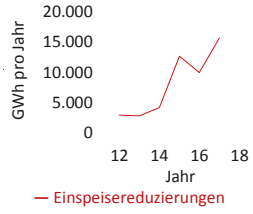
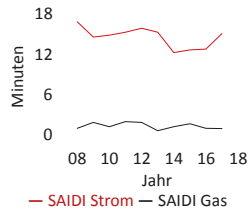
<table>
<tr><td rowspan="2">Klima-schutz</td><td rowspan="2"></td><td colspan="2">Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Die gesamten ausgestoßenen Treibhausgasemissionen [Mio. t CO_2-Äq.]
Zielsetzung: Reduktion der Treibhausgasemissionen um mind. 40 % ggü. 1990 bis 2020 / 55 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] sowie Reduktion um 14 % ggü. 2005 bis 2020 / 38 % bis 2030 in den Nicht-EU-ETS-Sektoren [EU-Lastenteilungsentscheidung 2009; EU-Klimaschutzverordnung 2018]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2017: 907 Mio. t CO_2-Äq.</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Kern-energie-ausstieg</td><td rowspan="2"></td><td colspan="2">Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb (Leitindikator bzw. Oberziel)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anzahl der Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb [Anzahl der Anlagen]
Zielsetzung: Spätestens mit Ablauf des 31.12.2017: 7 Anlagen; 31.12.2019: 6 Anlagen; 31.12.2021: 3 Anlagen; 31.12.2022: 0 Anlagen [Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) 2011]
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo Mai 2019: 7 Anlagen</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Erneuerbare Energien</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch inkl. Eigenverbrauch für Strom- und Wärmeerzeugung sowie Transport- und Leitungsverluste (sogenannter Bruttoendenergieverbrauch) [%]
Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 18 % bis 2020 und 30 % bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2018: 16,7 %
Hinweis: Ampelfarbe „grün“ verlangt Übererfüllung bei „Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch“.</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung einschließlich Stromaustauschsaldo mit dem Ausland (sogenannter Bruttostromverbrauch) [%]
Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 35 % bis 2020 und auf mindestens 50 % bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2018: 37,8 %</td><td>
</td></tr>
</table>

Fortsetzung

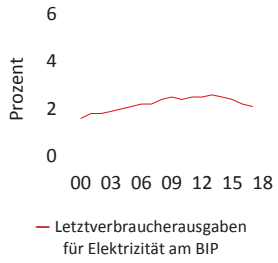
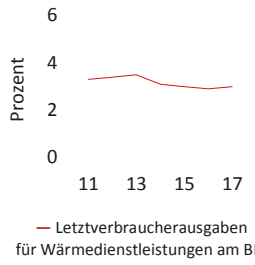
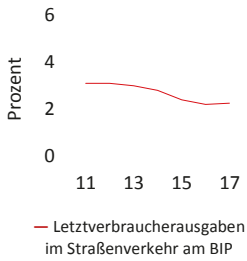
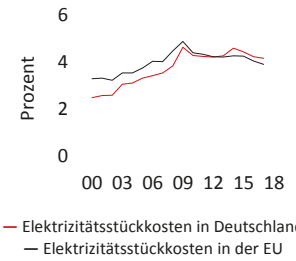
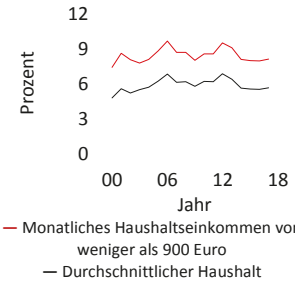
Erneuerbare Energien		Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Wärmeverbrauch	
		Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte [%] Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch auf 14 % bis 2020 [Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) 2008] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2018: 13,9 % Hinweis: Ampelfarbe „gelb“, da es 2012-2018 einen Rückgang um 0,9 Prozentpunkte gab.	
		Erhöhung des Anteils Erneuerbarer im Verkehr	
		Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [%] Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich auf 10 % bis 2020 [EU-Richtlinie 2009/28/EG] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2018: 5,6 %	
Energieeffizienz		Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)	
		Messgröße: Primärenergieverbrauch [PJ] Zielsetzung: Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % ggü. 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2017: 13.594 PJ	
		Endenergieproduktivität	
		Messgröße: Durchschnittliche Endenergieproduktivität pro Jahr im Zeitraum 2008 bis zum aktuellen Berichtsjahr definiert als reales Bruttoinlandsprodukt dividiert durch Endenergieverbrauch [EUR / Gigajoule] Zielsetzung: Durchschnittliche Endenergieproduktivität von 2,1 % pro Jahr im Zeitraum 2008-2050 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2017: 314 Euro / Gigajoule	

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="4">Energie-effizienz</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Raumkühlung und Beleuchtung in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte [PJ]
<u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor um 20 % gegenüber 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 3.351 PJ (temperaturbereinigt)</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [PJ]
<u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor um 10 % gegenüber 2005 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 2.755 PJ</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Versor-gungs-Sicher-heit</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Abweichung zwischen Plan und Ist beim Übertragungsnetzausbau (EnLAG- und BBPlG-Vorhaben) [km]
<u>Aussage:</u> Die Abweichung ist ein Maß für die netzseitige Versorgungssicherheit, wobei zunehmende Abweichungen eine (zukünftige) Gefährdung der Versorgungssicherheit andeuten.
<u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung
<u>Status quo 2018:</u> Abweichung 2.400 Kilometer (bisher 1.050 Kilometer realisiert, ursprünglicher Planwert 3.450 Kilometer)
<u>Hinweis:</u> Ampelfarbe „rot“ ergibt sich aus der Einschätzung der fortgesetzten zukünftigen Verzögerungen</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Engpassmanagementmaßnahmen</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Summe der erforderlichen Einspeisereduzierungen an konventioneller und erneuerbarer Erzeugungsleistung zur Behebung von Netzengpässen [GWh pro Jahr]
<u>Aussage:</u> Die Unzulänglichkeit der Netzinfrastruktur spiegelt sich in der erforderlichen Einspeisereduzierung wider.
<u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 15.700 GWh pro Jahr</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Durchschnittlicher Ausfall der Strom- bzw. Gasversorgung pro Jahr und Kunde [Minuten]
<u>Aussage:</u> SAIDI Strom ist ein Maß für die Stromversorgungssicherheit, SAIDI Gas für die Gasversorgungssicherheit; SAIDI Strom und SAIDI Gas berücksichtigen weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt; SAIDI Strom misst lediglich Ausfälle, die länger als 3 Minuten dauern, SAIDI Gas erhebt alle Gasversorgungsunterbrechungen vollständig.
<u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 15,1 Minuten für Strom und 1,0 Minuten für Gas</td><td>
</td></tr>
</table>

Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="6">Preis-
würdig-
keit</td><td rowspan="6"></td><td colspan="3">Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgrößen der Preiswürdigkeit:
• (Aggregierte) Letztverbraucherausgaben für Elektrizität (bzw. für Wärmedienstleistungen und Kraftstoffe im Straßenverkehr) dividiert durch Bruttoinlandsprodukt [%]
• Elektrizitätsstückkosten der Industrie definiert als Kosten für Elektrizität dividiert durch Wertschöpfung [%]
Aussage: Die Indikatoren messen die Belastung durch Energiekosten.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2017: 2,1 % (Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt)</td><td>
</td></tr>
<tr><td>Letztverbraucher ausgaben für Wärme-dienstleistungen</td><td>Letztverbraucher-ausgaben im Straßenverkehr</td><td>Elektrizitätsstück-kosten der Industrie im intern. Vergleich</td></tr>
<tr><td>
</td><td>
</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="3">Energiekostenbelastung der Haushalte</td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgröße: Anteil der Energieausgaben privater Haushalte (ohne Kraftstoffe) an ihren gesamten Konsumausgaben [%]
Aussage: Der Indikator zeigt die Energiekostenbelastung der Haushalte und macht auf potentielle soziale Auswirkungen der Energiewende aufmerksam; die Belastung einkommensschwacher Haushalte wird der Belastung durchschnittlicher Haushalte gegenübergestellt.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2017: 8,1 % (einkommensschwache Haushalte) und 5,7 % (durchschnittlicher Haushalt)</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Akzep-
tanz</td><td rowspan="3"></td><td colspan="3">Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td colspan="3">Messgröße: Anteil der Bevölkerung, die der/die Energiewende zustimmt/ablehnt hinsichtlich:
(i) ihrer generellen Ziele, (ii) ihrer Umsetzung und (iii) auf Grundlage persönlicher Betroffenheit [Prozent]
Aussage: Der Indikator ist ein Maß für die Akzeptanz der Energiewende und zeigt die Unterstützung für das Gemeinschaftsprojekt in der Gesellschaft
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung auf Basis des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers</td></tr>
<tr><td colspan="3">Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td colspan="3">Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit</td></tr>
</table>

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Anmerkungen zur Energiewende-Ampel

Tabelle 4: Anmerkungen zu den im Energiekonzept (September 2010) quantifizierten Ziele

	Methodische Hinweise und Weiterentwicklungsbedarf	Stellungnahme
Erhöhung Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch	Die Bezugsgröße Bruttostromverbrauch ist angesichts der hohen Stromexportüberschüsse nicht sehr aussagefähig. Die Expertenkommission empfiehlt daher die Stromerzeugung als Bezugsgröße. Der empfohlene Indikator ist damit der „Anteil Erneuerbarer an der Stromerzeugung“.	EWK, 2015; Kap. 4
Bruttostromverbrauch	Auf die Beurteilung dieses Leitindikators der Bundesregierung (2020-Ziel: Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 10 % gegenüber 2008) wird im Rahmen der Energiewende-Ampel verzichtet. Gewünschte neue Stromanwendungen zur Sektorkopplung konterkarieren die angestrebten Wirkungen der Stromeinsparung. Das 2030-Ziel sollte dies berücksichtigen.	EWK, 2016; Kap. 3

Tabelle 5: Anmerkungen zu den weiteren von der Expertenkommission vorgeschlagenen Indikatoren

	Methodische Hinweise und Weiterentwicklungsbedarf	Datenquelle	Stellungnahme
Ausbau der Übertragungsnetze*)	Der Indikator erfasst die gemäß Energieleitungsausbaugesetz EnLAG und Bundesbedarfsplangesetz BBPlG notwendigen Ausbauprojekte des Übertragungsnetzes. Perspektivisch sollte ebenso ein Indikator für die Verteilnetze entwickelt werden.	BNetzA/BKartA (Monitoringbericht) BNetzA (EnLAG- und BBPlG-Monitoring)	EWK, 2012; Kap. 6 EWK, 2014; Kap. 6 EWK, 2014; Kap. 9 EWK, 2015; Kap. 7 EWK, 2016; Kap. 6 EWK, 2018; Kap. 7
Engpassmanagementmaßnahmen*)	Weitere Systemdienstleistungen könnten den Indikator ggf. ergänzen, dazu zählen: Vorhaltung der Regelleistung, Verlustenergie, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Reservemechanismen, abschaltbare Lasten.	BNetzA (Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen)	EWK, 2014; Kap. 9 EWK, 2016; Kap. 6 EWK, 2018; Kap. 6, 7
System Average Interruption Duration Index*)	Der Indikator erfasst keine Versorgungsausfälle unter drei Minuten, doch auch diese führen zu volkswirtschaftlichen Schäden. Zudem ist der SAIDI rückwärtsgewandt. Verschlechtert sich sein Wert, ist eine kurative Investition überfällig. Perspektivisch sollten Indikatoren entwickelt werden, die Abweichungen von der Normspannung erfassen, die noch nicht zu einem Totalausfall der Versorgung führen.	BNetzA/ BKartA (Monitoringbericht)	EWK, 2014; Kap. 6
Indikatoren der Preiswürdigkeit	Die Indikatoren („Aggregierte Letztverbraucherausgaben“, „Elektrizitätsstückkosten in der Industrie“ und „Energiekostenbelastung der Haushalte“) werden auf Grundlage von Datenquellen und Bewertungsansätzen berechnet, die noch zu harmonisieren sind.	Eigene Berechnungen der Expertenkommission	EWK, 2014; Kap. 7 EWK, 2014; Kap. 11 EWK, 2015; Kap. 8 EWK, 2016; Kap. 7

*) Bei der „Versorgungssicherheit Strom“ sollte zwischen Netzen und Erzeugungskapazitäten unterschieden werden. Für die gesicherten Kapazitäten bedarf es sogenannter System Adequacy-Aussagen. Einer der international anerkannten Indikatoren hierzu ist die sogenannte „Loss of Load Expectation“. In Deutschland befinden sich Adequacy-Indikatoren seit dem Strommarktgesetz aus dem Juli 2016 in der Entwicklung. Die Bundesregierung hat hierzu bisher keine Ergebnisse vorgelegt.

Abgleich des Punktesystems im zweiten Fortschrittsbericht mit der hier genutzten Ampel

11. Während die Expertenkommission ihre Gesamteinschätzungen anhand des beschriebenen Ampelsystems präsentiert, verwendet die Bundesregierung zur Bewertung des Fortschritts mit Hinblick auf die quantitativen Ziele der Energiewende ein Punktesystem (vgl. Kapitel 2.2 in (BMWi, 2019f)). Dabei wird zunächst die Entwicklung der Indikatoren seit 2008 linear fortgeschrieben. Anhand der prozentualen Abweichungen der fortgeschriebenen Werte von den Zielwerten im Jahr 2020 werden Punkte festgelegt: Fünf Punkte, wenn der Zielwert gemäß Fortschreibung erreicht wird oder die Abweichung weniger als 10 % beträgt. Vier Punkte, wenn die Abweichung zwischen 10 und 20 % liegt. Drei Punkte, wenn die Abweichung zwischen 20 und 40 % liegt. Zwei Punkte, wenn die berechnete Abweichung zwischen 40 und 60 % liegt, und einen Punkt, wenn die Abweichung zum Ziel mehr als 60 % beträgt.

12. Beim Abgleich der Einschätzungen der Expertenkommission mit den Einschätzungen der Bundesregierung können einige Abweichungen festgestellt werden:

- Reduktion der THG-Emissionen: Die Bundesregierung vergibt drei von fünf Punkten, während die Energiewende-Ampel der Expertenkommission auf „rot“ steht. Die Bundesregierung kommt aufgrund ihres gewählten Bewertungsrahmens zu dieser relativ positiven Bewertung. Die Expertenkommission hätte sich von der Bundesregierung einen kritischeren Umgang mit diesem Ziel gewünscht. Zurecht stellt der zweite Fortschrittsbericht fest, dass es „bereits heute absehbar (ist), dass das Ziel, bis zum Jahr 2020 die Emissionen um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 zu mindern, verfehlt werden dürfte.“ Und: „Nach einer Studie des Öko-Instituts (2018) ist davon auszugehen, dass mit den bisher umgesetzten Maßnahmen bis zum Jahr 2020 eine Minderung der THG-Emissionen um etwa 32 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 erreicht wird. Dies führt zu einer Lücke bei der Zielerreichung von etwa 8 %-Punkten. Dies wird auch mit dem aktuellen Projektionsbericht 2019 der Bundesregierung im Wesentlichen bestätigt.“ (vgl. Kapitel 8 in BMWi, 2019f).
- Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Wärmeverbrauch: Die Bundesregierung vergibt 5 von 5 Punkten, während die Expertenkommission lediglich die Ampelfarbe „gelb“ vergibt. Die Bundesregierung begründet dies damit, dass entsprechend der aktualisierten Zielarchitektur-Studie das Ziel erreicht wird, den Anteil erneuerbarer Energien am Wärme- und Kälteverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 14 % zu erhöhen. Demnach soll der Anteil bis 2020 auf rund 15,2 % ansteigen (Bandbreite von 14,9 bis 16,2 %, vgl. Kapitel 4.3 in (BMWi, 2019f)). Auch wenn dies auf den ersten Blick scheinbar auf dem Zielpfad liegt, verläuft die Entwicklung der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte unzureichend. So gab es Änderungen in der Berechnungssystematik, die nicht durch Anpassungen der Zielsetzung flankiert wurden. Die ausgewiesenen Anteile sind deshalb mit dem ursprünglich intendierten Ziel nicht vergleichbar. Das Ziel hätte nach einer ersten Abschätzung auf 18-20% angehoben werden müssen. Somit entsteht eine deutliche Diskrepanz von 4-6 %-Punkten.
- Eine relativ gute Übereinstimmung zwischen der Einschätzung der Bundesregierung und der Expertenkommission gibt es bei den restlichen quantitativen Zielen der Energiewende. Sowohl bei der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch (Ziel: 18 % bis 2020) als auch bei der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch (Ziel: mindestens 35 % bis 2020) vergibt die Bundesregierung fünf Punkte und auch die Expertenkommission sieht die Zielerreichung in diesen Bereichen als wahrscheinlich an („grün“).
- Eine unwahrscheinliche Zielerreichung („rot“) sieht die Expertenkommission in den Bereichen der Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Ziel: Reduktion um 20 % gegenüber 2008 bis 2020), der Endenergieproduktivität (Ziel: Steigerung um 2,1 % pro Jahr 2008-2050) bzw. der Erhöhung des Anteils

Erneuerbarer im Verkehr (Ziel: 10 % im Jahr 2020). Auch die Bundesregierung vergibt lediglich zwei bzw. einen Punkt. Dazwischen liegt die Einschätzung für die Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor (Ziel: Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % gegenüber 2008 bis 2020). Für dieses Ziel vergibt die Bundesregierung drei Punkte und die Expertenkommission die Ampelfarbe „gelb“.

- Reduktion des Bruttostromverbrauchs: Hinsichtlich dieses Ziels („Reduktion um 10 % gegenüber 2008 bis 2020“) vergibt die Bundesregierung zwei Punkte. Diesbezüglich kommt die aktualisierte Zielarchitekturstudie zu dem Ergebnis, dass die Reduktion bis zum Jahr 2020 sich auf ca. 4,0 % belaufen wird (Bandbreite von 2,5 bis 5,2 %, vgl. Kapitel 5.3 in (BMWi, 2019f)). Die Expertenkommission verzichtet an dieser Stelle auf eine Bewertung, denn neue Stromanwendungen zur Sektorkopplung konterkarieren die angestrebten Wirkungen der Stromeinsparung zumindest mittelfristig. Das 2030-Ziel sollte dies berücksichtigen (vgl. Kapitel 2).

Angesichts der oben genannten Schwächen des im zweiten Fortschrittsbericht angewendeten Bewertungssystems empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung, ihr Beurteilungsverfahren zu ändern. Die Energiewende-Ampel kann der Bundesregierung als Vorbild dienen.

13. Anders als das Punktesystem der Bundesregierung nimmt die Energiewende-Ampel der Expertenkommission auch qualitative Indikatoren auf, etwa Indikatoren zur Versorgungssicherheit oder der Preiswürdigkeit. Während aus Sicht der Bundesregierung „ein hohes Maß an Versorgungssicherheit […] gewährleistet [ist]“ (vgl. Kapitel 9 in BMWi, 2019f), vergibt die Expertenkommission bei der Versorgungssicherheit insgesamt nur die Ampelfarbe „gelb“. Zwar sind nach wie vor nur sehr geringe Versorgungsausfälle zu verzeichnen, jedoch zeigen sich große Defizite beim Ausbau der Stromnetze. Noch können die kritischen Netzsituationen durch kostenintensive Systemdienstleistungen behoben werden. Ohne ein entschlosseneres Vorankommen beim Netzausbau sind aber die Ziele beim Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen gefährdet, und es drohen perspektivisch versorgungskritische Situationen. Hinsichtlich der Preiswürdigkeit regt die Expertenkommission an, dass die Bundesregierung die von der Expertenkommission vorgeschlagene „Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung“ (vgl. Kapitel 10.1.1 in (BMWi, 2019f)) um eine detaillierte Betrachtung für Wärmedienstleistungen und für den Straßenverkehr sowie um eine internationale Betrachtung der Energiestückkosten im Industriebereich ergänzt (vgl. Kapitel 1.1 und Kapitel 11). Gegenwärtig zu beobachtende Entlastungswirkungen etwa beim Strom oder bei Wärme sind voraussichtlich nur vorübergehender Natur (z. B. wegen der zu erwartenden Steigerungen bei Netzentgelten oder bei den Ausgaben zur Erreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes). Insgesamt kommt die Expertenkommission zur Einschätzung, dass die Preiswürdigkeit der Energie im Zuge der bisherigen Entwicklung der Energiewende weitgehend erhalten geblieben ist.

14. Die Expertenkommission präsentiert in der Energiewende-Ampel auch Indikatoren zur Akzeptanz der Energiewende. Für ein umfassendes Gesamtbild werden drei Ebenen unterschieden. Ebene 1: Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator), Ebene 2: Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende sowie Ebene 3: Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit. Während es um die allgemeine Einstellung zur Energiewende in der Bevölkerung gut bestellt ist (Ampelfarbe Grün), fallen die Zufriedenheitswerte hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende und bei eigener Betroffenheit stark negativ aus (jeweils Ampelfarbe Rot). In der vorliegenden Stellungnahme wird der Akzeptanz-Indikatorik ein eigenes Unterkapitel gewidmet (vgl. Kapitel 1.4), in dem die Grundlagen der Einschätzung der Expertenkommission dargelegt werden. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, auf dieser Basis ihr Monitoring zu erweitern.

Vorschläge für eine Verbesserung des Monitorings der Energiewende

15. Die Expertenkommission hat in den letzten Jahren verschiedene Vorschläge für eine Verbesserung des Monitorings der Energiewende vorgelegt. Ziel ist es, ein konsistentes Indikatorensystem zu entwickeln, mit dessen Hilfe das komplexe Bündel von politischen Zielsetzungen, Maßnahmen und Wirkungen der Energiewende abgebildet und handlungsleitend bewertet werden kann. Einige Vorschläge sind von der Bundesregierung aufgegriffen worden, andere Vorschläge sind hingegen bisher noch nicht adressiert worden. Daher sollte insbesondere die Berücksichtigung folgender Empfehlungen aus vorangegangenen Stellungnahmen geprüft werden:

- Überarbeitung des Punktesystems zur Zielerreichung (vgl. Kapitel 1 in EWK, 2015; Kapitel 1 in EWK, 2016; Anlage in EWK, 2017; Kapitel 1 in EWK, 2018; vgl. Kapitel 1),
- Entwicklung von Leitindikatoren (vgl. Kapitel 1 in EWK, 2014; Anlage in EWK, 2017; Kapitel 1 in EWK, 2018; vgl. Kapitel 1),
- evidenzbasierte Evaluation von Maßnahmen, insbesondere mit einer Unterscheidung endogener und exogener Entwicklungen (vgl. Kapitel 3 in EWK, 2014; Kapitel 1 in EWK, 2016; Kapitel 1 in EWK, 2017; Kapitel 2 in EWK, 2018,
- Ausweitung der Analysen für den Zeithorizont bis 2030 unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2015; Kapitel 2 in EWK, 2016; Kapitel 1 in EWK, 2017; Kapitel 2 in EWK, 2018; vgl. Kapitel 2),
- Möglichkeit zur Stilllegung von Emissionsrechten (vgl. Kapitel 4 in EWK, 2014; Kapitel 2 in EWK, 2016; Kapitel 2 in EWK, 2017),
- Anwendung der Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2015; Kapitel 3 in EWK, 2016) inklusive des Aufbaus von Statistiken und Erhebungen für die unterschiedlichen Aspekte der Energieeffizienz,
- die Weiterentwicklung des NAPE-Monitorings (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2015; Kapitel 4 in EWK, 2018, vgl. Kapitel 6),
- wissenschaftliche Analysen zu Rebound-Effekten im Personenverkehr (vgl. Kapitel 6 in EWK, 2015; Kapitel 4 in EWK, 2016; Kapitel 8 in EWK, 2018),
- vertiefte Untersuchung der Möglichkeiten zur Sektorkopplung und Aufbau eines entsprechenden Monitorings (vgl. Kapitel 2 in EWK, 2015; Kapitel 5 in EWK, 2016; Kapitel 5 in EWK, 2018; vgl. Kapitel 3.5),
- Weiterentwicklung der Indikatoren zur Versorgungssicherheit (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2015; Kapitel 6 in EWK, 2014; Kapitel 6 in EWK, 2016; Kapitel 6 in EWK, 2018; vgl. Kapitel 9),
- Verbesserungen beim Netzausbau und der Netzbepreisung (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2015; Kapitel 6 in EWK, 2016; Kapitel 6 in EWK, 2017; Kapitel 7 in EWK, 2018; vgl. Kapitel 10),
- Weiterentwicklung der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2012; Kapitel 7 in EWK, 2014; Kapitel 11 in EWK, 2014; Kapitel 8 in EWK, 2015; Kapitel 7 in EWK, 2016; Kapitel 7 in EWK, 2017; Kapitel 9 in EWK, 2018; vgl. Kapitel 11),
- stärkere Berücksichtigung von Energiestückkosten, auch indirekter Energiestückkosten, sowie insbesondere internationale Vergleiche der direkten Energiestückkosten (vgl. Kapitel 8 in EWK, 2015; Kapitel 11 in EWK, 2014; Kapitel 7 in EWK, 2016),
- Betrachtung gesamtwirtschaftlicher Auswirkungen (vgl. Kapitel 12 in EWK, 2014; Kapitel 9 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 11),

- umfangreichere Berücksichtigung von Verteilungskonflikten (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2014; Kapitel 9 in EWK, 2015; Kapitel 7 in EWK, 2016; Kapitel 7 EWK, 2017; vgl. Kapitel 11),
- Entwicklung einer umfassenden Innovationsindikatorik (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2014; Kapitel 11 in EWK, 2018),
- Berücksichtigung von Indikatoren zu Umweltwirkungen (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2012; Kapitel 5 in EWK, 2014),
- Berücksichtigung der Akzeptanz der Energiewende (vgl. Kapitel 13 in EWK, 2014; Kapitel 1 in EWK, 2018; vgl. Kapitel 1),
- Entwicklung eines Monitorings von Startups in der Energiewirtschaft (vgl. Kapitel 8 in EWK, 2016; Kapitel 11 in EWK, 2018),
- Erstellung eines Monitoring-Rahmens für CO_2-Preise und -Kosten (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2018)
- Aufbau eines internationalen Monitorings (vgl. Kapitel 2 in EWK, 2018).

Die Expertenkommission steht hierzu für einen konstruktiven Dialog mit der Bundesregierung gerne zur Verfügung.

1.2 Auswirkungen des Klimawandels

16. Nach Angaben des Deutschen Wetterdienstes (2018) stand das Jahr 2018 „ganz im Zeichen des Klimawandels“. Es war das wärmste und sonnigste Jahr seit Beginn regelmäßiger Aufzeichnungen im Jahr 1881. Mit 10,4 Grad Celsius lag der Temperaturdurchschnitt um 2,2 Grad über dem Wert der international gültigen Referenzperiode 1961 bis 1990, das waren 0,1 Grad mehr als im bisherigen Rekordjahr 2014. Außerdem fielen lediglich 590 Liter pro Quadratmeter Niederschlag, also nur etwa 75 % des jährlichen durchschnittlichen Sollwertes. Mit etwa 2.020 Stunden registrierte der Wetterdienst außerdem das sonnenscheinreichste Jahr seit Beginn der Aufzeichnungen 1951 (der jährliche Durchschnitt liegt bei ca. 1.528 Stunden).

17. Die andauernde Sommerhitze hatte für die deutsche Energiewirtschaft signifikante Folgen:

Konventionelle Stromerzeugung: Ende Juli 2018 mussten insgesamt zwölf Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke ihre Leistung reduzieren, großteils um durch das Kühlwasser nicht Flüsse jenseits der vorgeschriebenen Grenzen des Wasserrechts zu überhitzen. Nur im Extremfall kann es vorkommen, dass die hohen Wassertemperaturen selbst zum Sicherheitsrisiko für die Kraftwerke werden. Zwar hat der Rückgang der Erzeugungskapazitäten nicht die Versorgungssicherheit konkret gefährdet, da aber europäische Nachbarn ähnliche Maßnahmen ergriffen (z. B. wurden in Frankreich ebenfalls Atomreaktoren abgeschaltet), ist dies ein anschaulicher Fall dafür, welche Implikationen statistisch nicht voneinander unabhängige Ausfälle für die Versorgungssicherheit haben können (vgl. dazu die Diskussion in Kapitel 10; Tageszeitung, 2018; Zeit Online, 2018).

Erneuerbare Stromerzeugung: Die Trockenheit sorgte dafür, dass die Wasserkraftwerke u. a. an den Staustufen des Neckars nur noch stark gedrosselt oder sogar zum Teil gar nicht mehr laufen konnten. Allerdings dürften die vielen Sonnenstunden mit entsprechender Solarstromerzeugung diesen Rückgang kompensiert haben. Die Dürre erreichte gleichzeitig die Biogasanlagenbetreiber, die wegen Substratmangel die Produktion drosselten. Beobachtbare Auswirkungen auf den Börsenstrompreis gab es indes nicht (agrarheute, 2018; Rhein-Neckar-Zeitung, 2018).

18. Neben der Energiewirtschaft waren z. B. auch die Kältebranche (Steigerung des Verkaufs von Klimageräten und damit verbundene Steigerung der Stromnachfrage), die Binnenschiffart (Behinderungen durch

Niedrigwasser) bzw. die ganze Lieferkette betroffen (mit Produktionsverzögerungen und –ausfällen bei betroffenen Unternehmen) und natürlich auch die Landwirtschaft (Dürreschäden in Milliardenhöhe). Bereits heute ist es „wahrscheinlich", dass die Häufigkeit von Hitzewellen in großen Teilen Europas, Asiens und Australiens durch den menschengemachten Klimawandel zugenommen hat. Ebenfalls „wahrscheinlich" ist es, dass menschliche Aktivitäten die Wahrscheinlichkeit von Hitzewellen in manchen Regionen der Erde bereits verdoppelt haben (IPCC, 2014). Die derzeit elf Schätzungen bzgl. der ökonomischen Auswirkungen des Klimawandels bei einer Erhöhung der globalen Durchschnittstemperatur um 2,5°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau gehen im Schnitt von einem Verlust an Bruttoinlandsprodukt von 1,3 % pro Jahr aus (Tol, 2018). Die Schätzungen sind regional jedoch stark unterschiedlich. Während die Emission einer zusätzlichen Tonne CO_2 heute kaum ökonomische Kosten in Nordeuropa, Kanada oder der ehemaligen Sowjetunion nach sich zieht, sind die Klimaschäden durch höhere Emissionen etwa in Indien oder den Vereinigten Staaten sehr hoch. Auch Länder wie China und Brasilien sind stark betroffen (Ricke *et al.*, 2018). Für die EU wird bei einer Erhöhung der globalen Durchschnittstemperatur von 2,5°C ein Verlust von 0,2 % des Bruttoinlandsprodukts pro Jahr geschätzt (Ciscar *et al.*, 2011).

19. Der Rekordsommer hatte auch besondere soziale Effekte. Extreme Wetterereignisse bleiben im kollektiven Gedächtnis der Bevölkerung. Ein Beispiel ist der von der Gesellschaft für deutsche Sprache e.V. (2018) gewählte Begriff „Heißzeit" zum „Wort des Jahres 2018". In der Begründung hieß es, dass damit nicht nur der extreme Sommer thematisiert, sondern auch ein klarer Bezug zum Klimawandel hergestellt würde, „eines der gravierendsten globalen Phänomene des frühen 21. Jahrhunderts". Auch in der wissenschaftlichen Literatur gibt es zahlreiche Hinweise, dass persönliche Erfahrungen mit extremen Wetterereignissen eine starke Korrelation mit dem Glauben an den Klimawandel und mit der persönlichen Risikoeinschätzung hinsichtlich dessen Gefahren aufweisen (vgl. etwa Dai *et al.*, 2015; Frondel *et al.*, 2017, Schwirplies, 2018, Spence *et al.*, 2011). Letzteres ist eine wichtige Vorrausetzung dafür, dass Klimaschutzpolitiken akzeptiert und unterstützt werden (vgl. Kapitel 1.4 zum Akzeptanz-Monitoring).

20. Auch in Anbetracht dieser jüngsten Entwicklungen und der absehbaren deutlichen Verfehlung des Klimaschutzziels für 2020 empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung nachdrücklich die Verstärkung ihrer Anstrengungen. Dies betrifft neben der Reduktion von THG-Emissionen (Mitigation) auch die Anpassungen (Adaption) an die Folgen des Klimawandels. Im Rahmen der Reduktion des Treibhausgasausstoßes stellt Deutschland ein globales öffentliches Gut bereit und trägt zur Vermeidung von Klimafolgeschäden weltweit bei. Dabei gilt, dass gerade arme Länder überproportional von Klimafolgeschäden betroffen sind. Hinsichtlich der Anpassung an die Folgen des Klimawandels vor Ort sind Anstrengungen oft sogar im nationalen Interesse. Die Anpassung ökologischer, sozialer oder ökonomischer Systeme an aktuelle oder künftige klimatische Auswirkungen stiftet Nutzen bei der heimischen Bevölkerung.

21. Bezüglich der Anpassung an die Folgen des Klimawandels hat die Bundesregierung bereits vor einem Jahrzehnt die Deutsche Anpassungsstrategie an den Klimawandel (DAS) (BReg, 2008) entwickelt. Die Klimafolgen sowie mögliche Anpassungsoptionen werden in der DAS differenziert nach verschiedenen Handlungsfeldern dargestellt. Neben den oben angesprochenen Handlungsfeldern Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Energiewirtschaft und Verkehr umfasst sie weitere wie Gesundheit, Bauwesen, Hochwasser- und Küstenschutz sowie Finanz- und Versicherungswirtschaft. Tröltzsch *et al.* (2012) untersuchten die Kosten und Nutzen von Anpassungsmaßnahmen an den Klimawandel. Zwischen den untersuchten Maßnahmen zeigen sich starke Unterschiede. Die Kosten-Nutzen-Verhältnisse schwanken zwischen sehr günstigen Ergebnissen für z. B. Hitzewarnsysteme (Nutzen 400-2.500 Mio. Euro pro Jahr, Kosten 5 Mio. Euro pro Jahr) und angepasste Pflanzensorten (Nutzen bis zu 165 Mio. Euro pro Jahr, Kosten 0,24 Mio. Euro pro Jahr), bis zu sehr ungünstigen Kosten-Nutzen-Verhältnissen, u. a. bei der Anpassung des Stromleitungsnetzes (Nutzen 10-220 Mio. Euro pro Jahr, Kosten 900-1.000 Mio. Euro pro

Jahr). Gleichzeitig ist bei solchen Berechnungen große Vorsicht geboten: Bei vielen Maßnahmen können die Wirkungen nur zum Teil monetarisiert werden.

22. Die Reduktion der THG-Emissionen ist neben der Förderung der Sektorkopplung Ausgangspunkt der Überlegungen der Expertenkommission in Kapitel 11, welches die Reform des gegenwärtigen Energiepreissystems behandelt. Die Expertenkommission sieht bei ca. 50 Euro / t CO_2 einen CO_2-Preis, der einerseits die Refinanzierung der vorgeschlagenen Entlastungen beim Strompreis sicherstellt, andererseits in das Band der unterschiedlichen Schätzungen für Klimafolgeschäden fällt. Genaue Schätzungen der Klimaschäden sind schwierig und hängen auch stark von den normativen Annahmen ab (Hepburn, 2017). Das Umweltbundesamt (2018b) rechnet mit einem Kostensatz für Klimafolgeschäden von 180 Euro pro Tonne CO_2-Äq. für das Jahr 2016. Die OECD (2016) verwendet eine konservative Abschätzung von 30 Euro/t CO_2. Der IMF (2019) geht davon aus, dass ein Preis von um die 70 USD/t CO_2 nötig ist, um das Ziel des Pariser Klimaabkommens zu erreichen, die Erderwärmung auf 1,5 bis zwei Grad zu begrenzen. Der Ökonomie-Nobelpreisträger William Nordhaus schätzt die Schadenskosten einer zusätzlichen Tonne CO_2 heute auf USD 38. Unter Verwendung einer alternativen Schadensfunktion steigt dieser Wert auf 91 USD pro Tonne CO_2 (Nordhaus, 2018). Eine Bepreisung von CO_2 in der Größenordnung von 50 Euro/t CO_2 scheint in etwa die *heutigen* Schäden des Klimawandels abzubilden. Die CO_2-Preise *der Zukunft* sollten entsprechend der mittel- und langfristigen Klimaziele ausgestaltet werden.

1.3 Ansätze zur Beseitigung von Reformhemmnissen

23. Um Probleme der Energiewende anzugehen und den Klimaschutz voranzubringen, hat die Expertenkommission in der Vergangenheit zahlreiche Reformvorschläge gemacht, insbesondere im Kontext einer Energiepreisreform (vgl. Kapitel 11). Diese wurden in der Vergangenheit nur teilweise aufgegriffen. Es ist daher sinnvoll, zunächst ganz generell Ursachen von Reformhindernissen zu betrachten. Die Politikökonomie von Reformen setzt sich damit auseinander (vgl. Box 1).

Box 1: Politikökonomie von Reformen

Die Politikökonomie von Reformen beschäftigt sich mit der Analyse von Reformhindernissen und Ansatzpunkten zu deren Überwindung. Heinemann und Grigoriadis (2016) führten eine Literaturrecherche zu Reformwiderständen in EU-Staaten durch. Ihre Klassifikation gilt für Reformen in allen Politikbereichen und hat drei Kategorien:

(A) Einzelpersonen oder Gruppen einer Gesellschaft lehnen aus rationalen Gründen und unter Berücksichtigung vollständiger Informationen eine Reform ab: Ein Grund kann darin liegen, dass die Personen langfristige Reformverlierer sind (A1). Alternativ sind die Personen nur kurzfristig Reformverlierer, planen aber auch nur über einen kurzen Zeitraum (und diskontieren damit stark zukünftige Kosten und Nutzen ab) (A2). Oder eine Reform bringt einen Nettonutzen mit sich, aber der Nutzen ist mit Unsicherheiten behaftet und die Personen risikoavers (A3).

(B) Einzelpersonen oder Gruppen eine Gesellschaft lehnen aus rationalen Gründen, aber auf Basis unvollständiger Informationen eine Reform ab: Die Personen haben keine verlässlichen Informationen zu den Ergebnissen einer Reform, allerdings verlässliche Informationen in Bezug auf den Status quo (B1).

(C) Einzelpersonen oder Gruppen einer Gesellschaft lehnen aufgrund kognitiver Verzerrungen Reformen ab: Dies ist z. B. dann der Fall, wenn Personen nicht das Eigeninteresse, sondern prozedurale oder distributive Fairness betonen (C1). Gegebenenfalls bevorzugen die Personen auch einfach den Status quo (C2). Da Personen aufgrund begrenzter Aufnahmefähigkeit nicht alle Faktoren berücksichtigen können, nutzen sie Heuristiken oder Daumenregeln – sind diese verzerrend, können sie eine gute Reform unwahrscheinlich machen (C3). Letztlich kann es sein, dass die Personen die Konsequenzen (Nutzen) einer Reform für sich selbst nicht korrekt einschätzen, auch wenn die Konsequenzen der Reform eindeutig sind (C4).

Auf dieser Basis entwickeln die Autoren einen interessanten Ansatz, um die Reformfähigkeit von Ländern zu messen. Jede oben angesprochene Kategorie (A1 bis C4) wird mit einem oder mehreren Indikatoren unterlegt (z. B. mit dem Eurostat „At-risk-of poverty rate 2010“, dem Eurostat „Old-age-dependency ratio 2009“ oder dem „Hofstede Uncertainty Avoidance Index“). Ein ähnlicher Ansatz könnte für die deutsche Energiewende entwickelt werden. Ggf. nimmt sich die Expertenkommission diesem Thema in einer zukünftigen Stellungnahme an. Aus diesen eher theoretischen Überlegungen können konkrete Vorschläge zur Überwindung von Reformhindernissen im Energiewendekontext gegeben werden.

24. Reformhindernisse sind ein zentrales Problem guter, aber nicht umgesetzter Reformvorschläge. Ein zentraler Ansatzpunkt zur Überwindung von Reformhindernissen ist der Aufbau von Vertrauen. Hier liegt ein wesentliches Problem der (Energiewende-)Politik: Das Soziale Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2018, auf das im weiter unten detailliert eingegangen wird, dokumentiert das geringe und sinkende Vertrauen in die Politik. Eines der zentralen Ergebnisse des Barometers lautet: „Das Zutrauen in die politischen Verantwortlichen, die Energiewende überzeugend zu gestalten, ist eher gering und im Vergleich zur Erhebung 2017 insgesamt gesunken – insbesondere bei den Regierungsparteien.“ (Setton *et al*., 2019, S. 6). Eine Erklärung für das Ergebnis könnte sein, dass die Energiewendepolitik sich selbst konkrete und zeitabhängige Zielvorgaben gesteckt hat, die in gleich mehreren Fällen (aller Voraussicht nach bis 2020) nicht erreicht werden (vgl. Energiewende-Ampel). Es gilt also, rasch die Unterschiede zwischen Versprechungen und den Realitäten der Energiewende abzubauen.[1]

25. Ein weiterer Ansatzpunkt sind vorbildhafte Beispiele. Es steht außer Zweifel, dass gesellschaftliche Institutionen Veränderungen befördern können. Zu denken ist hier an Volksabstimmungen oder Bürgerforen. Konkret empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung die Einrichtung eines „Energiewende-Bürgerforums“. Der Empfehlung lehnt sich an die Idee der Politikforen in der Schweiz an. Diese dienen als Plattform für Debatten und Dialoge rund um politische Themen. Akteure aus verschiedenen Bereichen wie Politik, Verwaltung, Gesellschaft, Wirtschaft oder Wissenschaft kommen zusammen, um gemeinsam mit den Bürgern tragfähige Lösungen zu diskutieren. Die Foren dienen damit gleichzeitig der Bildung und Wissensvermittlung. Sie stellen eine besondere Form der Partizipation dar und stärken das Demokratieprinzip. Die Idee wird derzeit auch in anderen Varianten in der Wissenschaft diskutiert, beispielsweise auf Ebene der Europäischen Union in Form einer europäischen Bürgerversammlung („Citizens‘ Assembly“, Ciaglia *et al.*, 2018). Die EU kann ähnlich wie die Energiewende als generationsübergreifendes Gemeinschaftswerk mit Herausforderungen bei der Akzeptanz in der Bevölkerung aufgefasst werden. Ein solches Forum wäre sichtbarer Ausdruck für das „Gemeinschaftswerk“ Energiewende und könnte die Distanz zwischen Bürgern und politischen Entscheidungsträgern reduzieren.

26. Für die Ausgestaltung eines solchen Energiewende-Forums gibt es zahlreiche Möglichkeiten. An dieser Stelle sollen lediglich Anregungen gegeben werden, deren konkrete Ausgestaltung noch auszuformulieren wäre. Das Forum bringt Menschen aus unterschiedlichen sozioökonomischen Hintergründen zusammen. Ähnlich wie bei einer Stichprobenziehung sollte die Auswahl auf Basis bestimmter Kriterien (z. B. Alter, Geschlecht, Bundesland, eventuell Berufsgruppe) erfolgen, um so weit wie möglich Repräsentativität des Forums für die Bevölkerung

[1] Im Übrigen dokumentieren auch andere Quellen einen Vertrauensverlust in die Politik, z. B. der ARD-Deutschlandtrend. Der Erhebungszeitraum für die erste IASS-Nachhaltigkeitsbarometer-Haushaltsbefragung fand zwischen dem 15. Juni und dem 23. Juli 2017 statt. In diesem Zeitraum ermittelte der ARD-Deutschlandtrend, dass die Befragten noch in über 50 % der Fälle sehr großes oder großes Vertrauen in die Bundesregierung hatten. Ein historisch betrachtet ausgesprochen guter Wert. Während des zweiten IASS-Erhebungszeitraumes, 01. August bis 11. September 2018, war der Wert im Deutschlandtrend auf ca. 43 % steil gesunken (Infratest dimap, 2018). Dieser generelle Vertrauensverlust in die Politik hat aber nicht direkt mit der Energiewendepolitik im Speziellen zu tun, kann aber die Ergebnisse bezüglich des Vertrauens in die Energiewendepolitik überlagern. Derartige allgemeine Faktoren zu untersuchen liegt außerhalb des Mandats der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“.

sicherzustellen. Die Berufung in das Forum wäre ein Ehrenamt, dessen Kosten (z. B. Reisen) aber erstattet werden sollten. Auf der Agenda stünden die politisch relevanten Themen. Als Ergebnis könnten Entscheidungen (z. B. Abstimmungen ja/nein) oder Berichte (z. B. Richtlinien) entstehen, die an die relevanten politischen Entscheidungsträger in Bund, Länder und Kommunen verschickt werden. Für besonders relevante oder komplexe Themen könnten die Foren eigenständige „Kümmerer“ ernennen. Die Foren könnten mit einem Sekretariat ausgestattet werden, das bei Organisation des Prozesses und Ergebnisaufbereitung unterstützt. Das Forum erscheint als eine gute Möglichkeit die im zweiten Fortschrittsbericht von der Bundesregierung selbst erwähnten Ziele und Defizite der Akzeptanz zu adressieren, etwa „die Zustimmung zur Energiewende nicht nur abstrakt, sondern auch dort zu gewährleisten, wo sie konkret umgesetzt wird“, die Energiewende „transparent und im Dialog mit Bürgerinnen und Bürger zu gestalten“ und die Energiewende „gegebenenfalls noch besser und differenzierter zu erklären und zentrale Zielkonflikte zu erörtern“ (vgl. Kapitel 1 in (BMWi, 2019f)). Die Institutionalisierung eines solchen Forums könnte eine überzeugende Antwort der Bundesregierung sein, wie sie die Bevölkerung und ihre Akteure mitnehmen will.

27. Ein weiteres in dieser Hinsicht vorbildhaftes Beispiel, allerdings aus der Wissenschaft, ist das vom BMBF geförderte „Kopernikus-Projekt Energiewende-Navigationssystem“, kurz ENavi. Das Navigationsinstrument soll die wissenschaftlichen Erkenntnisse zur Transformation des Energiesystems bewerten und als Optionen in nachhaltige, innovative Pfade überführen. Dies geschieht im Dialog mit oben genannten Akteuren, so dass realistisch umsetzbare Lösungen entstehen. Die daraus resultierenden Maßnahmen werden in Reallaboren und Modellregionen praktisch erprobt.

28. Zur Verbesserung der Akzeptanz, gerade bei negativer individueller Betroffenheit, können spezielle Hinweise gegeben werden:

Informationen und Kommunikationsangebote sollten zielgerichtet zur Verfügung gestellt werden (vgl. Kategorien B und C oben). Ein gelungenes Beispiel sind die Stromsparchecks der Caritas. „Stromsparhelfer“ besuchen Empfänger staatlicher Transferleistungen in ihren Wohnungen, um sie situationsspezifisch zu beraten. Die Evaluatoren dieser und ähnlicher Projekte errechnen teilweise Vermeidungskosten im negativen Bereich, z. B. minus 30 Euro/t CO_2. Bei diesen Maßnahmen werden also nicht wirtschaftliche, sondern andere Hemmnisse für energieeffizientes Verhalten überwunden (Öko-Institut *et al.*, 2012). Auch die Evaluation der Energieeinsparberatung und der Energie-Checks der Verbraucherzentralen kommen zu relativ günstigen Vermeidungskosten (8 bis 22 Euro Förderbudget pro eingesparter Tonne CO_2, PWC, 2017).

Die Energiewendepolitik sollte zudem das Fairnessprinzip stärken (vgl. Kategorie C1 oben). Dies kann distributiv und prozedural geschehen. Bei der distributiven Fairness geht es um die Verteilung von Lasten. An dieser Stelle gibt es unterschiedliche Vorstellungen darüber, welche Akteure größere Verantwortung für die Energiewende tragen und wie die Kosten der Energiewende fair aufgeteilt werden sollen. Das Soziale Nachhaltigkeitsbarometer 2017 kam zu dem Ergebnis, dass 67 % der Befragten der Ansicht sind, dass die Kosten der Energiewende von den „kleinen Leuten“ getragen würden, während die Wohlhabenderen und die Unternehmen eher wirtschaftliche Vorteile haben. Diese Einschätzung war bei den einkommensschwächeren Haushalten besonders deutlich ausgeprägt (71 %). Die prozedurale Fairness, auf der anderen Seite, bezieht sich auf den Entscheidungsfindungsprozess. Dies ist gerade auch im regionalen Kontext wichtig, etwa bei größeren Energiewendeprojekten vor Ort. Hierbei kommt es darauf an, die relevanten Stakeholder frühzeitig in das Vorhaben einzubinden, sich über die Notwendigkeit der Maßnahmen auszutauschen und tatsächliche Mitwirkung zuzulassen (etwa durch institutionelle Repräsentation).

29. Eine Reihe von Sozialwissenschaftlern (z. B. Renn, 2015; Scheer *et al.*, 2014; Schweizer *et al.*, 2014) heben im Kontext energiepolitischer Maßnahmen vier Akzeptanz- bzw. Umsetzungsbedingungen (Orientierung und Einsicht, Selbstwirksamkeit, Positive Risiko-Nutzen-Bilanz sowie Identität) hervor: Erstens sollte Einsicht für die Notwendigkeit der Maßnahme vorliegen. Damit sich die Betroffenen eine konkrete Vorstellung bilden können, bedürfen sie zur Orientierung Informationen in Form von transparenten und nachvollziehbaren Argumenten. Zweitens neigen Menschen dazu, Eingriffe abzulehnen, die ihre Freiheit und Souveränität in ihren Lebensgewohnheiten negativ beeinträchtigen. Zu denken ist hier z. B. an die Überlassung von Elektrofahrzeugen als Strompuffer. Drittens ist Akzeptanz umso eher zu erwarten, je mehr die geplanten Maßnahmen einem selbst oder Menschen zugutekommen, die man besonders schätzt. Auch wenn das Allgemeinwohl gestärkt wird, ist mit einer höheren Akzeptanz zu rechnen. Auch Risikoabwägungen sind wichtig. Dies umfasst sowohl objektive (wissenschaftlich quantifizierbare) als subjektiv empfundene Risiken. Risikoabwägungen spielen gerade auch für PtX- bzw. Wasserstoff-Technologien eine Rolle (Schulte *et al.*, 2004; vgl. Kapitel 3). Viertens ist die Akzeptanzbereitschaft umso höher, je mehr man sich mit einer Maßnahme auch emotional identifizieren kann.

30. Die Expertenkommission wiederholt in diesem Zusammenhang zwei besonders wichtige Prinzipien zu informatorischen (weichen) Maßnahmen aus der Verhaltensökonomik („Nudges“, vgl. Kapitel 5.3 in EWK, 2015): 1) „multiple Strategien anwenden, um Faktoren zu adressieren, die einer Verhaltensänderung entgegenstehen“ sowie 2) „partizipative Methoden der Entscheidungsfindung anwenden“. Unklar ist, inwieweit soziale Medien bzw. dortige selektive Informationen dazu beitragen, geringere Konsensfähigkeit in der Gesellschaft auszubilden und die Distanz zwischen Politik und Bürger zu vergrößern. Es wird der Bundesregierung daher empfohlen, entsprechende Analysen im Kontext der Energiewende anzustoßen.

31. Die Bundesregierung setzt sich bereits in vielfältiger Weise mit der Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung auseinander, etwa im Kontext des Erneuerbaren- und Stromnetz-Ausbaus: „Bis Herbst 2019 wird auf Basis des Maßnahmenplans Stromnetzausbau sowie der Ergebnisse der Koalitionsgruppe zu Akzeptanzfragen und der Kommission WSB (Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung) über konkrete Akzeptanzmaßnahmen und über Förderbedingungen entschieden, ebenso über die weiteren Ausbaupfade für erneuerbare Energien im Stromsektor bis 2030.“ (vgl. Kapitel „Zentrale Botschaften des zweiten Fortschrittsberichts“ in (BMWi, 2019f)). Aber auch in anderen Themenfeldern der Energiewende gibt es zahlreiche akzeptanzrelevante Aktivitäten, u. a. im Kontext der Energieeffizienz (z. B. Informations- und Aktivierungskampagne „Deutschland macht’s effizient“), im Gebäudebereich (z. B. „Informations- und Kompetenzzentrum für zukunftsgerechtes Bauen“ und „Energiewendeplattform Gebäude“), im Verkehr (z. B. „Öffentlichkeitsbeteiligung im Bundesverkehrswegeplan 2030“) und im Bereich Kraftwerke und Versorgungssicherheit (z. B. „Informationsplattform SMARD“). Auf europäischer Ebene werden im Rahmen des NECP-Prozesses (National Energy and Climate Plans) Konsultationen durchgeführt. „Hier kann jeder Bürger seine Meinung zu Anwendungsbereich, Prioritäten und Mehrwert neuer EU-Initiativen äußern oder bestehende Politiken und Rechtsvorschriften bewerten.“ Fraglich bleibt, inwieweit Bürger darüber informiert sind und diese Angebote wahrnehmen. Fraglich bleibt auch, inwieweit diese Maßnahmen tatsächlich zur Akzeptanz der Energiewende beitragen. Die Expertenkommission empfiehlt des der Bundesregierung, die diversen Initiativen dahingehend zu überprüfen, ob sie hinreichend Problemlagen adressieren, ob sie komplementär wirken und ob sich der gewünschte Erfolg einstellt. Denn zu Recht formuliert der zweite Fortschrittsbericht (an der Stelle des NECP-Prozesses) dazu: „Werden diese zahlreichen Beteiligungsmöglichkeiten umfassend genutzt, trägt das dazu bei, dass EU-Initiativen stärker die Positionen der Bürger widerspiegeln und sich die Bürger auf diese Weise stärker mit den Initiativen identifizieren können.“ (vgl. zur Akzeptanz insbesondere Kapitel 1, 3.2, 5.1.2, 6.1.3, 7.2 und 12.4 in (BMWi, 2019f)).

1.4 Monitoring der Akzeptanz der Energiewende

32. Ein solides Monitoring der Akzeptanz der Energiewende wird immer wichtiger. Die Akzeptanz ist bereits heute für einzelne Projekte ein sogenanntes Killerkriterium (Stichworte Netzausbau oder Windkraftanlagen). Zweifelsohne werden in der Perspektive bis 2030 bzw. 2050 Fragen der Unterstützung bzw. des Widerstands der Energiewende noch mehr in den Vordergrund rücken, wenn bei Energiepreisen, Verteilungswirkungen, Versorgungssicherheit, Flächeninanspruchnahme usw. Belastungen drohen (vgl. z. B. Kapitel 3 zu den notwendigen technologischen Transformationen und Kapitel 11 zu den notwendigen Reformen beim Energiepreissystem).

Umfragegestütztes Akzeptanz-Monitoring

33. Wie der zweite Fortschrittsbericht der Bundesregierung herausstellt, schlug die Expertenkommission in ihrer letzten Stellungnahme ein Monitoring der Akzeptanz der Energiewende auf drei Ebenen vor (vgl. Kapitel 1 in (BMWi, 2019f) und Kapitel 1.2 in EWK, 2018). Dies erlaubt komplexe Ergebnisse von Umfragen einzuordnen und praktikable Schlüsse zu ziehen. Die Dreiteilung lautet wie folgt:

1. Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator)
2. Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende
3. Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit

34. Allein im Jahr 2018 veröffentlichten wieder eine Reihe von Institutionen Umfrageergebnisse. Auffallend ist, dass die Mehrheit der Erhebungen zwar Fragen zum Erneuerbaren-Ausbau stellt, aber nicht explizit das Oberziel der Energiewende, den Klimaschutz, abfragt (mit Ausnahme von envia *et al.*, 2018). Dies ist bedauerlich, da in den letzten Jahren festzustellen war, dass der Erneuerbaren-Ausbau keine Garantie für Treibhausgasreduktionen darstellte, nicht einmal im Elektrizitätssektor.

35. Die nachfolgende Auswahl der Umfrageergebnisse veranschaulicht die Einschätzungen der Bevölkerung zur Energiewende in der oben genannten Dreiteilung:

Ziele der Energiewende: Die generelle Zustimmung zu den allgemeinen Energiewende-Zielen bleibt weiterhin sehr hoch: Beispielsweise kommt das „Energiewendebarometer 2018“ der KfW Research (2018) zu dem Ergebnis, dass die Energiewende weiterhin von einer breiten Mehrheit befürwortet wird. 92 % der Befragten finden die Energiewende sei für Deutschland wichtig oder sogar sehr wichtig. Und in der Akzeptanzumfrage der Agentur für Erneuerbare Energien (2018) unterstützen sogar 93 % der Bevölkerung den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien. Das RWI (2018) kommt ebenfalls zum Ergebnis, dass die grundsätzliche Befürwortung der Förderung erneuerbarer Energien nach wie vor sehr hoch, die Zahlungsbereitschaft für grünen Strom über die letzten Jahre aber gesunken sei. Die hohen Zustimmungsraten fallen jedoch deutlich ab, wenn die anderen beiden vorgeschlagenen Ebenen der Akzeptanzmessung abgefragt werden:

Umsetzung der Energiewende: 70 % der Befragten halten es für sehr oder zumindest eher unrealistisch, dass die Politik bis 2050 die weitgehende Klimaneutralität erreicht. Zu diesem Ergebnis kommt die „Umfrage Energiewende Sektorkopplung“ in Zusammenarbeit der enviaM-Gruppe/LVV/VNG (2018). In der Umfrage wurde zudem vor allem die Umsetzung der Elektromobilität und die Effizienzsteigerungen im Gebäudesektor kritisch gesehen. Lediglich 49 % bzw. 54 % der Befragten waren damit „einverstanden“ bzw. „eher einverstanden“. Der „Energiemonitor 2018“ des BDEW (2018) ergab, dass es für 58 % der Bevölkerung beim Erneuerbaren-Ausbau „zu langsam“ vorangeht (6 Prozentpunkte mehr als noch 2013). Als Gründe wurden vor allem Verzögerungen durch die Politik (39 % der Befragten, Mehrfachnennungen möglich), zu hoher finanzieller Aufwand (27 %) und Blockade der Energieversorger (23 %) genannt.

Persönliche Betroffenheit: In der Akzeptanzumfrage der Agentur für Erneuerbare Energien (2018) gaben lediglich 63 % der Bevölkerung an, die Stromerzeugung mit Erneuerbare-Energien-Anlagen auch in der Nachbarschaft sehr gut oder eher gut zu finden (wie oben beschrieben, unterstützen 93 % aber generell den verstärkten Ausbau der Erneuerbaren). Die Meinung zu Windenergieanlagen im Wohnumfeld untersuchten sowohl EnBW als auch die Fachagentur Windenergie. Diese ermittelten relativ hohe Zustimmungswerte, zumindest bei Personen, die bereits eine Windenergieanlage im Wohnumfeld haben. Danach sind 82 % bzw. 78 % der Befragten „eher" oder „voll und ganz" damit einverstanden (EnBW, 2018; FA Wind, 2018). Die (DIHK, 2018) befragte in ihrem „Energiewende-Barometer 2018" zum wiederholten Male Unternehmen. Seit 2015 halten sich hier Risiken und Chancen die Waage. Auf einer Skala von -100 („sehr negativ") bis +100 („sehr positiv") bewerteten die Unternehmen die Auswirkungen der Energiewende auf die Wettbewerbsfähigkeit durchschnittlich mit -2,1 (2017: +1,0; 2016: +0,8; 2015: -3,4; 2014: -12,8).

36. Eine neue umfangreiche, regelmäßig durchgeführte Akzeptanz-Erhebung liegt mit dem sogenannten „Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende" vor. Auch der zweite Fortschrittsbericht der Bundesregierung geht auf die Ergebnisse dieser Untersuchung ein (vgl. Kapitel 1 in (BMWi, 2019f)). Das Barometer wird federführend vom Institut für transformative Nachhaltigkeitsforschung (IASS) in Kooperation mit dem Kopernikus-Projekt E-Navi erhoben. Mit „forsa.omninet" hat forsa dazu ein Haushalts-Panel aufgebaut, das bevölkerungsrepräsentative Erhebungen per Internet ermöglicht. Befragt wurde jeweils die Person in einem Haushalt, die –allein oder gemeinsam mit dem Partner – entscheidet, wenn es um finanzielle Dinge geht. Auch Nichtinternetnutzer nahmen an der Befragung teil (über ihr Fernsehgerät), so dass auch diese Teile der Bevölkerung einbezogen wurden und die Studie repräsentativ für die Grundgesamtheit bleibt. Das Barometer liegt mittlerweile für die Berichtsjahre 2017 und 2018 vor, so dass erste positive und negative Trends erkannt werden können. Neben rein quantitativen Daten werden zudem qualitative Fragen erhoben, um die Forschungsgegenstände umfassender bearbeiten und die quantitativen Ergebnisse besser interpretieren zu können. Zu diesem Zweck wurden im Barometer leitfadengestützte Interviews (7.843 im Jahr 2017, 6.594 im Jahr 2018) mit relevanten Experten und Gruppendiskussionen durchgeführt (Setton *et al.*, 2017, 2019). Einen Überblick zu Einschätzungen der Befragten im Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer 2017 und 2018 in den von der Expertenkommission vorgeschlagenen Ebenen der Akzeptanz zeigt Tabelle 6.

37. Auf der Ebene der Energiewendeziele zeigen die Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer 2017 und 2018 hohe Zustimmungswerte. Dies entspricht den Ergebnissen der weiter oben genannten Umfragen. Die Bewertungen innerhalb der einzelnen Subkriterien (Ausstieg aus der Kernenergie, Ausbau von erneuerbaren Energieträgern, Ausstieg aus der Kohle usw.) haben sich in diesem Zeitraum lediglich um maximal 4 Prozentpunkte verändert. Am besten schneidet der Ausbau erneuerbarer Energieträger ab, mit einer Zustimmung in der Bevölkerung von 82 %, am „schlechtesten" der Ausstieg aus der Kernenergie und der Ausstieg aus der Kohle mit (immerhin) jeweils 64 % Zustimmung. Für das Berichtsjahr 2018 erstmals erhoben wurde die Zustimmung bezüglich des Ausbaus der Elektromobilität. Hier liegt die Zustimmung bei 55 %.

38. Allerdings wird in der Bevölkerung die Umsetzung der Energiewende zunehmend kritisch gesehen. Die Teilnehmer der Umfragen 2017 und 2018 sollten jeweils die Umsetzung anhand der folgenden Eigenschaftspaare bewerten: „Teuer – Kostengünstig", „Ungerecht – Gerecht", „Elitär – Bürgernah", „Chaotisch – Geplant" und „Schlecht – Gut". In jeder der betrachteten Kategorien nahm der Anteil der Bevölkerung zu, der jeweils dem negativen Begriff zustimmte (also „Teuer", „Ungerecht" usw.). Mittlerweile halten 75 % der Befragten die Umsetzung der Energiewende für „teuer", 60 % für „chaotisch".

39. Geringe Zustimmungswerte erhalten auch die Fragen, die sich mit der Akzeptanz bei persönlicher Betroffenheit von Energiewendemaßnahmen beschäftigen. Am deutlichsten ist dies bei der Einschätzung der Befragten des Barometers 2017 hinsichtlich der eigenen finanziellen oder wirtschaftlichen Situation zu erkennen. Lediglich

8 % der Befragten gehen davon aus, dass die Energiewende in den nächsten zehn Jahren auf sie eher positive Auswirkungen haben wird. 53 % der Befragten gehen eher von negativen Auswirkungen aus. Hinsichtlich der eigenen beruflichen Tätigkeit sehen 11 % der Befragten die Energiewende eher positiv, und nur 7 % eher negativ. Der Großteil (82 %) ist mit Blick auf die eigene berufliche Tätigkeit also neutral. Der Grund dafür liegt darin, dass nur wenige Menschen in von der Energiewende (stark) betroffenen Unternehmen arbeiten. Relativ positiv bewerten die Menschen die Auswirkungen der Energiewende auf das eigene Wohnumfeld (30 % positive Bewertung, lediglich 13 % negative Bewertung).

Tabelle 6: Fragen im Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer

Ebene	Beispiele	Einschätzung in %	
		2017	2018
Ziele der Energiewende	„Die Energiewende umfasst eine Reihe von energiepolitischen Zielsetzungen.“ Ich befürworte bzw. befürworte stark:		
	• Ausstieg aus der Kernenergie	68	64
	• Ausbau von erneuerbaren Energieträgern	82	82
	• Ausstieg aus der Kohle	63	64
	• Ausbau überregionaler Stromnetze	63	66
	• Steigerung der Energieeffizienz		85
	• Senkung des Energieverbrauchs	84	78
	• Ausbau Elektromobilität	80	55
Umsetzung der Energiewende	„Im Folgenden Sehen Sie eine Liste mit verschiedenen Eigenschaftspaaren. Bitte markieren Sie jeweils, wie Sie ganz spontan die Energiewende in Deutschland bewerten würden.“ -3 bis -1 (negative Eigenschaft) / neutral bzw. weiß nicht / 1 bis 3 (positive Eigenschaft):		
	• teuer – kostengünstig	66 / 17 / 17	75 / 15 / 10
	• ungerecht – gerecht	48 / 30 / 22	51 / 28 / 21
	• elitär – bürgernah	41 / 39 / 20	47 / 34 / 19
	• chaotisch – geplant	52 / 23 / 25	60 / 22 / 18
	• schlecht – gut	33/ 25 / 42	47 / 22 / 31
Persönliche Betroffenheit	„Was denken Sie, wird die Energiewende in den nächsten zehn Jahren auf Sie eher positive oder negative Auswirkungen haben?“ eher positive / eher negative / neutral bzw. weiß nicht:		
	• Meine berufliche Tätigkeit.	11 / 7 / 82	Nicht erhoben
	• Mein Wohnumfeld.	30 / 13 / 57	
	• Meine finanzielle oder wirtschaftliche Situation.	8 / 53 / 39	
	• Meine Mobilität, also Umfang und Art der von mir genutzten Verkehrsmittel.	27 / 25 / 48	
	• Meine Ausstattung mit neuer Technik.	45 / 9 / 46	

Quelle: Eigene Darstellung nach Setton *et al.* (2017; 2019) und persönlicher Kommunikation

40. Diese genannten Fragen nach der persönlichen Betroffenheit wurden im Barometer 2018 nicht mehr gestellt. Stattdessen wurde u. a. der Anteil der Bevölkerung ermittelt, der sich von Windanlagen im Wohnumfeld gestört fühlt. Dies kann als Vertiefungsfrage zur Frage nach den Auswirkungen auf das eigene Wohnumfeld im Barometer 2017 verstanden werden. 7 % der Befragten, die in einer Distanz zwischen drei und fünf Kilometer

ein bis fünf Windanlagen in Wohnumgebung haben, fühlen sich davon (ein wenig oder stark) gestört. Bei einer Distanz von unter einem Kilometer und über 20 Windanlagen liegt der Anteil bei 53 %. Es überrascht nicht, dass die Menschen sich umso mehr gestört fühlen, je höher deren Betroffenheit ist. Wichtig ist aber zu berücksichtigen, dass der erforderliche Erneuerbaren-Ausbau bei der Windkraft das Problem zukünftig verschärfen wird.

41. Nicht in der Tabelle 6 ersichtlich, aber stimmig zur Einschätzung der eigenen finanziellen oder wirtschaftlichen Situation, ist der Anteil der Bevölkerung, der von erhöhten Strompreisen durch die Energiewende ausgeht (73 % der Befragten des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers 2017). Dass die Energieversorgung durch die Energiewende langfristig kostengünstiger wird, glaubte 42 % der Befragten nicht. Die Ausnahmeregeln der EEG-Umlage für die energieintensiven Wirtschaftszweige waren für 77 % der Bevölkerung nicht nachvollziehbar. Die Begründung der Bundesregierung, dies sei aus Wettbewerbsgründen notwendig, verbesserte das Ergebnis nur wenig (66 %). Die Gerechtigkeitsvorstellungen der Mehrheit der Bevölkerung und die Politik der Bundesregierung fallen an dieser Stelle auseinander.

42. Auf Basis der Informationen der Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer 2017 und 2018 kommt die Expertenkommission zu nachfolgender zusammenfassender Bewertung zur Akzeptanz der Energiewende (vgl. Tabelle 7):

Tabelle 7: Zusammenfassende Bewertung der Akzeptanz

Dimension	Indikator	
Akzeptanz	Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator)	🟢
	Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende	🔴
	Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit	🔴
Zielerfüllung: 🟢 wahrscheinlich 🟡 nicht sichergestellt 🔴 unwahrscheinlich		

Quelle: Eigene Darstellung

43. Alle Umfragen stehen vor der Herausforderung, möglichst das zu messen, was gemessen werden soll. Eine Problemquelle ergibt sich aus dem Design der Umfrage. Es ist z. B. bekannt, dass die Reihenfolge der Fragenstellung einen Einfluss auf die Antworten haben kann. Wird eine Frage, die im Allgemeinen relativ kritisch beantwortet wird (etwa die Notwendigkeit des Netzausbaus), vorne gestellt, dann fallen nachfolgende Fragen (etwa zu den weniger kritischen Zielen der Energiewende an sich) ggf. ebenfalls kritischer aus. Ähnliche Effekte ergeben sich durch die Wortwahl oder durch das Vorgeben von Antwortskalen. Daneben gibt es die bekannten Effekte der sozialen Erwünschtheit bestimmter Antworten. Hinzu kommt, dass die Akzeptanz in Umfragen lediglich in einer hypothetischen und nicht in einer realen Situation gemessen wird (Löschel *et al.*, 2013). Ein Beispiel für eine Frage, bei der die hypothetische Antwort von einem tatsächlichen Verhalten abweichen könnte, ist, ob sich Umfrageteilnehmer vorstellen können, in eine intelligente Heizungssteuerung zu investieren. Laut Umfrage kann sich das etwa ein Drittel der Bevölkerung gut vorstellen. Da diese Antwort jedoch in einem hypothetischen Kontext erhoben wird, muss sich niemand tatsächlich entsprechend verhalten. Bisweilen haben die Befragten sogar einen Anreiz, nicht wahrhaft bzw. strategisch zu antworten. Das ist dann der Fall, wenn die Befragten glauben, dass ihre Antworten Dritte in ihren Handlungen beeinflussen können. Ein Beispiel dafür könnte die hohe Ablehnung bei der EEG-Ausnahmeregelung für die Industrie sein, wenn Befragte davon ausgehen, dass die Bundesregierung die ablehnende Haltung im Falle einer Novelle berücksichtigen würde (Bertrand und Mullainathan, 2001; Carson und Groves, 2007; List und Gallet, 2001).

44. Die Forscher des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer begegnen diesen Problemen, indem die Fragen vorsichtig formuliert und ausgewählt werden. Beispielsweise werden tendenziöse Fragen ausgeschlossen, um u. a. das Phänomen der sozialen Erwünschtheit zu reduzieren. Außerdem wird eine 5-stufige Likert Skala mit Mittelkategorie verwendet, so dass Befragte die Wahlfreiheit besitzen, entweder neutral zu antworten, oder mit einer Tendenz ins Positive oder Negative. Dass Verzerrungen aufgrund einer hypothetischen Situation statt einer realen Situation auftreten können, wird bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt. Im konkreten Fall des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers 2018 wurden die Ergebnisse vor Veröffentlichung zusätzlich in einem Workshop im Frühjahr 2019 mit Energie- und Umfrageexperten eingehend diskutiert. Alle im Booklet des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer deskriptiv dargestellten Ergebnisse wurden mittels unterschiedlicher Verfahren der Inferenzstatistik (z. B. Varianzanalyse, Regression) überprüft. Somit können die auf Grundlage der Daten der Stichprobenerhebung getroffenen Aussagen unter Anwendung von Wahrscheinlichkeitsrechnungen auf die zugehörige Grundgesamtheit (hier Haushalte in Deutschland) verallgemeinert werden. Forsa hat den Fragebogen in einem Pretest geprüft.

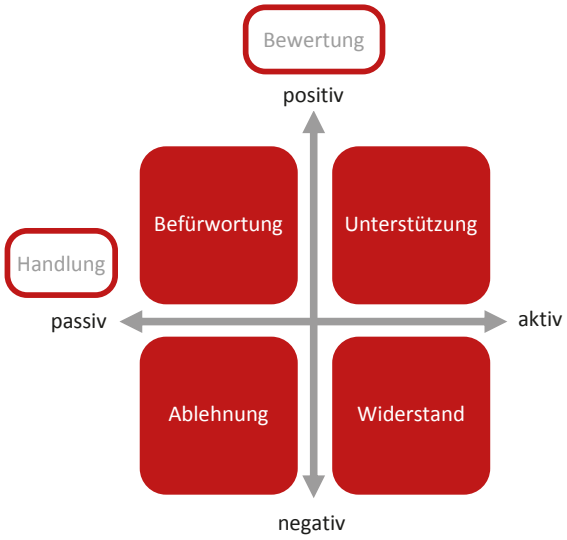
Möglichkeiten der Komplementierung des Monitorings

45. Die Zurverfügungstellung von zusätzlichen Informationen für die Befragten kann die Ergebnisqualität einer Befragung deutlich verbessern. Ein wesentliches Problem einer (Online-)Befragung von Haushalten zur Energiewende besteht darin, dass die Befragten in vielerlei Hinsicht kein eigenes Erfahrungs- oder Hintergrundwissen für die Beantwortung der Fragen mitbringen. Es ist sehr wahrscheinlich, dass sich die Befragten eine Welt, in der fossile Energieträger nicht (klimawirksam) für Strom, Wärme oder Mobilität eingesetzt werden, nur sehr begrenzt vorstellen können. Auch liegen die Konsequenzen eines länger anhaltenden Blackouts nicht in ihrem Erfahrungsbereich. Zusätzliche Informationen können sich an dieser Stelle als sehr wirksam erweisen. Ein gutes Format sind die in Abschnitt 1.3 empfohlenen „Energiewende-Bürgerforen“.

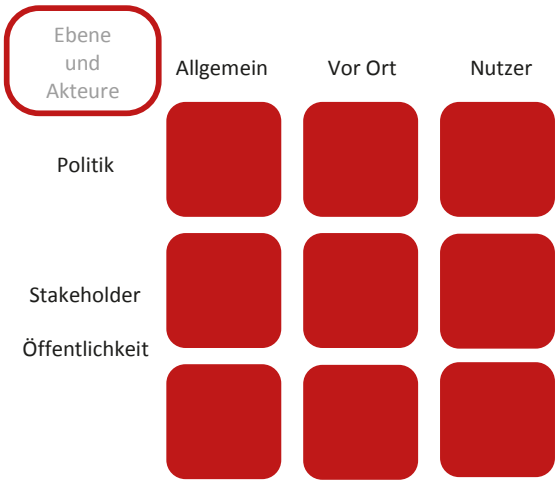
46. Die Expertenkommission regt zusätzlich die Analyse auf Basis kombinierter Merkmale an. Wie bereits in der Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht beschrieben kann die Akzeptanz entlang der Dimensionen „Handlung“ (passiv und aktiv) und „Bewertung“ (negativ und positiv) gemessen werden (vgl. Kapitel 13.1 in EWK, 2014). Im Quadranten des „Widerstands“ (vgl. Abbildung 2) finden sich jene Personen, die bei einer negativen Bewertung der Sachlage aktive Handlungen unternehmen. Wie weit diese aktiven Handlungen gehen (z. B. von negativen Statements in persönlichen Gesprächen bis zur Teilnahme an Protestaktionen), kann nicht eindeutig vorhergesagt werden. Im Datensatz von Umfragen können Schnittmenge von Merkmalen ausgewertet werden. Eine Schnittmenge im gerade beschriebenen Sinne wäre z. B. all diejenigen Umfrage-Teilnehmer im Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer, die sich sowohl aktiv an einer Energiegenossenschaft beteiligen (7 % der Bevölkerung) als auch die Umsetzung der Energiewende als ungerecht empfinden (48 % der Bevölkerung). (Die Schnittmenge (sogenannte Konjunktion) liegt zwischen 0 und 7 % der Bevölkerung.[2]) Die rote Ampelbewertung beim Indikator „Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit“ könnte dann ggf. differenzierter dargestellt werden: „rot“ weiterhin für unzufriedene aktive Personengruppen (die zahlenmäßig klein sein mag, aber ggf. den Gang an die Presse nicht scheut), und „gelb“ für unzufriedene aber passiv bleibende Personengruppen. Auch die Analyse nach Ebenen (z. B. allgemein, vor Ort, Nutzer) und Akteuren (z. B. Politik, Stakeholder, Öffentlichkeit) kann zur Differenzierung beitragen (vgl. Abbildung 2). Abschnitt 1.3 gibt zusätzliche Hinweise bezüglich Möglichkeiten der Verbesserung der Akzeptanz bei negativer persönlicher Betroffenheit.

[2] 0 %, wenn unter den 7 % der Bevölkerung, die sich aktiv an einer Energiegenossenschaft beteiligen, niemand die Umsetzung der Energiewende als ungerecht empfindet; 7 %, wenn unter den 7 % der Bevölkerung, die sich aktiv an einer Energiegenossenschaft beteiligen, alle die Umsetzung der Energiewende als ungerecht empfinden. Wahrscheinlich liegt der wahre Wert dazwischen.

Abbildung 2: Wichtige Dimensionen der Akzeptanz



Quelle: Eigene Darstellung nach Schweizer-Ries (2008)



Quelle: Eigene Darstellung nach Upham *et al.* (2015)

47. Eine weitere Empfehlung ist das Zusammenführen der subjektiven Einschätzungen aus der Befragung mit objektiven Daten. Relativ viele Befragte geben an, die Ausnahmeregelungen bei energie- bzw. stromintensiven Industrien als ungerecht zu empfinden und fühlen sich ggf. negativ davon betroffen. Doch wie hoch ist das Maß der negativen finanziellen Betroffenheit tatsächlich, wenn objektive Daten hinzugezogen werden? Eine wichtige Maßzahl, auf welche die Expertenkommission bereits in der Vergangenheit hingewiesen hatte, ist der HCLI-Indikator. Der „High Cost/Low Income"-Ansatz bezieht überdurchschnittlich hohe Energiekosten auf geringes Einkommen und bildet auf diese Weise ein Maß für Energiearmut. Ein Haushalt wird dabei als von Energiearmut gefährdet definiert, wenn dieser Ausgaben für Energie über den Medianausgaben der Grundgesamtheit aufweist und das verfügbare Äquivalenzeinkommen des Haushalts nach Energieausgaben zudem unterhalb der offiziellen Armutsgrenze liegt (vgl. Kapitel 7.2 in EWK, 2014). Wenn es also gelingt – neben dem Einkommen, das ebenfalls im Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer abgefragt wird – objektive Daten zu Energiekosten mit den Datensatz des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers zu kombinieren, kann überprüft werden, ob die subjektiven Einschätzungen weiterhin Bestand haben. Diese und ähnliche Verteilungsfragen sind für das Gelingen der Energiewende relevant (vgl. Verteilungsfragen im Abschnitt 1.5). Bei Verteilungsfragen sind auch die Einschätzungen der Industrie relevant.

48. Das Soziale Nachhaltigkeitsbarometer erhebt neben den Zustimmungswerten zur Energiewende auch das Wahlverhalten. Mehr als 94 % der Anhänger von CDU/CSU, SPD, Linke und Bündnis 90/Die Grünen und 87 % der FDP- sowie 62 % der AfD-Anhänger befürworten die Energiewende. Es könnte also in einem weiteren Schritt untersucht werden (zumindest im Sinne einer Korrelationsanalyse), inwiefern Energiearmut und Wahlverhalten zusammenhängen. Es ist wohlbekannt, dass rechtspopulistische Parteien in Deutschland und auch in anderen EU-Staaten energiewende-kritische Positionen vertreten (Hess und Renner, 2019).

49. Ergänzt werden sollte das Akzeptanz-Monitoring um die Untersuchung kausaler Effekte und realer Implementierung. Dies kann von einer repräsentativen Umfrage nicht geleistet werden, die eben Korrelation und hypothetische Auswirkungen betrachtet. Um kausale Effekte politischer Maßnahmen zu messen, wurden in der

empirischen Ökonomie in den vergangenen Jahrzehnten zahlreiche eigenständige Methoden entwickelt (vgl. Kapitel 3.5 in EWK, 2014). Dazu sollten zunehmend quasi-experimentelle Ansätze genutzt werden, etwa Reallabore oder Feldexperimente, die reale (offenbarte) Akzeptanz ausgewählter Maßnahmen der Energiewende beleuchten können. Dies ermöglicht auch die Berücksichtigung konkreter Vor-Ort-Bedingungen, etwa Größe des Projekts, geographische Nähe, ländliche und sozioökonomische Struktur, Partizipation, Kompensation, Zeitverlauf usw. Diese Charakteristika wirken sich dann ganz konkret auf die lokale Akzeptanz oder auch (kausal und quantifizierbar) z. B. auf die Grundstückswerte der Anwohner vor Ort aus. Entsprechende Analysen sollten das Monitorings der Akzeptanz der Energiewende fallbezogen komplementieren.

1.5 Verteilungswirkungen

50. Die Akzeptanz und politische Durchsetzbarkeit von Maßnahmen im Kontext der Energiewende hängt stark von den damit einhergehenden Verteilungswirkungen ab. Es ist zu konstatieren, dass die Energiewende im Stromsektor im Prinzip mit der Einführung der EEG-Umlage einkommensschwache Haushalte überdurchschnittlich belastet. Frondel und Sommer (2018) zeigen für den Fall eines einkommensschwachen Einpersonenhaushaltes mit einem jährlichen Stromverbrauch von 1.677 kWh, dass sich das Verhältnis von Stromkosten zu steuerlichem Existenzminimum von 4,8 % im Jahr 2006 (erstes Jahr der Beobachtung) auf 6,4 % im Jahr 2016 erhöht hat. Im Bereich der Wärmeversorgung hat sich die Situation hingegen eher etwas entspannt. Ein ähnliches Ergebnis weist auch das DIW (2018) aus, das im Auftrag des BMWi im Rahmen des Vorhabens „Makroökonomische Wirkungen und Verteilungsfragen der Energiewende“ Einzeldaten des Sozioökonomischen Panels (SOEP) sowie der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) analysierte. Über die Einkommensgruppen betrachtet sind die Stromkosten eindeutig regressiv, d. h. die ärmeren Haushalte geben einen größeren Anteil ihres Nettoeinkommens dafür aus als die reicheren: Im 1. Dezil wenden die Haushalte im Durchschnitt 6,5 % des Nettoeinkommens für den Stromverbrauch auf, im obersten Dezil nur 1,0 %. Über alle Haushalte sind es 2,4 %. Strom ist damit ein „inferiores Gut“, das bei zunehmenden Haushaltseinkommen relativ weniger nachgefragt wird. Zu bedenken ist zudem, dass einkommensschwache Haushalte auch weniger Möglichkeiten zu Anpassungen haben, etwa, weil diese Haushalte bereits sehr sparsam leben und kaum Zusatzausgaben für klimafreundliche Haushaltsgeräte tätigen können. Es ist davon auszugehen, dass Maßnahmen zur Abschwächung von weiteren Strompreisanstiegen und zur sozialen Abfederung ihrer regressiven Wirkungen zukünftig noch drängender werden, da die Strompreise aller Voraussicht nach weiter steigen werden, sollten keine konkreten Reformschritte eingeleitet werden (vgl. Kapitel 11). Gründe dafür sind zum einen steigende Preise für Emissionszertifikate und höhere Netzentgelte. Zudem existieren bekanntlich sehr ambitionierte Ziele beim Ausbau der Erneuerbaren (vgl. Kapitel 5) und für Speichertechnologien. Diese Faktoren dürften die langfristig sinkende EEG-Umlage für Bestandsanlagen überkompensieren. Einkommensschwache Haushalte würden von den Steigerungen der entsprechenden Strompreisbestandteile (plus zurechenbare Mehrwertsteuer) überdurchschnittliche betroffen sein.

51. Einen Sonderfall stellen Haushalte dar, bei denen Stromsperren verhängt wurden. Nach der Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) hat der Grundversorger das Recht, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in Höhe von mindestens 100 Euro und nach entsprechender Androhung zu unterbrechen. Die Zahl der davon betroffenen Haushalte liegt gegenwärtig bei etwa 330.000 (Berichtsjahr 2017) und bewegt sich damit auf dem Niveau der Jahre 2012-2013 (BNetzA/BKartA, 2019). Wie die

Expertenkommission bereits in früheren Stellungnahmen darstellte, ist zwar ein vergleichsweise niedriges Nettoäquivalenzeinkommen[3] ein charakteristisches Merkmal für das Auftreten von Stromsperren, dieser Umstand ist aber nicht der einzige Grund. Stromsperren haben ihre Ursachen in einer Überschneidung mehrerer Problemlagen, z. B. geringe Finanz- und Planungskompetenz, bestehende Schulden, (sehr) schlechte Energieeffizienz oder kritische Lebensereignisse. Damit wird auch deutlich, dass steigende bzw. fallende Strompreise die Anzahl von Stromsperren beeinflussen können, aber nicht allein dafür ausschlaggebend sind. Der in Kapitel 11 beschriebene Vorschlag der Expertenkommission zur Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie würde auf jeden Fall den Strompreis entlasten und das Problem der Stromsperren diesbezüglich entspannen. Als weitere Instrumente kommen die Stärkung von energiebezogenen Beratungsangeboten oder die Bezuschussung von Energieeffizienzinvestitionen für sozial schwache Haushalte in Frage. Auch eine Konkretisierung[4] des Mahnverfahrens kann sinnvoll sein. Inklusionskontingente (also eine „Strom-Flatrate“ bis z. B. 1.000 kWh pro Jahr und Haushalt) sind hingegen nicht zielführend, da die Kontingente für kleine Haushalte mehr Konsummöglichkeiten schaffen als für große (Heindl und Löschel, 2016).

52. Im Industriesektor ergeben sich Verteilungswirkungen der Energiewende u. a. durch die Entlastungsregelungen beim Strompreis wie der Besonderen Ausgleichsregelung nach § 63 ff. EEG 2017. Zwar nahm die Anzahl der begünstigten Unternehmen und Unternehmensteile im produzierenden Gewerbe in den letzten Jahren ab (2015: 2.114, 2016: 2.044, 2017: 1.979), gleichzeitig nahmen jedoch die Entlastungen der Unternehmen in Mrd. Euro (2015: 4,9, 2016: 5,1, 2017: 5,5) und der Anteil der Privilegierung an der EEG-Umlage in ct/kWh (2015: 1,41, 2016: 1,45, 2017: 1,64) in den letzten Jahren zu. Der aktuelle Anteil der Privilegierung in Höhe von 1,64 ct/kWh (bei einer EEG-Umlage 2017 von 6,88 ct/kWh) bedeutet, dass die Besondere Ausgleichsregelung mit 24 % finanziert wird. Das ist ein Prozentpunkt mehr als 2015 und 2016. Diese weiterhin zunehmende Entlastung der begünstigten Unternehmen bewirkt einen immer größeren Umverteilungseffekt, da sie jeweils von den nicht begünstigen Stromverbrauchern (private Haushalte, Gewerbe und nichtprivilegierte Industrie) zusätzlich zu tragen ist. Zu bedenken ist auch, dass mit ca. 525.000 die Anzahl der Beschäftigten in den von der Besonderen Ausgleichsregelung bessergestellten stromkostenintensiven Unternehmen und Schienenbahnen relativ gering ist. Dies entspricht 1,3 % aller Erwerbstätigen in Deutschland (BMWi/BAFA, 2018, BDEW,2019, Destatis, 2018). Aufgrund des Verhältnisses von Aufwand zu Beschäftigten kann die Expertenkommission der Aussage der Bunderegierung nicht uneingeschränkt folgen, dass „Entlastungsregelungen bei Energiepreisen und -kosten für die privilegierten energieintensiven Unternehmen weiterhin einen unverzichtbaren Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland [leisten]“ (vgl. Kapitel 10.1.4 in (BMWi, 2019f)). Der zweite Fortschrittsbericht formuliert an dieser Stelle erneut Argumente, die von Interessensgruppen gerne aufgenommen werden, um Druck auf die Bundesregierung und die Energiewende auszuüben (vgl. auch Kapitel 7.8 in EWK, 2016). Die Gefahr der Abwanderung besteht zwar perspektivisch durchaus immer. Aktuelle empirische Belege für eine energiepolitisch getriebene Abwanderung finden sich aber kaum (Martin *et al.*, 2014, 2016).

53. Auf europäischer Ebene wird das Thema „Energiearmut“ und dessen Monitoring bereits als politische Priorität eingestuft. Die Europäische Kommission richtete dazu im Dezember 2016 eine EU-Beobachtungsstelle für Energiearmut ein. Das Projekt ist zunächst auf 40 Monate ausgelegt und soll eine transparente Wissensbasis bzw.

[3] Das Nettoäquivalenzeinkommen ergibt sich aus der Summe der Nettoeinkommen (ohne Steuern und Pflichtbeiträge zur Sozialversicherung) der Haushaltsmitglieder dividiert durch die Summe der Personengewichte der Haushaltsmitglieder, z. B. 1,0 für den ersten Erwachsenen im Haushalt (der Person mit dem höchsten Beitrag zum Haushaltsnettoeinkommen), 0,5 für weitere Erwachsene und Jugendliche, und 0,3 für Kinder.

[4] Ziel sollte sein, die Konsequenzen des Zahlungsrückstands leicht nachvollziehbar aufzuzeigen. Die Androhung einer Stromsperre sollte deshalb optisch hervorgehoben werden und die zu erwartenden Kosten sollten deutlich aufgeführt sein. Ein zusätzliches Schreiben oder die direkte Kontaktaufnahme mit den entsprechenden Stromabnehmern kann sinnvoll sein.

innovative Praktiken zur Energiearmutsbekämpfung erarbeiten. Das EU Energy Poverty Observatory (2019) beabsichtigt die Energiearmut in den EU Mitgliedsstaaten mit einem indikatorenbasierten Monitoring zu überwachen. Dazu wurden vier Leitindikatoren definiert: (1) Rückstände bei Rechnungen von Versorgern (Strom, Wärme, Gas, Wasser etc.), (2) Hidden Energy Poverty (HEP; Anteil der Haushalte, dessen Energieausgaben unterhalb der Hälfte des nationalen Medians liegt), (3) Hoher Anteil der Energieausgaben am Einkommen (Anteil der Haushalte, dessen Energieausgaben am Einkommen mehr als doppelt so hoch liegt als beim nationalen Median-Haushalt) und (4) Unfähigkeit das Zuhause adäquat warm zu halten. Diese Ansätze unterscheiden sich von dem „High Cost Low Income“-Ansatz (HCLI), der überdurchschnittlich hohe Energiekosten auf geringes Einkommen bezieht und von der Expertenkommission präferiert wird. Damit werden verzerrende Effekte eines z. B. möglichen hohen Medianwertes im HEP-Indikator ausgeschaltet. Derzeit liegen lediglich für zwei der vier oben genannten Indikatoren Daten auf europäischer Ebene vor, nämlich für die Rückstände bei Rechnungen von Versorgern und für die Unfähigkeit das Zuhause adäquat warm zu halten. Bei diesen Indikatoren liegt Deutschland jeweils unter dem europäischen Durchschnitt.

54. Wichtiger als diese sehr allgemeinen Erkenntnisse aus den genannten Indikatoren sind jedoch Abschätzungen zu Folgen von konkreten Energiewende-Maßnahmen. Deswegen quantifiziert die Expertenkommission für ihren Vorschlag zur Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie in Kapitel 11 die Konsequenzen für verschiedene Haushaltstypen. Auch Lösungen für entstehende Verteilungsprobleme werden vorgeschlagen, etwa die Rückverteilung von Einnahmen mittels Kopfpauschalen und/oder die Entlastung beim Strompreis. Im Prinzip sollten für alle verteilungsrelevanten Maßnahmen für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende-Ziele 2030 ähnliche Berechnungen angestellt werden, ggf. auch unter Berücksichtigung von Interaktions- und Gleichgewichtseffekten.

2 Perspektive bis zum Jahr 2030

Das Wichtigste in Kürze

Die Expertenkommission möchte der Diskussion zur Fortschreibung des Energiekonzepts der Bundesregierung für das Jahr 2030 einen Impuls geben, indem sie Orientierungswerte für ein denkbares quantitatives Zieltableau herausarbeitet. Dies existiert zurzeit noch nicht, ist aber auch vor dem Hintergrund der EU-Klimaschutzverordnung geboten, wonach nationale Zielverfehlungen beim Klimaschutz im Verkehr und Wärmesektor zu hohen Strafzahlungen führen können.

Aufgrund der Vielzahl von Akteuren und Randbedingungen dürften hohe Effizienzfortschritte in der kurzen Zeit schwieriger zu erreichen sein als eine Ausweitung des regenerativen Energieangebots. Die Expertenkommission empfiehlt, auch den vermehrten Import von regenerativen (strombasierten) gasförmigen oder flüssigen Kraft- und Brennstoffen (z. B. regenerativ erzeugtes Methan oder die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz) in den Blick zu nehmen. Der Import regenerativer Energieträger stellt eine zusätzliche Option zur inländischen Substitution fossiler Energieträger dar, selbst wenn dies in vielen Fällen vielleicht nur als die zweitbeste Lösung anzusehen ist.

Als eine von mehreren Varianten lassen sich für die Fortschreibung des Energiekonzepts bis 2030 – unter der Maßgabe, dass eine Reduktion der THG-Emissionen um mindestens 55 % gegenüber 1990 erreicht werden soll – folgende Ziele ableiten:

- Die Verstromung von Kohle sollte um mindestens 60 % reduziert werden.
- Im Nicht-ETS-Sektor sollte das Ziel der EU-Klimaschutzverordnung von -38 % ggü. 2005 ergänzt werden.
- Das für 2020 bestehende Ziel von 18 % für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch sollte auf mindestens 32 % entsprechend der EU- Zielsetzung angehoben werden.
- Das Ziel für die regenerative Stromerzeugung sollte mindestens dem im Koalitionsvertrag der Bundesregierung vorgesehenen Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch entsprechen.
- Das für 2020 bestehende Ziel von 14 % für den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme sollte fortgeschrieben und auf 30-35 % angehoben werden.
- Das für 2020 bestehende EU-Ziel zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger am Endenergieverbrauch des Verkehrs in Höhe von 10 % sollte auf 20 % angehoben werden. Dabei sollte die Möglichkeit der Mehrfachanrechnung für bestimmte Energieträger entfallen.
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Reduktion des Primärenergieverbrauchs sollte im Bereich von 30 % gegenüber dem Basisjahr 2008 fortgeschrieben und um eine Minderung des Endenergieverbrauchs um etwa 20 % gegenüber 2008 ergänzt werden.
- Trotz der zunehmenden Bedeutung neuer Stromanwendungen sollte durch Einsparungen beim „klassischen“ Stromverbrauch ein Anstieg des Stromverbrauchs vermieden werden. Die bestehende Zielsetzung (2020) zur Senkung des Bruttostromverbrauchs gegenüber dem Basisjahr 2008 um 10 % sollte für 2030 beibehalten werden.
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Senkung des Wärmebedarfs (bzw. Endenergieverbrauch) für Gebäude gegenüber dem Basisjahr 2008 sollte sich künftig auf den gesamten Endenergieverbrauch für Wärme (inkl. Prozesswärme) beziehen und für 2030 im Bereich von 20-25 % angesiedelt werden (ohne Stromeinsatz für Wärme).
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr um 10% gegenüber dem Basisjahr 2005 sollte fortgeschrieben und im Bereich von etwa 25 % verortet werden.

2.1 Ausgangslage für die Formulierung energiebezogener Zielsetzungen für 2030

55. Ausgangspunkt für die Diskussion der deutschen Klimaschutzziele 2030 ist der Energie- und Klimarahmen der Europäischen Kommission vom Oktober 2014, der eine Reduktion der THG-Emissionen in der Europäischen Union um mindestens 40 % bis 2030 gegenüber 1990 vorsieht[5]. Die Reduktionsziele teilen sich auf in eine Minderung um 43 % (ggü. 2005) in den vom Europäischen Emissionshandelssystem (ETS) erfassten Wirtschaftssektoren (Energiewirtschaft, Industrie) und um 30 % (ggü. 2005) in den Nicht-ETS-Sektoren (v. a. Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft, Abfall). Für die Nicht-ETS-Sektoren wurden in der Klimaschutzverordnung[6] verbindliche Zielen für jeden einzelnen Mitgliedsstaat festgelegt (vgl. Kapitel 4.4). Sie sieht für Deutschland eine Reduktion um 38 % ggü. 2005 vor.

56. Unter dieser Maßgabe ergibt sich eine Gesamtemissionsmenge von 589 Mio. t CO_2-Äq. im Jahr 2030, sofern die tatsächlichen, gebietsbezogenen Emissionen derjenigen Emissionsmenge entsprechen, die Deutschland im Emissionshandel rechnerisch zuzuordnen ist. Gegenüber 2005 entspricht dies einer Reduktion um 41 % bzw. auf den Ausgangswert 1990 bezogen um 53 %. Die im Energiekonzept der Bundesregierung angesetzte Minderung von 55 % gegenüber 1990 entspricht somit in etwa den Forderungen der EU[7].

57. Im Energiekonzept der Bundesregierung wird für das Jahr 2030 das Klimaschutzziel zum alleinigen quantitativen Oberziel, da die Stromerzeugung aus Kernenergie bis Ende 2022 vollständig eingestellt wird. Daneben stehen die qualitativen Ziele Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit. Aus Sicht der Expertenkommission zählt zu diesen qualitativen Zielen auch die Umweltverträglichkeit, die im Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans (National Energy and Climate Plan, NECP) angelegt ist (BMWi, 2019c), sowie die gesellschaftliche Akzeptanz.

58. Die politischen Ziele des Energiekonzepts werden auf der strategischen Ebene (Kernziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz) für das Jahr 2030 bisher lediglich mit der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 30 % unterlegt (2020: 18 %). Ein explizites Ziel zur Steigerung der Energieeffizienz besteht nicht, sondern wird über die Strategie abgebildet, den Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2008 zu halbieren. Auf der nachgeordneten Ebene, die jeweils Steuerungsziele für die Bereiche Strom, Wärme und Kraftstoffe umfasst, ist mit der Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 50% (bzw. 65 % nach dem Koalitionsvertrag) ebenfalls nur ein Ziel quantifiziert[8]. Zudem soll die Endenergieproduktivität um durchschnittlich 2,1 % pro Jahr im Zeitraum 2008-2050 erhöht werden.

59. Neben den explizit genannten Zielsetzungen im Energiekonzept sind inzwischen weitere Ziele hinzugekommen, etwa aus der europäischen Erneuerbaren Energien Richtlinie (Renewable Energy Directive (RED II)) (EU,

[5] Werden die übergeordneten Zielsetzungen der im Dezember 2018 veröffentlichten Erneuerbaren Energien-Richtlinie (Renewable Energie Directive, RED II) und der Neufassung der EU-Energieeffizienz Richtlinie (Energy Efficiency Directive (EED)) erreicht, ergibt sich nach Berechnungen auf EU-Ebene eine Minderung eher im Bereich von 45 % gegenüber 1990.

[6] Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013

[7] Zusätzlich könnten bis zu 22,3 Mio. t CO_2 aus der Landnutzung angerechnet werden. Die maximale Emissionsmenge läge damit im Jahr 2030 bei 611 Mio. t CO_2 was einer Reduktion um 51 % gegenüber 1990 entspräche.

[8] Für die Sparten der erneuerbaren Energien besteht ein explizites Ziel für den Ausbau der Windenergienutzung auf See von 15.000 MW.

2018a), die EU-weit eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf mindestens 32 % in 2030 vorsieht.[9] Dazu soll der Anteil regenerativer Kraftstoffe im Verkehr auf mindestens 14 % (inkl. Mehrfachanrechnung) gesteigert werden. Darüber hinaus besteht eine Bemühungspflicht zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältesektor um 1,3 % pro Jahr von 2020 bis 2030 (bzw. um 1 % pro Jahr für den Anteil in Wärmenetzen). Dies entspricht 27 % in 2030 (bzw. 30 % für den Anteil in Wärmenetzen). Dazu wird im NECP-Entwurf der Bundesregierung auf die „Energieeffizienzstrategie Gebäude" (BMWi, 2015) verwiesen, die zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele je nach Transformationspfad einen Anteil von 25-35 % der erneuerbaren Energien im Gebäudesektor vorsieht. Bis 2030 soll demnach eine Senkung des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs der Gebäude um 53 % gegenüber dem Basisjahr 2008 erreicht werden.

60. Zur Verbesserung der Energieeffizienz sieht die Neufassung der EU-Energieeffizienz Richtlinie (Energy Efficiency Directive (EED)) (EU, 2018b) vor, den Primärenergieverbrauch EU-weit im Jahr 2030 um 32,5 % gegenüber einer prognostizierten Referenzentwicklung zu reduzieren[10]. Hierzu melden die Mitgliedsstaaten im Rahmen der nationalen Energie- und Klimapläne ihren indikativen Beitrag an die EU, die ggf. Empfehlungen für das Erreichen des Gesamtziels ausspricht. Der deutsche Beitrag soll im Rahmen Energieeffizienzstrategie im Jahr 2019 festgelegt werden.

2.2 Szenarien im Kontext der Fortschreibung der energiebezogenen Zielsetzungen

61. Vor diesem Hintergrund möchte die Expertenkommission der Diskussion zur Fortschreibung des Energiekonzepts der Bundesregierung für das Jahr 2030 einen Impuls geben, indem sie den Vorschlag aus ihrer Stellungnahme im Jahr 2016 ergänzt und Orientierungswerte für ein denkbares Zieltableau herausarbeitet. Grundlage dafür sind die Zielsetzungen des Klimaschutzplans der Bundesregierung sowie verschiedene Szenarien, die sich an einer Reduktion der THG-Emissionen um 80-95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 orientieren (siehe Box 2 sowie Abbildung 3).

Box 2: Szenarienanalyse

Anhand von Szenarien sollen möglichst plausible und konsistente Zukünfte aufgezeigt werden. Dabei ist zu unterscheiden zwischen normativen Zielszenarien, die einen möglichen Pfad zur Erreichung der Treibhausgasminderungsziele und die hierzu erforderlichen Entwicklungen aufzeigen, und explorativen Szenarien, die im Unterschied dazu nicht vom Ziel her angelegt sind, sondern Maßnahmen und deren Wirkungen auf die Entwicklung der Emissionen untersuchen. Referenzszenarien aber auch die „Mit-Maßnahmen-Szenarien" folgen dem explorativen Ansatz.

An verschiedenen Stellen der vorliegenden Stellungnahme wird auf den Vergleich von Szenarien zurückgegriffen, um möglichst robuste Entwicklungen abzuleiten. Einen Überblick über die einbezogenen Szenarien zeigt Tabelle 8. Auch wenn einige Studien bestimmte Schwerpunkte setzen, z. B. die Zukunft des Gebäudesektors oder der Gas- und Wärmeinfrastruktur, so wird doch in nahezu allen aufgeführten Studien das Gesamtenergiesystem modelliert/betrachtet, so dass die Szenarien mit den (sektoralen) Klimaschutzzielen 2030 des Klimaschutzplans 2050 (BMUB, 2016a) bzw. mit den Energiewendezielen der Bundesregierung im Energiekonzept 2010 (BMWi und BMU, 2010) bis 2030/2050 in Beziehung gesetzt werden können.

[9] Bis 2023 prüft die Kommission, ob der Zielwert aufgrund von Kostensenkungen bei der Bereitstellung von erneuerbaren Energien bzw. eines wesentlichen Rückgangs des Energieverbrauchs erhöht werden kann oder ob dies internationale Verpflichtungen zur Emissionsminderung erfordern.

[10] Im Jahr 2023 wird eine mögliche Erhöhung der EU-Zielsetzung geprüft.

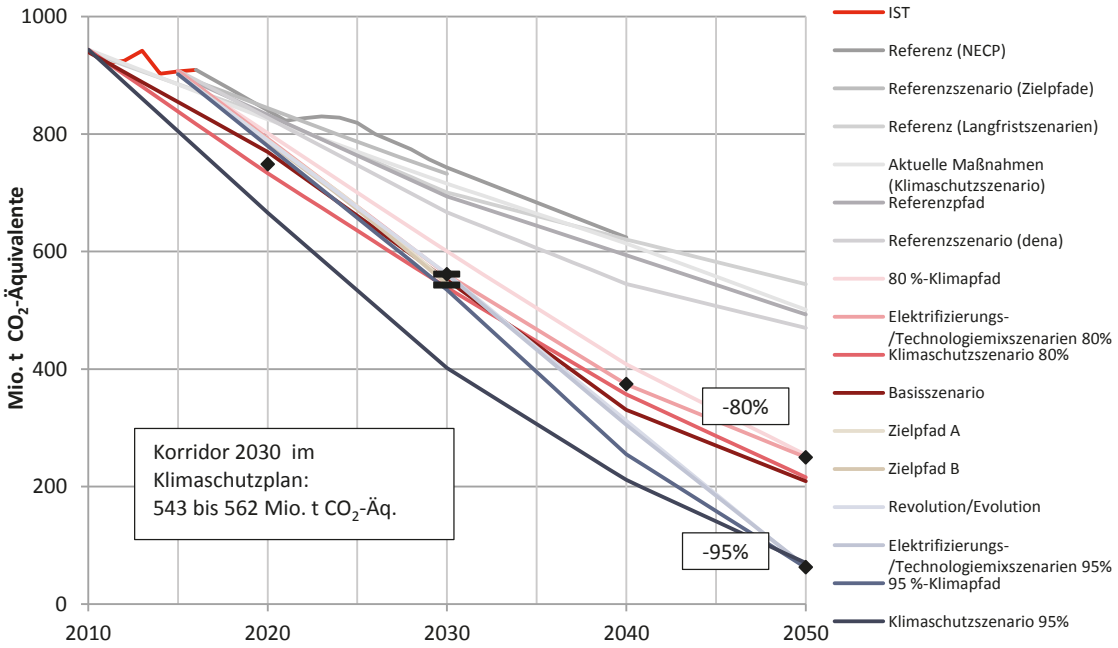
Tabelle 8: Übersicht der betrachteten Szenarien

Abgrenzung	Titel	Auftraggeber	Quelle	Szenario	THG-Ziel 2050
Gesamte THG-Emissionen	Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung	BMU	(Öko-Institut *et al.*, 2019)	Referenzszenario (Zielpfade)	-
				Zielpfad A	-
				Zielpfad B	-
	Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht	BMU	(Öko-Institut und ISI, 2015)	Aktuelle Maßnahmen (Klimaschutzszenario)	-
				Klimaschutzszenario 80%	80%
				Klimaschutzszenario 95%	95%
	Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgenabschätzungen 2030	BMWi	(Prognos *et al.*, nicht veröffentlicht)[1]	Referenz (NECP)	-
	Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013	BMU	(BMUB, 2017)	Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)	-
				Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)	-
Gesamtes Energiesystem	dena-Leitstudie Integrierte Energiewende	dena	(dena, 2018)	Referenzszenario (dena)	-
				Elektrifizierungsszenarien (80/95%)	80/95 %
				Technologiemixszenarien (80/95%)	80/95 %
	Klimapfade für Deutschland	BDI	(BCG und Prognos, 2018)	Referenzpfad	-
				80 %-Klimapfad	80/95 %
				95 %-Klimapfad	80/95 %
	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland	BMWi	(ISI *et al.*, 2017)	Referenz (Langfristszenarien)	-
				Basisszenario	80 %
Verkehr	Analyse Klimapfade Verkehr 2030	BDI	(BCG und Prognos, 2019)	Szenario E	-
				Szenario K	-
Gas- und Wärmeinfrastruktur	Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland	FNB Gas	(Frontier Economics *et al.*, 2017)	Strom	95 %
				Strom und Gasspeicher	95 %
				Strom und grünes Gas	95 %
	Energiemarkt 2030 und 2050 - Der Beitrag von Gas-und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO_2-Minderung	Gelsenwasser/ Open Grid Europe/ RheinEnergie	(ewi, 2017)	Revolution	95 %
				Evolution	95 %

[1] Unveröffentlicht, auszugsweise im Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans (NECP) (BMWi, 2019c) dargestellt.

62. Beim Blick über das Jahr 2020 hinaus ist nicht zu übersehen, dass die Absenkung der THG-Emissionen bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber 1990, schon für sich genommen ein sehr ambitioniertes Ziel ist. Bedeutet es doch selbst bei einer Zielerfüllung für 2020 eine Emissionsreduktion innerhalb von nur einer Dekade um 25 % bzw. um fast 190 Mio. t CO_2-Äq. Aus der aktuellen Perspektive (2017) muss in den kommenden 13 Jahren das erreicht werden, was in den vergangenen 27 Jahren umgesetzt wurde. Dies schließt den Wiedervereinigungseffekt ein, der nach Schätzungen des Umweltbundesamtes immerhin etwa 100 Mio. t CO_2 ausgemacht hat *(ISI et al.*, 2001).

Abbildung 3: Zeitlicher Verlauf der Treibhausgasemissionen in verschiedenen Szenarien und prozentuale Minderung gegenüber 1990



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Werte aus Öko-Institut und ISI (2015); BMUB (2016a); ewi (2017); ISI *et al.* (2017); UBA (2017); BCG und Prognos (2018); dena (2018); BMWi (2019c); Öko-Institut *et al.* (2019); lineare Interpolation fehlender Werte.

63. Der Klimaschutzplan bestätigt einerseits die Zielsetzung zur Treibhausgasminderung des Energiekonzepts der Bundesregierung von -55 % gegenüber 1990, folgt damit aber andererseits bis 2030 nicht dem dargestellten, ambitionierteren Klimaschutzszenario für das BMU mit einer 95%-Minderung bis 2050. Unabhängig davon gilt es, bis 2030 Lock-in Effekte hinsichtlich eines möglichen 95 %-Ziels zu vermeiden, das nach wie vor Teil des Korridors der Klimastrategie der Bundesregierung ist. Dies betrifft insbesondere Bereiche, in denen hohe und langlebige Investitionen getätigt werden, wie bei Gebäuden (zielkonforme Sanierungstiefe und Ausphasen fossil betriebener Heizungen) oder Infrastrukturen (Strom-, Gas-, Wärmenetze).

64. Die in den Szenarien ermittelten (bzw. unter zusätzlichen Annahmen abgeschätzten) sektoralen Emissionen bis 2030 können mit den im Klimaschutzplan 2050 angegebenen Sektorzielen[11] verglichen werden. Einen Überblick gibt Abbildung 4.[12] Bis auf die Referenzszenarien erfüllen alle Szenarien (annahmegemäß[13]) das Ziel für das Gesamtsystem, allerdings verfehlt jedes Szenario mindestens eins der sektoralen Ziele relativ deutlich. In (BCG und Prognos, 2018) wird zum einen auf die Kosteneffizienz eines langsameren Reduktionspfades im Verkehr verwiesen und darauf, dass die Sektorziele des Klimaschutzplans die Option für eine Minderung um 80-95 % im

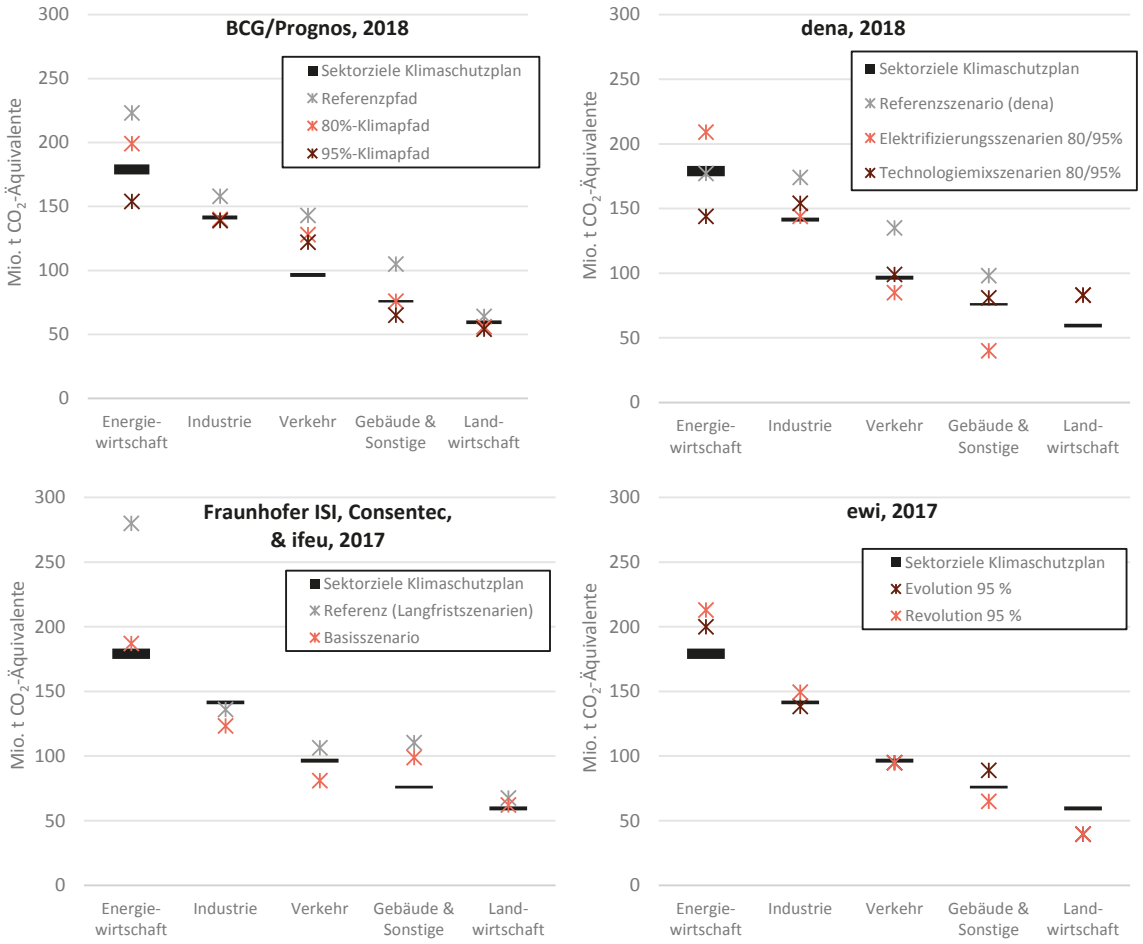
[11] Zuordnung der Emissionen erfolgt in (ISI *et al.*, 2017) entsprechend des Treibhausgasinventars. Die davon abweichende Zuordnung der Erdgasverdichterstationen zur Energiewirtschaft und des Kraftstoffeinsatz in Land- und Forstwirtschaft zur Landwirtschaft entsprechend der Handlungsbereiche des Klimaschutzplans konnte mangels Studienangaben nicht erfolgen. Ebenfalls sind in der Studie (BCG und Prognos, 2018b) die Emissionen der Stromerzeugung aus Industriekraftwerken in der „Energiewirtschaft" verbucht, während diese entsprechend dem Klimaschutzplan 2050 dem Sektor „Industrie" zuzuordnen sind.

[12] Die Szenarien der Folgenabschätzung des Klimaschutzplans sind nicht Teil der Darstellung, da diese Szenarien Strategien zur Erreichung der sektoralen Zielsetzungen des Klimaschutzplans aufzeigen und demnach eine gute Übereinstimmung aufweisen.

[13] In Zielszenarien von (ewi, 2017) und (dena, 2018) stellt die Erreichung einer 55 %-Minderung in 2030 eine Modellvorgabe dar.

Jahr 2050 offenhalten. Zudem ist zu berücksichtigen, dass den Szenarien ein kostenoptimierter Ansatz zugrunde liegt und ggf. andere Effekte wie bspw. die Umsetzbarkeit und Akzeptanz in der Bevölkerung nicht ausreichend berücksichtigt werden. Es zeigt sich zudem, dass die sektoralen Emissionen nicht unbedingt systematisch über oder unter den entsprechenden Zielen des Klimaschutzplanes liegen.

Abbildung 4: Sektorale Emissionen 2030 nach Studien und Szenarien sowie Sektorziele des Klimaschutzplans 2050



Eigene Darstellung basierend auf BMUB (2016a); ewi (2017); ISI *et al.* (2017); BCG und Prognos (2018); dena (2018).

2.3 Herleitung der energiebezogenen Zielsetzungen für 2030

65. Da der Klimaschutzplan 2050 nicht näher auf Veränderungen des fossilen Energiemixes, den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Reduktion des Endenergieverbrauchs eingeht, werden in Tabelle 9 die bereits in Abbildung 3 dargestellten Zielszenarien der Folgenabschätzung des Klimaschutzplans (Öko-Institut *et al.*, 2019) herangezogen und der Referenzentwicklung des Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans (NECP) vom Januar 2019 (BMWi, 2019c) sowie dem „Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario“ des Projektionsberichts 2017 (BMUB, 2017) und dem aktuellen Stand des Zieltableaus der Energiewende für das Jahr 2030 gegenübergestellt.

Tabelle 9: Vergleich verschiedener Szenarien mit quantitativen Zielen der Energiewende für das Jahr 2030

	IST 2017	Energiekonzept (2010) für 2020	Aktueller Stand der Ziele 2030	EWK 2019	NECP Referenz (2019)	Projektionsbericht MWMS (2017)	Folgenabschätzung Zielpfade (2019)
THG-Emissionen							
Insgesamt (ggü. 1990)[1]	-27,5%	mind. -40%	mind. -55%	**mind. -55%**	-41%	-45%	-56%
Außerhalb des ETS (ggü. 2005)	-1,7%		-38%	**-38%**	-22%	-26%	-38%
Anteil Erneuerbarer Energien							
am Bruttoendenergie-verbrauch	15,9%	18%	30%	**mind. 32%**	-	-	28/32%
am Bruttostromverbrauch[1]	36,0%	mind. 35%	mind. 50% Koalitionsvertrag: 65%	**65%**	54%	56%	64/67%
am Wärmeverbrauch[2]	13,9%	14%	27%[3]	**30 bis 35%**	17%	-	-
im Verkehr[1,4]	5,2%	-	mind. 14% inkl. Mehrfachanrechnung[5]	**20%**	6%	8%	16/20%
Effizienz und Energieverbrauch							
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)[6]	-6,0%	-20%	(-30%)[7]	**-30%**	-22%	-28%	-
Endenergieverbrauch (ggü. 2008)[6]	1,3%	-	-	**-20%**	-9%	-16%	-
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-3,3%	-10%	(-15%)[7]	**etwa -10%**	-	-13%	-12/-7%
Endenergieverbrauch Wärme (ggü. 2008)[8]	-1%	-	-	**-20 bis -25%**	-	-	(-34/-26%)[9]
Endenergieverbrauch Verkehr (ggü. 2005)[1,6]	6,5%	-10%	(-20%)[7]	**etwa -25%**	-4%	-11%	-29/-27%

1 Hier kann ebenfalls die Studie Klimapfade für Deutschland für einen Vergleich herangezogen werden, die für die weiteren Zielgrößen nicht die erforderlichen Angaben ausweist (BCG und Prognos, 2018): im 80%-Pfad weist die Studie eine THG-Reduktion um 52% im Jahr 2030 ggü. 1990 bzw. auf -57 % im 95%-Pfad. Der Anteil erneuerbarer Energien am Nettostromverbrauch beträgt 64 % bzw. 71 %. Im Verkehr wird ein Anteil der Erneuerbaren von 8-12 % erreicht, während der zugehörige Endenergieverbrauch um etwa 13-20 % sinkt.
2 Ohne Berücksichtigung von Strom aus erneuerbaren Energien.
3 Nach der RED II besteht eine sog. Bemühungspflicht zur Erhöhung des Anteils am Bruttoendenergieverbrauch von Wärme und Kälte um 1,3 Prozentpunkte pro Jahr. Dies entspricht einem Anteil von 27 % im Jahr 2030 für Deutschland. Abweichend zur nationalen Statistik werden u. a. die Netzverluste der Fernwärme berücksichtigt.
4 Ohne internationalen Flugverkehr; inkl. Strom aus erneuerbaren Energien ohne Berücksichtigung der Mehrfachanrechnung von Biokraftstoffen aus Reststoffen und Strom aus erneuerbaren Energien.
5 Die Mehrfachanrechnung führt rechnerisch zu einer möglichen Bandbreite des physischen Anteils zur Quotenerfüllung von 5 bis 12 %. Eine Größenordnung von rd. 7 % ergibt sich unter der Annahme, dass Biokraftstoffe aus Abfall und Reststoffen lediglich den Mindestanteil erfüllen sowie für einen Bestand von 6 Mio. elektrischen Pkw im Jahr 2030.
6 Entsprechend der Zielsetzung des Klimaschutzplans und der internationalen THG-Berichterstattung wird der internationale Flugverkehr (ebenso wie die internationale Seeschifffahrt) nicht berücksichtigt. Hintergrund ist, dass die Emissionen nicht einem Land zugeordnet werden können und diese in der zuständigen UN-Organisation adressiert werden. Dabei wird insbesondere im internationalen Luftverkehr ein starkes Wachstum erwartet; mit 24 Mio. t CO_2 in 2015 (Kerosinabsatz in Deutschland) stellt dieser bereits heute eine relevante Größe dar.
7 Linear interpolierter Zielwert.
8 Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung einschließlich Prozesswärme ohne Strom.
9 Bezieht sich ausschließlich auf Gebäude. Erforderliche Angaben sind in der Untersuchung nicht ausgewiesen. Da diese für die Gebäude der Haushalte und GHD auf der Effizienzstrategie Gebäude (BMWi, 2015) basiert, wurde der Wert zur Einordnung genutzt (ohne Strom).
Eigene Darstellung und Berechnungen (auf Basis von Prognos *et al.*, nicht veröffentlicht; BMWi und BMU, 2010; BMUB, 2017; UBA, 2017; AGEB, 2018a; EEA, 2018; BMWi, 2019c, 2019f; Öko-Institut *et al.*, 2019)

66. Zunächst sollen die Veränderungen des Endenergieverbrauchs durch Effizienzmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015 anhand bestehender Maßnahmen und Politiken aufgezeigt werden. Hierzu wurde die Referenzentwicklung des NECP-Entwurfs (Prognos *et al.*, n.v.; BMWi, 2019c) herangezogen, welche Maßnahmen bis Ende Dezember 2017[14] berücksichtigt. In einem zweiten Schritt wird auf die erforderlichen Veränderungen für die Umsetzung der sektoralen Treibhausgasminderungsziele des Klimaschutzplans und möglicher Flexibilitäten eingegangen. Aus der näheren Betrachtung der Referenzentwicklung des NECP nach den Handlungsfeldern Strom, Wärme und Kraftstoffe zeigen sich bis 2030 zwei zentrale Bereiche (siehe in Abbildung 5 die Säulen „Referenz“): die Reduktion des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung (Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden sowie Prozesswärme) um etwa ein Neuntel und der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung auf einen Anteil von 54 % am Bruttostromverbrauch, der praktisch vollständig durch Windenergieanlagen an Land und auf See (durchschnittlicher netto-Leistungszuwachs gut 2 GW/a) sowie Photovoltaik (netto-Leistungszuwachs ca. 2,1 GW/a) getrieben wird. Steigende Personen- und Güterverkehrsleistungen (national) lassen nur einen leichten Verbrauchsrückgang zu, während der direkte Einsatz von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen unverändert bleibt.

67. Im Referenzpfad des NECP-Entwurfs wird allerdings

- das Klimaschutzziel für 2030 sehr deutlich verfehlt
  (Minderung der THG-Emissionen ggü. 1990 um knapp 41 % statt um mindestens 55%)
- und ebenso das Ziel der EU-Klimaschutzverordnung zur Reduktion der THG-Emissionen
  im Nicht-ETS-Sektor (Minderung ggü. 2005 um 22 % statt um 38 %).

68. Um die Ziele des Klimaschutzplans zu erreichen, sind deshalb erheblich stärkere Veränderungen erforderlich. Eine wesentliche Voraussetzung stellt dabei der Ausstieg aus der Kohleverstromung dar. In den Zielpfaden geht die Stromerzeugung von 250 TWh im Jahr 2015 um etwa 60 % auf rund 90-100 TWh zurück (entspricht in etwa dem erwarteten Kohleausstiegspfad[15], vgl. Kapitel 4.5), so dass allein dadurch der Großteil der gesamten THG-Reduktion in der Energiewirtschaft erfolgen kann[16].

69. In sich geschlossene und mit dem Klimaschutzplan der Bundesregierung kompatible Szenarien stellen die Szenarien A und B der Folgenabschätzung des Klimaschutzplans dar (Öko-Institut *et al.*, 2019). Dabei setzt der Zielpfad A sehr stark auf Effizienzfortschritte (untere Begrenzungslinien in Abbildung 5), der Zielpfad B hingegen auf den Ausbau erneuerbarer Energien, an dem sich die schwächer gefärbten Segmente der Abbildung 5 orientieren.

Im Zielpfad B werden primär folgende Strategien verfolgt:

- Weitgehende Ausschöpfung des Potenzials aus erneuerbaren Energien im Gebäudebereich, während Effizienzmaßnahmen ggü. dem Zielpfad A in geringerem Maße umgesetzt werden (auf Basis des Zielszenarios „Erneuerbaren Energien“ der Energieeffizienzstrategie Gebäude (BMWi, 2015)).

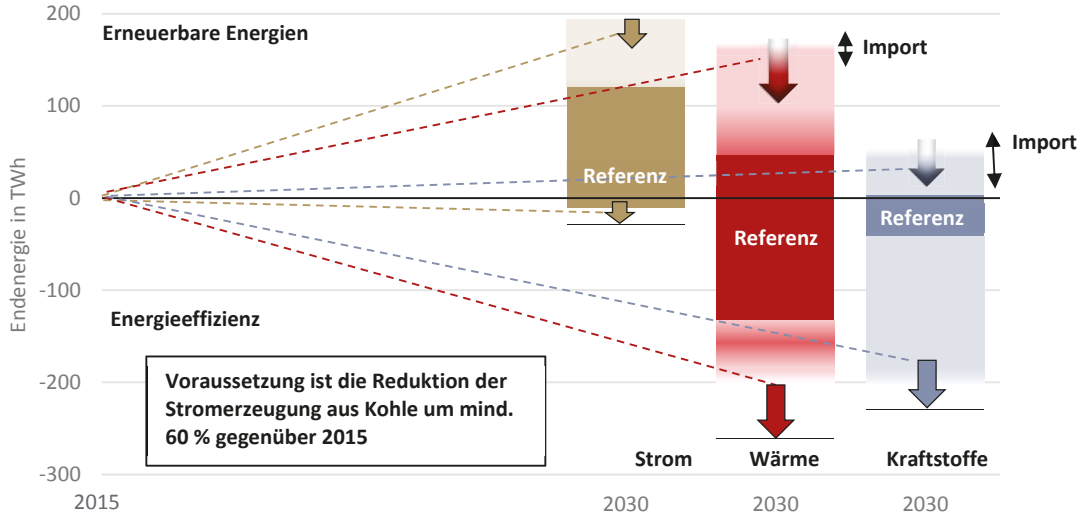
[14] Demnach konnten die Ergebnisse der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vom Januar 2019 zum Kohleausstieg keine Berücksichtigung finden.

[15] Aus den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ wird ein Rückgang der Kohleverstromung um 65 % gegenüber 2015 auf 88 TWh erwartet. Dabei gehen die Emissionen der Kraftwerke (Strom- und Wärmeerzeugung in KWK) um 150 Mio. t CO_2 auf 88 Mio. t CO_2 zurück (Öko-Institut, 2019).

[16] Die Referenzentwicklung im NECP-Entwurf vom Januar 2019 geht lediglich von einer Abnahme um gut 25 % auf 184 TWh aus.

- In der Industrie erfolgt ein verstärkter Einsatz von Biomasse und Power-to-Heat, um weniger starke Effizienzfortschritte zu kompensieren. Außerdem werden die Materialeffizienz verbessert und Recyclingquoten erhöht.
- Im Verkehr trägt neben der Elektrifizierung (6 Mio. Pkw) der Einsatz strombasierter regenerativer Kraftstoffe (6 %) insbesondere für den Fahrzeugbestand wesentlich zur Emissionsminderung bei.
- Die Kohleverstromung wird um über 60 % gegenüber 2015 auf rd. 90 TWh in 2030 reduziert. Gleichzeitig erfolgt ein deutlicher Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch Windenergie und Photovoltaik, während die Stromerzeugung aus Biomasse rückläufig ist.

Abbildung 5: Erforderliche Veränderung des Endenergieverbrauchs[17] durch Energieeffizienz und erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030 einschließlich des Imports von regenerativen Brenn- und Kraftstoffen, Einschätzung zu den Flexibilitäten (Pfeile) sowie Referenzentwicklung nach dem Entwurf des NECP der Bundesregierung



Quelle: Eigene Abschätzung (auf Basis von Prognos *et al.*, nicht veröffentlicht; BMWi, 2019c; Öko-Institut *et al.*, 2019). Brennstoffeinsatz in Industriewärmekraftwerken zur Wärmeerzeugung wird aber nicht ausgewiesen und wurde durch eigene Schätzungen ergänzt.

70. Der Zielpfad B wurde in Abbildung 5 von der Expertenkommission um einen verstärkten Import von regenerativen (strombasierten) Kraft- und Brennstoffen ergänzt. Grund hierfür ist, dass die im Zielpfad B angelegten Effizienzfortschritte aufgrund der Vielzahl von Akteuren und Randbedingungen und vor dem Hintergrund der kurzen Zeitachse noch allzu ambitioniert erscheinen, weshalb noch wesentlich stärker auf den Zuwachs des regenerativen Energieangebots gesetzt werden muss. Dieser Zuwachs dürfte jedoch kaum über eine weitere Steigerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Inland möglich sein. Aus heutiger Sicht stellt daher der Import von regenerativen (strombasierten) gasförmigen oder flüssigen Kraftstoffen und Brennstoffen (z. B. regenerativ erzeugtes Methan oder die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz) aus dem europäischen und

[17] Zuordnung nach Handlungsfeldern Strom, Wärme, Kraftstoffe. Demnach wird der Einsatz von (erneuerbarem) Strom im Verkehr (Elektromobilität) und zur Wärmebereitstellung (Wärmepumpen, Power-to-Heat) unter dem Handlungsfeld Strom abgebildet.

dem außereuropäischen Ausland eine zusätzliche Option zur inländischen Substitution von fossilen Kraft- und Brennstoffen dar, selbst wenn sich dies in vielen Fällen nur als die zweitbeste Lösung erweist. So wären im Verkehr Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung, zur Verkehrsverlagerung auf klimafreundlichere Verkehrsträger und zur Verbesserung der Effizienz der Fahrzeuge bzw. zur weitergehenden Elektrifizierung grundsätzlich zu bevorzugen. Es ist aber zu erwarten, dass für das Erreichen des Klimaschutzziels 2030 im Verkehr bzw. der Erfüllung der EU-Klimaschutzverordnung mit diesen Maßnahmen nicht mehr ausreichend Zeit zur Verfügung steht, insbesondere weil auch die THG-Emissionen im Fahrzeugbestand reduziert werden müssen (vgl. Kapitel 8.8). Analog kann im Wärmesektor die Ausweitung des regenerativen Energieangebots durch den Import von grünem Gas eine wichtige Ergänzungsoption sein.

71. Energieeffizienz und erneuerbare Energien können somit unterschiedlich stark gewichtet werden. Abbildung 5 zeigt dazu in Form von Pfeilen eine Einschätzung der Expertenkommission zu den Flexibilitäten, die sich in Bezug auf Energieeffizienz und dem Mindestmaß von Erneuerbaren Energien am Zielpfad A der Folgenab schätzung orientiert. Sektoral stellen sich die erforderlichen Minderungsstrategien im Vergleich zur Referenzentwicklung folgendermaßen dar:

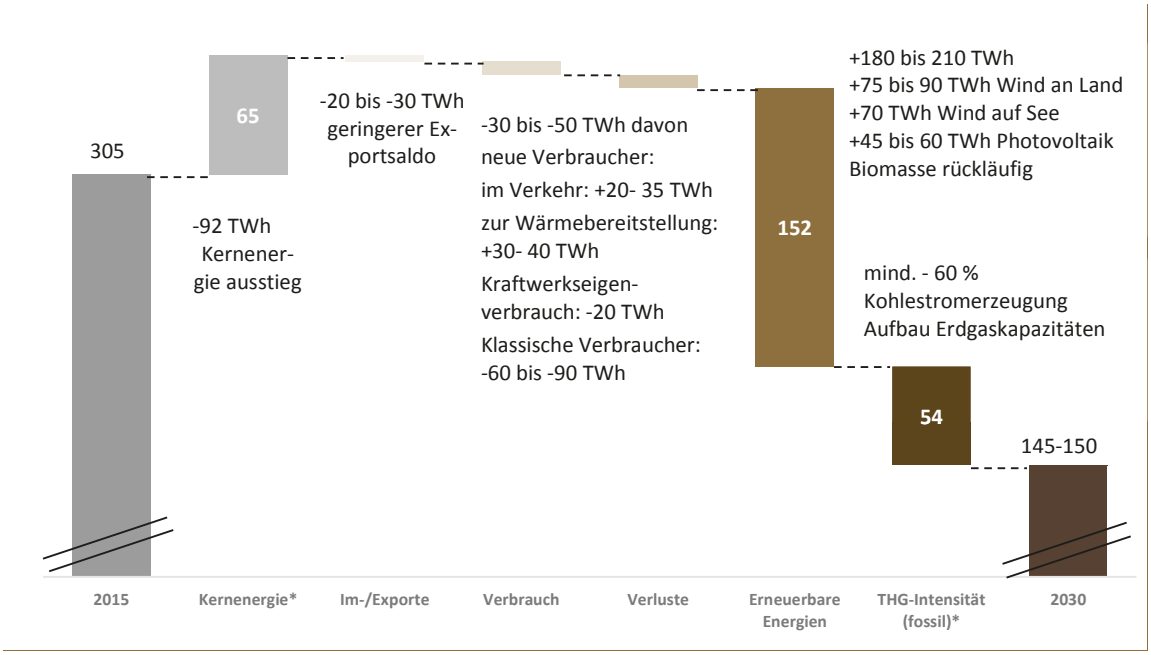
72. Im Stromsektor ist ein zusätzlicher Ausbau der regenerativen Stromerzeugung auf einen Anteil von mindestens 65 % am Bruttostromverbrauch erforderlich. Dabei gibt die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs das erforderliche regenerative Erzeugungsvolumen vor. Ausbleibende Effizienzfortschritte des klassischen Stromverbrauchs und die stärkere Durchdringung neuer Verbraucher (Elektromobilität, Wärmepumpen, Power-to-Heat) müssen über einen zusätzlichen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung kompensiert werden. Der Zielpfad B geht davon aus, dass der Bruttostromverbrauch von derzeit rd. 600 TWh auf 573 TWh (-7% gegenüber 2008) zurückgeführt wird, obwohl gleichzeitig eine nennenswerte Nachfrage durch den Ausbau der Elektromobilität und des Schienenverkehrs (zusätzlicher Strombedarf rund 20 TWh) und den Ausbau von Wärmpumpensystemen und Power-to-Heat entsteht (insgesamt im Bereich um 40 TWh[18]). Dies bedeutet, dass im Bereich der „klassischen Stromverbraucher“ (einschließlich Umwandlungsbereich) der Strombedarf in den nächsten 15 Jahren um etwa 15 % oder 60 TWh reduziert werden müsste. Dies kann als unterer Grenzwert der Effizienzanstrengungen gesehen werden, eine stärkere Durchdringung von Elektromobilität sollte über verstärkte Effizienzmaßnahmen kompensiert werden: Zielpfad A weist im klassischen Stromverbrauch eine Minderung um etwa 90 TWh oder knapp 20 % aus. Zusammen mit den Annahmen zur Entwicklung des Stromimports ergibt sich eine Bandbreite des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung gegenüber 2015 um 180 bis 210 TWh auf 360 bis 390 TWh. Dies entspricht gegenüber 2017 etwas mehr als einer Verdopplung.

73. In Abbildung 6 ist die Entwicklung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die CO_2-Emissionen der Stromerzeugung aus Sicht der Expertenkommission dargestellt. Mit Hilfe einer Komponentenzerlegung werden die wesentlichen Treiber quantifiziert. Dabei wird deutlich, dass vom Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zur Substitution der fossilen Stromerzeugung die stärkste Minderungswirkung ausgeht (vgl. Abbildung 6). Für die Entwicklung der Stromerzeugung ist zu beachten, dass Deutschland Teil des europäischen Strommarkts ist. Das Erzeugungsniveau der Kohle- und Gaskraftwerke in Deutschland hängt auch von der Wettbewerbsfähigkeit im europäischen Markt ab. Das untenstehende Zahlengerüst geht von einer Halbierung des Exportsaldos im Jahr 2030 gegenüber dem heutigen Niveau aus[19].

[18] Eigene Abschätzung unter der Annahme einer Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen von 3,5.

[19] Dies weist auch die Studie (Öko-Institut, 2019) aus, die den Kohleausstiegspfad abbildet bei relativ ähnlichen Erzeugungskosten von Steinkohle und Erdgas.

Abbildung 6: Entwicklung und Wirkung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2030 gegenüber 2015 in Mio. t CO_2



*Da die Stromerzeugung aus Kernenergie emissionsfrei ist, führt der Wegfall des Atomstroms zu einem Anstieg der Emissionen gegenüber 2015. Mit der Reduktion der Kohleverstromung geht der Aufbau von Erdgaskapazitäten einher, die in Teilen die Stromerzeugung übernehmen. Dabei weisen diese deutlich geringere spezifische CO_2-Emissionen aufgrund höherer Wirkungsgrade und des deutlich niedrigeren Emissionsfaktors von Erdgas im Vergleich zu Kohle auf, so dass die THG-Intensität der fossilen Stromerzeugung abnimmt und zur Emissionsminderung beiträgt.
Abbildung dient zur Veranschaulichung der Größenordnungen.
Quelle: Eigene Abschätzung auf Basis von (AGEB, 2018b; Agora, 2018d; Öko-Institut und ifeu, 2018; NEP 2030, 2019a; UBA, 2019a; Öko-Institut, 2019; Öko-Institut *et al.*, 2019)

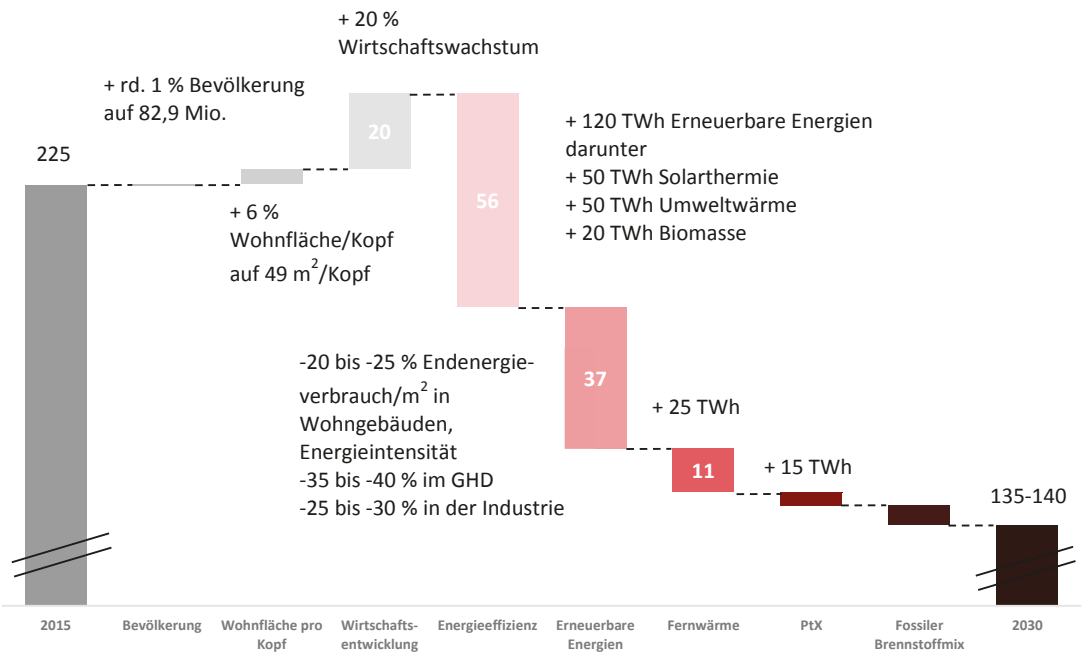
74. Im Gebäudesektor ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ein auf Energieeffizienz fokussierter Pfad vorteilhaft[20] (Öko-Institut *et al.*, 2019), jedoch weisen die Anstrengungen zur Reduktion des Energiebedarfs bislang noch nicht die erforderlichen Erfolge auf (vgl. Kapitel 7). Daher sollten aus Sicht der Expertenkommission folgende Zielwerte angestrebt werden, die sich zwischen einem stark auf Effizienz und einem stark auf erneuerbare Energien fokussierten Pfad einfinden (Abbildung 7): In Wohngebäuden sollte bis 2030 etwa 15 - 20 % des Endenergieverbrauchs für Wärme gegenüber 2015 eingespart werden. Aufgrund des erwarteten fortgesetzten Anstiegs der Wohnfläche pro Kopf ist bezogen auf die Wohnfläche eine etwas höhere Minderung erforderlich. In der Industrie und im GHD-Sektor muss eine weitere Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch erfolgen. Dabei sollte bis zum Jahr 2030 eine Reduzierung der Energieintensität in der Industrie (Energieverbrauch zur Wärmebereitstellung ohne Strom im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung) in einer Größenordnung von 25 -30 % angestrebt werden. Im GHD fällt aufgrund des höheren Anteils der Raumwärme und der etwas stärker erwarteten Wirtschaftsentwicklung die Minderung größer aus. Insgesamt würde damit eine Minderung des Endenergieverbrauchs für Wärme einschließlich Prozesswärme um etwa 200 TWh erreicht. Sofern diese Einsparziele nicht erreicht werden, erscheint es in begrenztem Umfang möglich, dies durch eine

[20] Außerdem sind langfristig im Gebäudebereich gewisse Effizienzanstrengungen über das im Zielpfad B angenommene Mindestmaß hinaus erforderlich, um eine ambitionierte THG-Minderung von 95 % zu erreichen (vgl. Kapitel 4). Der Zielpfad B schöpft das als verfügbar geltende Potenzial (inländisch) aus erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung bereits für eine 80 %-Minderung aus.

verstärkte Erschließung regenerativer Energien im Gebäudebereich, den Ausbau von regenerativer Nah- und Fernwärme und den Einsatz von Wasserstoff bzw. strombasiertem Methan im Erdgasnetz zu kompensieren.

75. Der Zielpfad B unterstellt eine erhebliche Ausbaudynamik für die Erschließung regenerativer Energien. So steigt der Einsatz von Umgebungswärme in Gebäuden durchschnittlich um etwa 13 % pro Jahr. Diese Steigerung wurde zwar in den vergangenen zehn Jahren erreicht, allerdings müsste sichergestellt werden, dass die perspektivisch große Anzahl von Wärmepumpen, die die Zahl von Neubauten übersteigen dürfte, auch (kosten-)effizient im Gebäudebestand eingesetzt werden kann. Dies hängt vor allem von der Sanierungstiefe einer entsprechenden Anzahl von Gebäuden ab, bei denen ein vollständiger Austausch des Wärmeverteilsystems erfolgt. Die erforderliche Wachstumsrate für Solarthermie beträgt 16 % pro Jahr und weist damit mehr als eine Verdopplung gegenüber dem Zeitraum 2008-2017 auf. Zudem sollen nach dem Zielpfad B in Gebäuden zusätzlich 20 TWh feste Biomasse eingesetzt werden, die auf einer Fläche von 400.000 ha (rd. 2 % der landwirtschaftlich genutzten Flächen) in Kurzumtriebsplantagen angebaut werden. Dabei wird angenommen, dass die Biogasanlagen, die heute diese Flächen für den Anbau von Energiepflanzen nutzen, im Jahr 2030 Reststoffe einsetzen und die Flächen dann für den Anbau von fester Biomasse zur Verfügung stehen. Aus Sicht der Expertenkommission scheint diese Umwidmung von Flächen vor allem auf der Zeitachse bis 2030 wenig wahrscheinlich. Sie empfiehlt daher analog zum Verkehr, den Einsatz von – ggf. auch importierten – grünem Gas zur Wärmebereitstellung in Betracht zu ziehen.

Abbildung 7: Entwicklung und Wirkung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Emissionen zur Wärmebereitstellung in privaten Haushalten, GHD und Industrie im Jahr 2030 ggü. 2015 in Mio. t CO_2



Einschließlich Prozesswärme in der Industrie. Abbildung dient zur Veranschaulichung der Größenordnungen.
Quelle: Eigene Abschätzung auf Basis von (Prognos *et al.*, nicht veröffentlicht; BMWi, 2015; Agora, 2017; BCG und Prognos, 2018; dena, 2018, 2018; Öko-Institut und ifeu, 2018; Öko-Institut *et al.*, 2019)

76. Im nationalen Verkehr kann in der Referenzentwicklung des NECP bis 2030 eine Energieverbrauchsminderung um 4 % ggü. 2015 erreicht werden. Zielkonform müsste der Verkehr (trotz steigender Verkehrsleistung im Güterverkehr) jedoch seinen Endenergiebedarf (ohne Strom) bis 2030 um knapp 30 % gegenüber 2015 reduzieren (etwa -200 TWh, vgl. Abbildung 5). Dafür ist die zentrale Strategie die Elektrifizierung[21]. Im Jahr 2030 würde im effizienzorientierten Zielpfad A bis zu jeder vierte PKW im Bestand über einen elektrischen Antrieb verfügen (ca. 10 Mio. Fahrzeuge), was weit über das Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung von 6 Mio. Fahrzeugen hinausgeht. Ausgehend von einem Stromeranteil bei den Neuzulassungen von etwa 2 % im Jahr 2018 ist hierzu eine Steigerung auf 40 % im Jahr 2025 und 75 % in 2030 erforderlich. Davon kann vor dem Hintergrund der inzwischen beschlossenen EU-Richtlinie zu den CO_2-Flottengrenzwerten für Neufahrzeuge jedoch nicht ohne Weiteres ausgegangen werden (vgl. Kapitel 8.8). Ein weniger dynamischer Ausbau von Elektrofahrzeugen wird im Zielpfad B (6 Mio. Fahrzeugen) im Wesentlichen über den Einsatz von strombasierten Kraftstoffen kompensiert, weil davon auszugehen ist, dass fortschrittliche Biokraftstoffe nur begrenzt zur Verfügung stehen werden. Dabei wird vor allem von einem Import strombasierter Kraftstoffe ausgegangen, weil – neben ökonomischen Aspekten – die zur Produktion der Kraftstoffe erforderliche erhebliche zusätzliche Strommenge aus Windenergie und Photovoltaik (über 70 TWh) angesichts der verfügbaren Flächen und aus Akzeptanzgründen in Deutschland zeitnah nicht mobilisierbar erscheint.

77. Neben der Elektrifizierung leisten Effizienzsteigerungen der Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren im Zielpfad A und B einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung des Sektorziels des Klimaschutzplans. Im Zielpfad B wird für die Pkw-Neuzulassungen im Jahr 2030 eine reale Reduktion der CO_2-Emissionen um 63 % gegenüber 2021 angenommen. Dies entspricht Realemissionen von 52 g/km[22]. Unter den gegebenen Annahmen zur Elektrifizierung[23] sind Effizienzsteigerung der Neuzulassungen von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren um mindestens 35 % erforderlich. Vor dem Hintergrund der stagnierenden CO_2-Emissionen der Pkw-Neuzulassungen im NEFZ in Deutschland seit 2015 (icct, 2018b) und bis 2016 zunehmenden Abweichung des Testverfahrens zur Realität (icct und tno, 2019) erscheinen aus Sicht der Expertenkommission eher 20-25 %[24] im Zeitraum 2015-2030 für Pkw realistisch erreichbar[25]. Die dann gegenüber dem Zielpfad B bestehende Minderungslücke sollte über zusätzlich Elektrifizierung (insgesamt 8 Mio. Elektrofahrzeuge) und verstärkten Einsatz regenerativer (strombasierte) Kraftstoffe geschlossen werden. Im Zielpfad A führten die geringe Effizienzsteigerung der Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren ebenfalls zu einem zusätzlichen Bedarf an emissionsneutralen Kraftstoffen. Wie eine mögliche Option zur Zielerreichung im Verkehr aussehen könnte, stellt Abbildung 8 dar.

---

[21] Die zunehmende Elektrifizierung im Verkehr führt im Zielpfad B zu einem zusätzlichen Strombedarf von rd. 20 TWh in 2030 gegenüber 2015. Aufgrund der höheren Effizienz von Elektrofahrzeugen im Vergleich zu Verbrennern (vgl. Kapitel 8.8) führt die Elektrifizierung zu einer deutlichen Reduktion des Endenergieverbrauchs des Verkehrs.

[22] Die EU-Richtlinie zu den CO_2-Flottengrenzwerten für Neufahrzeuge zielt auf 71 g/km im WLTP. Hier wird aber eine Abweichung der Realemissionen in einer Größenordnung von mindestens 30 % erwartet (Öko-Institut *et al.*, 2019).

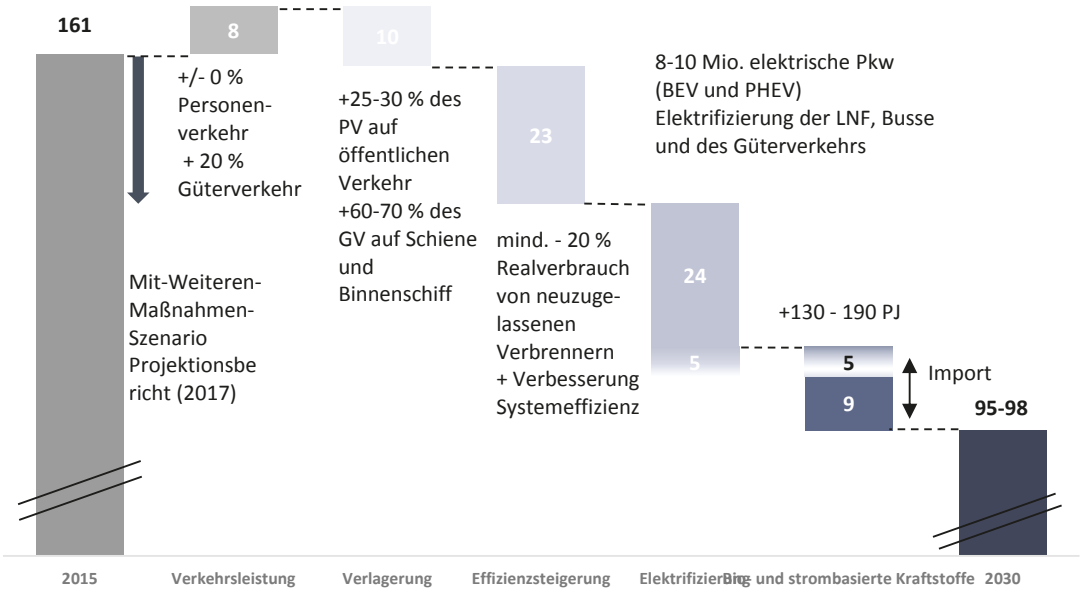
[23] Annahme eines Realverbrauchs von Plug-in-Hybriden von 40 g CO_2/km.

[24] In (BCG und Prognos, 2019) werden für denselben Zeitraum Realverbrauchseinsparungen der Pkw-Neuzulassungen von 22 % angenommen während (NPM, 2019) einen Zielkorridor von 0-30 % ausweist.

[25] Der Beitrag der Effizienz zur Emissionsminderung in 2030 ist aufgrund unterschiedlicher Studienangaben mit Unsicherheiten verbunden: So weist (BCG und Prognos, 2019) für eine Steigerung um etwa 20 % ggü. 2015 für alle Fahrzeugtypen eine Minderung um 15 Mio. t CO_2 aus während in (NPM, 2019) für einen Zielkorridor der Pkw-Effizienzsteigerungen von 0-30 % bei gleichzeitiger Steigerung der Pkw-Auslastung um 1-5 % ggü. 2015 die Minderung 17-22 Mio. t CO_2 beträgt, zzgl. der Minderung aus Effizienzsteigerungen (12-28 % ggü. 2015) und Auslastungssteigerungen der Lkw (2-12 %) in Höhe von 4,5-12 Mio. t CO_2.

78. Jedoch setzt die EU-Erneuerbaren Energien-Richtlinie, RED II, mit dem Mindestanteil von 14 % Erneuerbaren Energien am Energieverbrauch im Verkehr (einschließlich Mehrfachanrechnung und Berücksichtigung von regenerativem Strom) noch keinen ausreichenden Anreiz, um den physikalischen Anteil regenerativer Kraftstoffe auf 20 % anzuheben (vgl. Kapitel 8.8). Bei der anstehenden Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie in nationales Recht sollte daher auf eine zielkonforme Ausgestaltung über die EU-Vorgaben hinaus geachtet werden. Die Emissionsminderung der bestehenden Maßnahmen entsprechend des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts[26] ist in Abbildung 8 in Form eines Pfeils dargestellt. Zudem sind Anstrengungen im Bereich der Verkehrsvermeidung und Verlagerung erforderlich (vgl. im Detail in Kapitel 8.5). Dabei liegt die Verkehrsleistung im Personenverkehr auf ähnlichem Niveau wie im Jahr 2015, wobei der öffentliche Verkehr deutliche Zuwächse aufweist. Im Güterverkehr wird ein stärkerer Anstieg der Güterverkehrsleistung vermieden und auf die Schiene und Binnenschiffe verlagert.

Abbildung 8: Entwicklung und Wirkung der wesentlichen Einflussfaktoren[27] auf die Emissionen im Verkehr im Jahr 2030 gegenüber 2015 in Mio. t CO_2



Abkürzungen: PV: Personenverkehr, GV: Güterverkehr, BEV: Battery Electric Vehicle, PHEV: Plugin Hybrid Electric Vehicle. Abbildung dient zur Veranschaulichung der Größenordnungen. Quelle: Eigene Abschätzung auf Basis von (BMUB, 2017; dena, 2018; BCG und Prognos, 2019; NPM, 2019; Öko-Institut *et al.*, 2019) und weiteren Untersuchungen.

[26] Berücksichtigt eingeführte Maßnahmen bis zum 31.Juli 2016 und eine Fortschreibung der Pkw-Flottenzielwerte weitgehend entsprechend der nun beschlossenen Richtlinie (vgl. Abschnitt 8.8).

[27] Abweichend zur Vorgehensweise im Bereich Strom und Wärme erfolgte im Verkehr mangels Studienangaben und Überschneidung der Einflussfaktoren (Effizienz und Elektrifizierung) keine Komponentenzerlegung entsprechend (Öko-Institut und ifeu, 2018) sondern eine Abschätzung der THG-Minderung basierend auf (BCG und Prognos, 2019; NPM, 2019).

2.4 Zusammenschau der Zielvorschläge

79. Insgesamt folgt aus diesen Überlegungen, dass die Zielsetzungen zur Energieeffizienz und den erneuerbaren Energien weitgehend parallel erfüllt werden müssen, und Flexibilität im Sinne einer Backstop-Option vor allem über den Import von regenerativen (strombasierten) Kraft- und Brennstoffen in Betracht gezogen werden sollte. Dies ergibt sich vor allem daraus, dass mit der europäischen Klimaschutzverordnung im Jahr 2018 eine Pönalisierung von Zielverfehlungen beim Klimaschutz im Verkehr und Wärmesektor umgesetzt wurde, die zu hohen Strafzahlungen führen kann.

80. Unter der Maßgabe, dass eine Reduktion der THG-Emissionen um mindestens 55 % gegenüber 1990 erreicht werden soll, lässt sich somit folgendes Zieltableau als eine von mehreren denkbaren, konsistenten Varianten für die Fortschreibung des Energiekonzepts für das Jahr 2030 formulieren:

- Die Verstromung von Kohle sollte um mindestens 60 % reduziert werden.
- Im Nicht-ETS-Sektor sollte das Ziel der EU-Klimaschutzverordnung von -38 % ggü. 2005 ergänzt werden.
- Das für 2020 bestehende Ziel von 18 % zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch sollte auf mindestens 32 % entsprechend der EU-Zielsetzung[28] fortgeschrieben werden.
- Das Ziel für die regenerative Stromerzeugung sollte mindestens dem im Koalitionsvertrag der Bundesregierung vorgesehenen Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch entsprechen.
- Das für 2020 bestehende Ziel von 14 % zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme sollte fortgeschrieben und auf 30-35 % angehoben werden.
- Das für 2020 bestehende EU-Ziel zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger am Endenergieverbrauch des Verkehrs in Höhe von 10 % sollte fortgeschrieben und auf 20 % angehoben werden. Dabei sollte die Möglichkeit der Mehrfachanrechnung für bestimmte Energieträger entfallen.
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Reduktion des Primärenergieverbrauchs sollte im Bereich von 30 % gegenüber dem Basisjahr 2008[29] fortgeschrieben und um eine Minderung des Endenergieverbrauchs um etwa 20 % gegenüber 2008 ergänzt werden. Das bestehende Ziel zur Steigerung der Endenergieproduktivität kann entfallen, da unabhängig von der Wirtschaftsentwicklung Endenergieeinsparungen zu erzielen sind.
- Trotz der zunehmenden Bedeutung neuer Stromanwendungen sollte durch Einsparungen beim „klassischen“ Stromverbrauch ein Anstieg des Stromverbrauchs vermieden und die bestehende Zielsetzung zur Senkung des Bruttostromverbrauchs gegenüber dem Basisjahr 2008 um 10 % beibehalten werden.
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Senkung des Wärmebedarfs (bzw. Endenergieverbrauch) für Gebäude gegenüber dem Basisjahr 2008 sollte sich künftig auf den gesamten Endenergieverbrauch für Wärme (inkl. Prozesswärme) beziehen und für 2030 im Bereich von 20-25 % angesiedelt werden (ohne Stromeinsatz für Wärme).
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr um 10 % gegenüber dem Basisjahr 2005 sollte fortgeschrieben und im Bereich von etwa 25 % verortet werden. Dabei sollte

[28] Dabei handelt es sich um eine EU-weite Mindestvorgabe. Von Seiten der Kommission erfolgt bis 2023 ein Vorschlag zur Anhebung des Ziels, falls wesentliche Kostensenkungen der Erneuerbaren, die Hebung von zusätzliche Emissionsminderungspotenzialen oder die Entwicklung des Energieverbrauchs dies erfordern (Artikel 3 der Erneuerbaren Energien Richtlinie).

[29] Bezug zum Basisjahr des Energiekonzepts. Denkbar ist auch die Zielsetzungen auf den aktuellen Stand zu beziehen dann müsste der aktuelle Stand nicht mitgeführt werden.

entsprechend der Zielsetzung des Klimaschutzplans und der Treibhausgasberichterstattung der internationale Flugverkehr (Kerosinabsatz in Deutschland) im Rahmen der Effizienzziele (Verkehr, End- und Primärenergieverbrauch) nicht berücksichtigt werden.

81. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, diese Überlegungen für die anstehende Fortschreibung des Energiekonzepts zu berücksichtigen.

3 Perspektive jenseits 2030

Das Wichtigste in Kürze

Für Deutschland bedeutet ein mit dem „2°C-Ziel“ kompatibles nationales Klimaschutzziel eine Treibhausgasreduktion von 95 % ggü. 1990. Dafür ist sowohl zwischen 2018 und 2030 als auch zwischen 2030 und 2050 eine Reduktion von jährlich ca. 25 Mio. t CO_2 zu erreichen. Zum Vergleich: in den Jahren 2010-2018 wurden die Emissionen um jährlich ca. 10 Mio. t CO_2 reduziert.

Für ein von Photovoltaik und Windkraft dominiertes erneuerbares Stromsystem wird es notwendig sein, dass der Gesetzgeber Bedingungen für die nötigen Ausbaukorridore und den Netzausbau schafft, aber auch für Flexibilitätsoptionen wie Demand Side Management oder Speicher. Im Fortschrittsbericht der Bundesregierung sind die Ausführungen zur Rolle von Erdgas trotz der immensen Bedeutung dieses Energieträgers spärlich und lassen keine kohärente Strategie für die zukünftige Nutzung von gasförmigen (regenerativen) Energieträgern erkennen.

Eine Anpassung des Ambitionsniveaus von mindestens -80 % auf -95 % wird in vorliegenden Szenarien im Wesentlichen durch eine umfassendere Nutzung synthetischer (strombasierter) regenerativer Kraft- und Brennstoffe erreicht. Darüber hinaus werden in der Industrie neue Verfahren zur Vermeidung von Prozessemissionen benötigt, z. B. durch den Einsatz von grünem Wasserstoff zur Stahlherstellung. Auch Carbon Capture and Utilization (CCU)-Technologien werden aus heutiger Sicht eine erforderliche Ergänzung darstellen. Eine sehr weitgehende Defossilisierung wird eventuell nicht allein mit der direkten Nutzung regenerativer Energien bzw. in Verbindung mit Power-to-X-Technologien möglich sein. Deshalb empfiehlt die Expertenkommission, ein breiteres Portfolio in den Blick zu nehmen. Im Gebäudesektor und in der Landwirtschaft sollte die Bundesregierung auch wenig diskutierte Optionen wie innovative Wärmedämmung oder methanhemmende Futtermittelzusätze in Betracht ziehen.

Zu Recht betont der Fortschrittsbericht der Bundesregierung die Bedeutung der Energieforschung als „Schlüsselfunktion für eine erfolgreiche Energiewende“. Deshalb empfiehlt die Expertenkommission für künftige Berichte eine umfassendere Evaluierung der Wirkungen des Innovationssystems auf die Energiewende (und ggf. *vice versa*) und der damit einhergehenden Folgen für die Wirtschaft. Parallel zu den staatlichen Ausgaben für Forschung und Entwicklung sollten auch die Ausgaben der Privatwirtschaft betrachtet werden, die um etwa den Faktor 10 höher sind. Denn der Fortschrittsbericht verweist ebenfalls zurecht darauf, dass die öffentliche Forschungsförderung u. a. dazu dient, die Innovationsaktivitäten der deutschen Wirtschaft zu unterstützen.

Die Expertenkommission begrüßt die Stärkung der systemischen Forschung einschließlich gesellschaftlicher Dimensionen sowie die Unterstützung des Technologietransfers in die Praxis über Reallabore. Die bislang fehlende politische Richtungsentscheidung zu einer Reform der Energiepreise lässt die Marktperspektive für viele Anwendungen jedoch weitgehend offen (siehe auch Kap. 12). Somit besteht die Gefahr, dass Reallabore ins Leere laufen und Innovationspotenziale nicht gehoben werden. Von hoher Relevanz sind dabei sämtliche Power-to-X-Technologien, für die seitens der Wirtschaft eine Marktperspektive gefordert wird. Während andere Länder hier bereits sehr dezidierte Strategien implementiert haben, stagniert die Entwicklung in Deutschland auf der Ebene von Demonstrationsvorhaben. Für dieses, aber auch für andere relevanten Technologiefelder (z. B. Digitalisierung) der Energiewende, empfiehlt die Expertenkommission, auch die Position Deutschlands im internationalen Innovationswettbewerb intensiver zu analysieren.

3.1 Globale Emissionspfade zur Erreichung der Klimaschutzziele

82. In den letzten fünf Jahren wurden zahlreiche Studien vorgelegt, die mögliche langfristige Emissions- und Entwicklungspfade zur Erreichung der Klimaschutzziele bis 2050 aufzeigen, sowohl auf globaler als auch auf nationaler Ebene. Gemäß dem Schlagwort „modelling for insights, not numbers“ sollen die Pfade keine konkreten zukünftigen Entwicklungen voraussagen, sondern vielmehr der Politik mögliche Entwicklungen und entsprechende Handlungsempfehlungen aufzeigen. Bis etwa Mitte der zweiten Jahrhunderthälfte sollen auf globaler Ebene Netto-Null-Emissionen erreicht werden. Auf Ebene der einzelnen Länder soll dieses Ziel im Fall von Industrieländern sogar etwas früher realisiert werden. Damit wird den Entwicklungsländern ein größerer Zeitrahmen eingeräumt, den Scheitelpunkt ihrer Emissionen sowie die Klimaneutralität zu erreichen. „Netto-Null“ bzw. „Neutralität“ bedeuten, dass sich Emissions-Quellen und -Senken (einschließlich technologischer Optionen wie Carbon Capture and Storage, CCS, und Carbon Capture and Utilization, CCU) aufheben müssen.

83. Sogenannte „Carbon Budgets“ setzen kumulative CO_2-Emissionen mit durchschnittlichen globalen Temperaturanstiegen gegenüber dem vorindustriellen Niveau in Beziehung (vgl. Tabelle 10). Der Weltklimarat (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) definiert das verfügbare Emissionsbudget als die verbleibenden kumulativen CO_2-Emissionen, um eine gewisse durchschnittliche globale Temperaturerhöhung im Jahr 2100 nicht zu überschreiten. Summiert wird von der Gegenwart bis zum Erreichen von Netto-Null-Emissionen. Je nachdem ob die anthropogene globale Erderwärmung bis 2100 auf unter 1,5°C, unter 2,0°C oder unter 3,0°C begrenzt werden soll, verbliebe ein globales Carbon Budget von 580, 1.500 bzw. 2.553 Mrd. t CO_2. Diese Werte ergeben sich in jeweils 50 % aller Szenarioläufe der zugrundeliegenden IPCC-Berichte je Temperaturschwelle. Soll die Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung auf 66 % gesteigert werden, müssten stringentere globale Carbon Budgets von 420, 1.170 bzw. 2.153 Mrd. t CO_2 eingehalten werden (kritische Schwellen für jeweils 66 % aller Szenarioläufe je Temperaturschwelle).

84. Die globalen Budgets können auf Regionen und Länder heruntergebrochen werden. Dafür gibt es allerdings keine allgemeingültige Regel. Die Aufteilung kann beispielsweise unterschieden werden anhand der Bevölkerungsentwicklung (egalitarian rule: Budget eines Landes ist abhängig von dessen Anteil an der Weltbevölkerung), der Leistungsfähigkeit (ability-to-pay rule: Budget abhängig vom Anteil an globaler Wertschöpfung), der Emissionstrends (grandfathering rule: Budget abhängig vom Anteil an globalen Emissionen) oder nach produktions- und konsumbasierten Emissionen (polluter-pays und consumer pays rule) (Kesternich *et al.*, 2014). Werden die mit dem 2°C-Ziel kompatiblen, ambitionierten Klimaschutzziele der Bundesregierung unterstellt (d. h. eine 95 %-Reduktion bis 2050 gegenüber 1990), ergibt sich daraus ein impliziter Anteil Deutschlands am globalen Emissionsbudget von 1,1 %. Der implizierte Anteil ergibt sich aus der Tatsache, dass Deutschland bis 2050 kumuliert ca. 16 Gt CO_2 emittieren wird, was mit einem globalen Budget von 1.500 Gt CO_2 verglichen werden muss (bei 50 % Zielerreichungswahrscheinlichkeit). Die ca. 16 Gt CO_2 für Deutschland ergeben sich bei linearer Reduktion der THG-Emissionen vom heutigen Niveau (907 Mio. t CO_2 in 2017) auf die Summe der vorausgesagten sektoralen Maximalwerte des Klimaschutzplanes 2050 (557 Mio. t CO_2 in 2030, vgl. Tabelle 10 und entsprechende sektorale Aufteilung), anschließend auf die Ziel-Reduktion von (mindestens) 70 % bis 2040 gegenüber 1990 entsprechend Energiekonzept 2010 (375 Mio. t CO_2 in 2040), und letztlich auf die Ziel-Reduktion von minus 95 % bis 2050 gegenüber 1990 (63 Mio. t CO_2 in 2050) entsprechend der Intention aus dem Abkommen von Paris bzw. den ersten Überlegungen des BMU zum Bundes-Klimaschutzgesetz (vgl. Abbildung 9).

Tabelle 10: Mit verschiedenen Temperatur-Zielen kompatible globale Carbon Budgets

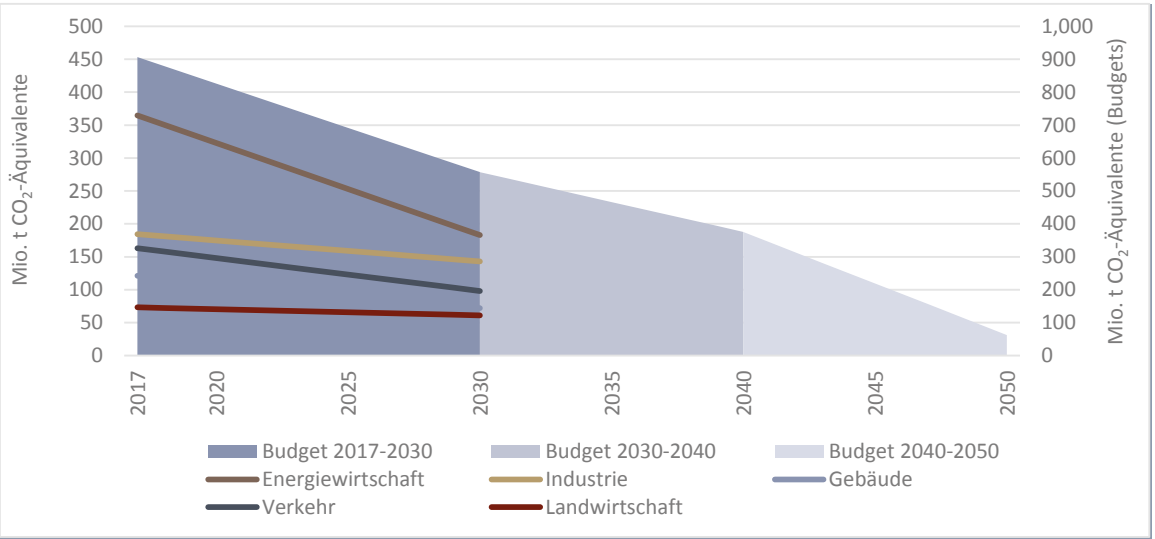
Anthropogene globale Erwärmung (Ziel)	**<1,5°C**			**<2,0°C**			**<3,0°C**		
Anteil der Szenario-Rechnungen, die Ziel erreichen	66 %	50 %	33 %	66 %	50 %	33 %	66 %	50 %	33 %
Globales Carbon Budget ab 2018 [Gt CO_2]	420	580	840	1.170	1.500	2.030	2.153	2.553	3.003

Anmerkungen: Die globalen Carbon Budgets für das 1,5°C- und 2,0°C-Ziel stammen aus dem jüngsten Bericht des IPCC über 1,5°C globale Erwärmung (Veröffentlichung Ende 2018). Die globalen Carbon Budget für das 3,0°C-Ziel stammen aus dem etwas älteren 5. Sachstandsbericht des IPCC (Veröffentlichung 2014), korrigiert um eine zwischenzeitliche Emission von 247 Gt CO_2 (berücksichtigt Emissionen aus fossilen Brennstoffen und Herstellung von Zement). Im Vergleich zum 5. Sachstandsbericht fallen die Budgets im Sonderbericht über 1,5°C globale Erwärmung weniger stringent aus.
Eigene Darstellung basierend auf IPCC (2018), Rogelj *et al.* (2018), IPCC (2014) und ICOS Carbon Portal (2019)

85. Um bis 2030 die im Klimaschutzplan 2050 vorgegebenen sektoralen Maximalwerte zu erreichen, müssen die Emissionen von 2018 bis 2030 pro Jahr um ca. 25 Mio. t CO_2 gesenkt werden (lineare Reduktion; vgl. dazu auch Kapitel 4). Dies ist sehr ambitioniert. Zum Vergleich, in den Jahren 1990-2000 lag die durchschnittliche jährliche Reduktion bei „lediglich“ ca. 21 Mio. t CO_2, in den Jahren 2010-2017 sogar nur bei ca. 8 Mio. t CO_2. Unter den obigen Annahmen wäre zudem zwischen 2030 und 2040 eine jährliche Reduktion von ca. 18 Mio. t CO_2 und zwischen 2040 und 2050 eine jährliche Reduktion von ca. 31 Mio. t CO_2 erforderlich. Da die Kosten der Minderung mit zunehmendem Minderungsniveau steigen, sollten für einen kostenminimalen Reduktionspfad die Minderungsmengen über die Zeit abnehmen bzw. die marginalen Minderungskosten mit dem Zinssatz zunehmen. Der im Klimaschutzplan vorgelegte Reduktionspfad scheint daher prima facie nicht effizient. Es dürfte sinnvoll sein, Minderungsanstrengungen zeitlich nach vorne zu verlagern.

86. Die Expertenkommission begrüßt die ersten Überlegungen des BMU zum Bundes-Klimaschutzgesetz. Zweck des Gesetzes ist, die Erfüllung der deutschen Klimaschutzziele sowie die Einhaltung der europäischen Zielvorgaben zu gewährleisten. Grundlage ist die Verpflichtung nach dem Übereinkommen von Paris, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 Grad und möglichst auf 1,5 Grad gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Der Entwurf spiegelt mehrere frühere Empfehlungen der Expertenkommission wider (vgl. Kapitel 3.2 in EWK, 2018). Im Falle der Verabschiedung des Gesetzes, hätte die Energiewende dann auch in Deutschland Gesetzesrang. Eine Abkehr von den deutschen Klimaschutzzielen würde, ähnlich wie in Frankreich oder Großbritannien (Law for Energy Transition and Green Growth 2015 bzw. Climate Change Act 2008), eine Gesetzesänderung voraussetzen. Wurde im Energiekonzept 2010 oder im Klimaschutzplan 2050 lediglich der Zielkorridor 80-95 % (Reduktion der THG-Emission bis 2050 gegenüber 1990) genannt, besteht mit der Verabschiedung des Gesetzes die Chance, ein mit dem Pariser Klimaschutzabkommen konformes langfristiges Ziel zu definieren und eine konkrete Reduktion um 95 % zu verankern. Im Sinne der Verteilung von Verantwortlichkeiten ist auch die Festlegung von absinkenden Emissionsmengen nach Sektoren als indikative Ziele und die Verortung der Einhaltung der jeweiligen sektoralen Jahresemissionsmengen bei dem für das aufgrund seines Geschäftsbereichs für einen Sektor überwiegend zuständige Bundesministerium sinnvoll. Im Falle der aktuell vorgesehenen Formulierung von jährlichen sektoralen Emissionsminderungen zwischen 2021-2030 wäre das Gesetz bereits in der mittleren Frist bis 2030 handlungsleitend.

Abbildung 9: 2,0°C-Ziel-kompatible Carbon Budgets und sektorale Reduktionspfade für Deutschland



Jahr	Insgesamt	Energie-wirtschaft	Industrie	Gebäude	Verkehr	Landwirt-schaft
	Mio. t CO_2-Äq.					
2017	907	365	184	121	163	73
2020	826	323	175	110	148	70
2025	691	253	159	91	123	66
2030[1)]	557	183	143	72	98	61
2017-2030[2)]	10.245	Keine sektoralen Zielvorgaben				
2031-2040[2)]	4.571					
2041-2050[2)]	2.033					

1) Kongruent mit den sektoralen Maximalwerten des Klimaschutzplanes 2050; 2) Kumulierte Emissionen; 3) Kongruent mit den ersten Überlegungen des BMU zum Bundes-Klimaschutzgesetz und mit dem Abkommen von Paris (95 %-Reduktion bis 2050 gegenüber 1990, 2°C-Ziel).
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BMUB (2016b) und BMWi/BMU (2010)

87. Die Expertenkommission stimmt grundsätzlich der Aussage im zweiten Fortschrittsbericht zu, nach der „die Veröffentlichung des jüngsten Berichts des Weltklimarates (IPCC) zu möglichen Auswirkungen einer Erderwärmung von 1,5°C Anfang Oktober 2018 […] den Diskussionen zusätzliche Dynamik verliehen [hat]“ (vgl. Kapitel 3.2 in (BMWi, 2019f)). An dieser Stelle ist jedoch zu konstatieren, dass diese Zielmarke nur noch mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit zu erreichen ist. Wie die Autoren des Sonderberichts selbst feststellen, führen die gegenwärtigen politischen Rahmenbedingungen an den 1,5°C-Szenarien vorbei. Die im Rahmen des Pariser Abkommens angestrebten nationalen Beiträge der Länder zum globalen Umweltschutz (Nationally Determined Contributions, NDCs) resultieren in einer Trajektorie mit einer ca. 3°C wärmeren Welt bis 2100 (IPCC, 2018 und Rogelj, 2018). Die Reaktion darauf sollte in internationaler Abstimmung ein eigenständiges Engagement Deutschlands sein. Die folgenden Abschnitte adressieren wichtige Ansatzpunkte auf Basis nationaler Energiewendestudien bis 2050.

3.2 Energiewende-Szenarien 2030 und 2050 für Deutschland

Technologieoptionen

88. Alle Energiewende-Szenarien für Deutschland müssen Annahmen über die in Zukunft zur Verfügung stehenden Technologieoptionen treffen. Naturgemäß ist dies in der mittleren Frist bis 2030 leichter als in der langen Frist, da auch technologische Entwicklungen mit Unsicherheiten behaftet sind. Eine Möglichkeit damit umzugehen, ist die Definition von alternativen Technologie-Szenarien. So wird in ewi (2017) ein „Elektrifizierungsszenario“ beschrieben, in dem die Reduktion von THG-Emissionen bis 2050 stark durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und die Elektrifizierung der Gebäudebeheizung getrieben wird. Dagegen beruht in einem alternativen „Technologiemixszenario“ die Reduktion auf einem breit gefächerten Einsatz vielzähliger Technologien (u. a. synthetische Brennstoffe). Natürlich können auch, je nach Szenario, einzelne Input-Parameter (wie erwartete Kostendegressionspfade) unterschiedlich modelliert werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, bestimmte Technologieoptionen, deren technische und wirtschaftliche Reife aus heutiger Sicht auch bis 2050 nicht hinreichend sicher scheint, vorrangig qualitativ zu diskutieren und in ihren Wirkungen lediglich grob abzuschätzen. Auf diese Weise diskutieren BCG/Prognos (2018) sogenannte „Game Changer“ des zukünftigen Energiesystems. In jedem Fall werden die gegenwärtigen Technologien des Energiesystems, die auf fossilen Energieträgern basieren, sukzessive durch emissionsfreie Technologien ersetzt. Alle Studien erkennen dabei die Möglichkeit der zunehmenden Elektrifizierung des Gesamtsystems an, entweder, weil (wie beschrieben) spezielle „Elektrifizierungsszenarien“ berechnet werden, oder weil ganz allgemein Technologien der Sektorkopplung (Elektrofahrzeuge im Verkehr, Wärmepumpen in Gebäuden usw.) explizit modelliert werden. Die folgende Tabelle 11 gibt einen Überblick zu wichtigen Technologieoptionen der Energiewende in der mittleren bis langen Frist.

89. Die Expertenkommission begrüßt die Aussage, dass die Bundesregierung auf „Marktprozesse [setzt], um die Energiewende technologieoffen und kosteneffizient umzusetzen“ (vgl. Kapitel „Zentrale Botschaften des zweiten Fortschrittsberichts“ in (BMWi, 2019f)). Die Technologieoffenheit wird auch im Kontext des Aktionsprogramms 2020 und des Klimaschutzplans 2050 betont (vgl. Kapitel 8.2.4 in (BMWi, 2019f)). Alle in dieser Stellungnahme zugrunde gelegten Studien zeigen, dass technologieoffene Pfade robuster und kostengünstiger als ihre Alternativen sind (z. B. acatech/BDI/dena, 2019). Positiv ist ferner, dass sich die Bundesregierung mit der „integrierten Entwicklung des Energiesystems“ bzw. der „Sektorkopplung“ auseinandersetzt. Diesen Themen widmet die Bundesregierung im zweiten Fortschrittsbericht ein eigenes Kapitel bzw. Unterkapitel (vgl. Kapitel 13 und 13.1.1 in (BMWi, 2019f)). Darin werden konkrete Technologien diskutiert. Ein Beispiel liefert Tabelle 13.1, in der die Substitution unterschiedlicher Mengen fossiler Brennstoffe durch eine Kilowattstunde Strom mittels verschiedener Sektorkopplungs-Technologien abgeschätzt wird. Weitere Beispiele finden sich in Abbildungen 13.1 und 13.2, in denen Anzahl und Stromverbrauch von Wärmepumpen und von ein- und mehrspurigen Elektrofahrzeugen dargestellt werden. Dem zweiten Fortschrittsbericht fehlen jedoch Betrachtungen, die über die kurze bis mittlere Frist hinausgehen. Das aktuelle Kapitel der vorliegenden Stellungnahme nimmt bewusst eine langfristige Perspektive bis 2050 ein und beleuchtet die langfristige Rolle von Technologieoptionen, insbesondere im Strommarkt und weiteren Sektoren (vgl. Abschnitt 3.2), bei den gasförmigen Energieträgern (vgl. Abschnitte 3.3 und 3.4) sowie Power-to-X-Technologien (vgl. Abschnitt 3.5), und spricht Empfehlungen aus. In Anbetracht der notwendigen Technologietransformation und der damit einhergehenden gesellschaftlichen Einschnitte zur Erreichung einer 95 %igen Reduktion der THG-Emissionen sind eine öffentliche Richtungsdebatte sowie zentrale politische Weichenstellungen bereits in den kommenden Jahren erforderlich.

Tabelle 11: Auswahl wichtiger gegenwärtiger und zukünftiger Technologieoptionen

Bereich	Gegenwärtige Technologien	Direkte Elektrifizierung	Power-to-X und weitere Optionen	Game-Changer
Strom	Flexibler fossiler Kraftwerkseinsatz, Demand-Side-Management, Demand-Side-Response	Stromspeicher (z. B. Batterien)	Synthetische Gase zur Rückverstromung, Biomasse zur Rückverstromung, Flexible Betriebsweise der Elektrolyse	Photovoltaik der 3. Generation (Perowskit- und organische Solarzellen), Energiespeicher (z. B. hochkapazitative Kondensatoren)
Verkehr	Ottomotoren, Dieselmotoren, Gasbetriebene Fahrzeuge, Elektrischer Antrieb (Schienenverkehr), Kerosinturbinen (Flugverkehr), Schweröl-motoren (Schiffsverkehr)	Batteriebetriebene Elektrofahrzeuge, Oberleitungen auf Autobahnen	Synthetische Kraftstoffe, Biokraftstoffe, Hybride, Brennstoffzelle, Ladeinfrastruktur	Batterieelektrische Lkw, Biofuels ohne Konkurrenz zu Nahrungsmitteln
Gebäude	Gasheizung, Ölheizung, Fernwärme	Wärmepumpen, Widerstandsheizung	Dezentrale (Gebäude) und zentrale (Wärmenetze) thermische Speicher	Innovative Wärmedämmung (z. B. Nanoschaum)
Industrie	Gasbrenner, Dampf, Erdöl- und erdgasbasierte Grundchemikalien	Elektrodenkessel, Induktionsheizung, Plasmaverfahren, Widerstandsheizung	Carbon Capture and Storage (CCS; Stahl, Zement, Ammoniak, Raffinerien, Müllverbrennung), Carbon Capture and Utilization (CCU; Power-to-Liquid/-Gas), Synthetische Brennstoffe, Synthetische Grundstoffe, Biomasse	Geschlossene Kohlenstoffkreisläufe (permanente Kohlenstoffbindung ohne Akzeptanzprobleme), Materialalternativen für Zementklinker, Kunststoffe und Grundstoffchemikalien aus nachwachsenden Rohstoffen
Landwirtschaft	Traditionelle Zucht		Methanausstoßhemmende Futtermittelzusätze	Vollwertiger Fleischersatz
Sektorübergreifend			Verbesserung und höhere Durchdringung mit Effizienztechnologien (Gebäudehülle, Anlagentechnik, ...), Ausbau erneuerbarer Energien (Wind onshore, Wind offshore, Photovoltaik, ...)	Künstliche Intelligenz, Wasserstoffwirtschaft, Direct Air Capture, Transatlantische (kabellose) Energieübertragung, Kernfusion

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Ausfelder und Dura (2018), BCG/Prognos (2018), dena *et al.* (2018), ewi (2017), Fraunhofer ISI/Consentec/ifeu (2018), frontier economics *et al.* (2017)

Annahmen und Inputgrößen der Szenarien

90. Wie alle Szenarien-Rechnungen basieren auch die mittel- bis langfristigen Energiewende-Szenarien für Deutschland auf Annahmen und Inputgrößen, welche die Ergebnisse maßgeblich beeinflussen und daher bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten sind. Sämtliche in diesem Abschnitt analysierten Studien (vgl. Box 2) haben einen technischen Fokus und geben Parameter und Technologieoptionen exogen vor bzw. werden nur teilweise endogen modelliert. Dies betrifft insbesondere makroökonomische Größen wie Bruttoinlandsprodukt, Preise von konventionellen und synthetischen Energieträgern, Kostendegressionspfade bestimmter Technologien wie Power-to-X oder Endenergieanwendungen und die generelle Verfügbarkeit von Technologien wie CCS.

Einen Überblick über ausgewählte wichtige Parameter zeigt Tabelle 12. Dementsprechend können diese Parameter nicht als Modellergebnisse interpretiert werden. Vielmehr bestimmen diese (unterschiedlichen) Annahmen maßgeblich die resultierenden (unterschiedlichen) Kapazitäten, Erzeugungsmix, Potentiale, Emissionen, Infrastruktur etc. Als Beispiele für endogene und exogene Modellparameter in verschiedenen Studien werden nachfolgend das Bruttoinlandsprodukt und die Verfügbarkeit der Technologieoption CCS herausgegriffen.

Tabelle 12: Annahmen zu ausgewählten makroökonomischen Größen, CO_2- und Brennstoffpreisen in 2050

Parameter	2015 (Basisjahr der Studien)	frontier economics *et al.*	ewi	dena *et al.*	BCG/Prognos	Fraunhofer ISI/Consentec/ifeu
BIP (Mrd. Euro)	3.044	4.186	4.542	Ca. 4.660	4.621	3.692
Bevölkerung (Mio.)	82,2	k.A.	76,1	76,1	76,6	74
Haushalte (Mio.)	40,5	k.A.	k.A.	k.A.	41,4	38,61
Wechselkurs (Dollar/Euro)	0,93	k.A.	0,83	0,94	0,83	0,75
Personenkilometer (Mrd.)	1.072	1.140	k.A.	1.061	1.115	989 (BS)
Tonnenkilometer (Mrd.)	757	930	k.A.	969	945	934 (BS)
CO_2-Preis (Euro)	8,22	k.A.	k.A.	60	45(NA), 124 (GK)	30 (REF), 100 (BS)
Preis Erdöl (Euro/GJ)	8,06	k.A.	17,5	9,4	16,3 (NA), 7,1 (GK)	19,9 (REF), 19,9 (BS)
Preis Erdgas (Euro/GJ)	6,6	k.A.	9	8,3	9 (NA), 7,1 (GK)	11,4 (REF), 11,4 (BS)
Preis Steinkohle (Euro/GJ)	1,75	k.A.	2,2	2,4	2 (NA), 0,9 (GK)	5,6 (REF), 5,6 (BS)

Anmerkungen: k.A. = keine Angabe; NA = Szenario „Nationaler Alleingang“; GK = Szenario „Globaler Klimaschutz“; BS = „Basisszenario“; REF = „Referenzszenario“.
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Goldkamp (2019)

91. Die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts wird in den meisten Studien lediglich exogen vorgegeben. Die Vorgaben unterscheiden sich in diesen Fällen von Studie zu Studie, werden aber zwischen den Szenarien der gleichen Studie nicht variiert. Damit sollen Unterschiede zwischen den Szenarien (möglichst) auf energiewirtschaftliche Faktoren zurückzuführen sein. Beispielsweise unterstellen dena (2018), je nach Dekade, ein durchschnittliches jährliches Wachstum des realen Bruttoinlandprodukts zwischen 0,9 % bis 1,2 %. ewi (2017) gehen für die Zukunft vom historischen (1992-2016) durchschnittlichen Wachstum in Deutschland von 1,4 % pro Einwohner und Jahr aus. Relativ geringe jährliche reale Wachstumsraten des BIP nehmen (ISI *et al.*, 2017) an, je nach Dekade belaufen sich diese auf 0,7 % bis 0,8 %.

92. Neben den exogen vorgegebenen Entwicklungen beim Bruttoinlandprodukt erscheinen jedoch die Auswirkungen der Energiewendemaßnahmen auf das Bruttoinlandprodukt selbst besonders interessant; ebenso die Mehrkosten, die mit Investitionen in Energieanlagen, Verbrauchsgeräte oder andere Maßnahmen wie energetische Sanierung verbunden sind. BCG/Prognos (2018) schätzen insgesamt einen positiven BIP-Effekt von 0,9 % im Jahr 2050, sowohl im 80 %- als auch im 95 %-Klimapfad, sofern auch auf globaler Ebene ambitionierter Klimaschutz betrieben wird. Die plus 0,9 % ergeben sich gegenüber einer Referenzentwicklung bei Fortschreibung der bestehenden Anstrengungen. Eine leicht positive oder neutrale Wirkung im Jahr 2050 ist im 80 %-Klimapfad auch

dann zu erwarten, wenn es keinen globalen Konsens für Klimaschutz gibt (die Auswirkungen für den 95 %-Klimapfad ohne globalen Konsens wurden nicht untersucht). Dazu müssen die Maßnahmen aber optimal umgesetzt werden. Hierzu bestehen erhebliche Zweifel, da z. B. gute Reformvorschläge bereits in der Vergangenheit an Reformhindernissen scheiterten (vgl. Kapitel 1.3 und Kapitel 12).

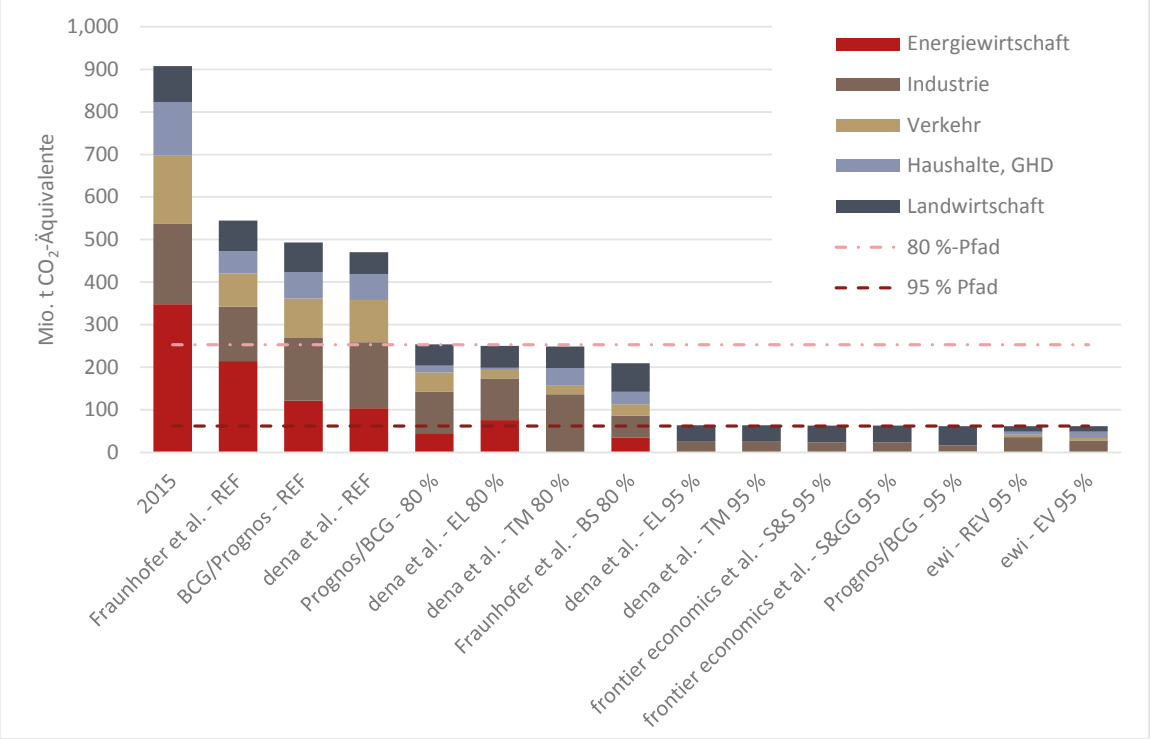
93. Die kosteneffiziente Erreichung der Klimapfade würde aus heutiger Sicht in Summe Mehrinvestitionen von 1,5 bis 2,3 Billionen Euro bis 2050 gegenüber einem Szenario ohne verstärkten Klimaschutz erfordern, davon ca. 530 Mrd. Euro für eine Fortschreibung bereits bestehender Anstrengungen (im Referenzpfad). Dies entspricht bis 2050 durchschnittlichen jährlichen Mehrinvestitionen in Höhe von ca. 1,2 bis 1,8 % des BIP. Die direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten nach Abzug von Energieeinsparungen lägen bei etwa 470 bis 960 Mrd. Euro bis 2050 (etwa 15 bis 30 Mrd. Euro pro Jahr), davon ca. 240 Mrd. Euro für bestehende Anstrengungen. Zum Vergleich, acatach (2017) geht davon aus, dass in den nächsten dreißig Jahren mit jährlichen Mehrkosten in Höhe von etwa ein bis zwei Prozent des heutigen Bruttoinlandsprodukts zu rechnen ist. Dies ergibt sich aus kumulierten systemischen Mehrkosten in Höhe von rund 2 Billionen Euro bis zum Jahr 2050, oder einem jährlichen Betrag von etwa 60 Mrd. Euro im Mittel der nächsten 33 Jahre. Die Schätzung der Mehrkosten ergibt sich aus einem Vergleich von Modellrechnungen mit einer 85 %igen Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen mit einem Referenzsystem, in dem lediglich 40 % gegenüber 1990 eingespart werden.

94. Auch bei der Anwendung von CCS gehen die Modelle von ganz unterschiedlichen Annahmen aus bzw. implementieren unterschiedliche Restriktionen. In dena (2018) wird die Anwendung der Technologie lediglich im 95 %-Pfad nach 2040 in der Industrie zugelassen. In Fraunhofer ISI/Consentec/ifeu (2018) und BCG/Prognos (2018) wird CCS, als letztes Mittel der Treibhausgasvermeidung, ebenfalls nicht ausgeschlossen. In frontier economics *et al.* (2017) wird auf CCS explizit verzichtet, in ewi (2017) stehen diesbezüglich keine Informationen zur Verfügung. In keiner der Studien ist der Einsatz von CCS in Kraftwerken zur Stromerzeugung zugelassen. Explizite Angaben zu Kostendegressionspfaden – welche die Ergebnisse maßgeblich beeinflussen dürften – werden nicht gemacht. Als harte Restriktionen bzw. exogene Vorgaben sind auch die Zielwerte der Klimapfade (also 80 % oder 95 % Reduktion der THG-Emissionen bis 2050 gegenüber 1990) zu betrachten. Im Rahmen dieser und ähnlicher Restriktionen berechnen die Modelle die kostenoptimale Transformation des Energiesystems.

Treibhausgasemissionen im Gesamtenergiesystem

95. Die sektoralen THG-Emissionen für 2015 (das Basisjahr der Studien) und für die Langfristziele im Jahr 2050 sind in Abbildung 10 dargestellt. Im Basisjahr wurden in der Energiewirtschaft mit rund 350 Mio. t CO_2-Äq. noch die höchsten sektoralen Emissionen ausgestoßen, werden aber bis 2050 in allen 95 %-Szenarien quasi auf Null reduziert. Dies gilt allerdings nicht unbedingt für die 80 %-Szenarien, vor allem im „Elektrifizierungs-Szenario“ (EL 80) von dena *et al.* (2018) bleiben die Emissionen in der Energiewirtschaft auf einem relativ hohen Niveau. In diesem Szenario wird im Unterschied zum „Technologie-Mix“-Szenario auf einen breit gefächerten Einsatz von vielfältigen Technologien verzichtet, insbesondere auf synthetische Brennstoffe auf Basis erneuerbarer Energien. In den ambitionierten Szenarien verbleiben vor allem im Industriebereich (prozessbedingt) und in der Landwirtschaft Emissionen, die nur schwer substituierbar sind.

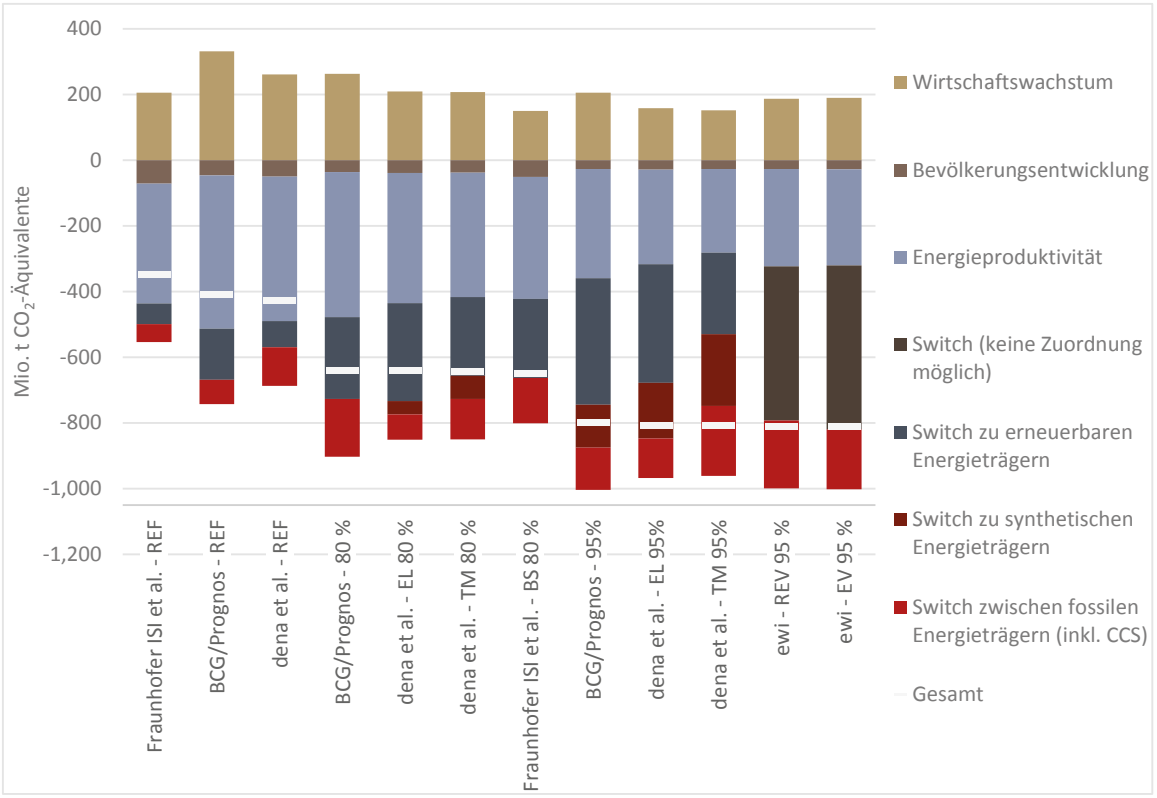
Abbildung 10: Sektorale THG-Emissionen im Jahr 2050 (sowie Vergleich zum Basisjahr 2015)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Goldkamp (2019)

96. Basierend auf den Szenario-Angaben aus den Studien und weiteren Annahmen über die entsprechenden Energiebilanzen im Jahr 2050 kann eine (indikative) Komponentenzerlegung der Treiber energetischer Emissionen zwischen dem Basisjahr 2015 und dem Zieljahr 2050 erfolgen. Dies geschieht ähnlich wie die Komponentenzerlegung im Kapitel 5.1.1 des zweiten Fortschrittsberichts, bezieht sich jedoch auf die THG-Emissionen (nicht auf den Primärenergieverbrauch) und berücksichtigt zusätzliche Effekte (BMWi, 2019f). Die Ergebnisse finden sich in Abbildung 11. Unterschieden werden der Effekt auf die THG-Emissionen durch die Bevölkerungsentwicklung 2015-2050, aufgrund des Wirtschaftswachstums (BIP pro Kopf), der Entwicklung bei der Energieproduktivität, des Switches zu erneuerbaren Energieträgern wie zu synthetischen Energieträgern und zwischen fossilen Energieträgern. Aus der Gegenüberstellung wird deutlich, dass in den 80 %-Szenarien die Steigerung der Energieproduktivität die stärkste Reduktion bei den Gesamtemissionen bewirkt, während in den 95 %-Szenarien insbesondere ein Switch zu emissionsfreien (erneuerbaren und synthetischen) Energieträgern erforderlich ist, um das Gesamtsystem klimaneutral zu gestalten. Interessanterweise entspricht die Bedeutung der synthetischen Kraft- und Brennstoffe in den Szenarien grob der erforderlichen Differenz zwischen den 80 %- und 95 %-Zielen. Power-to-X-Technologien erscheinen daher wesentlich für eine ambitionierte Dekarbonisierung bis 2050. Daher geht der Abschnitt 3.5 besonders auf diese Technologien ein. Auch hier darf nicht übersehen werden, welchen Einfluss Annahmen besitzen: In Fraunhofer ISI/Consentec/ifeu (2018), Basisszenario 80 %, wird z. B. ein relativ geringes BIP-Wachstum unterstellt, so dass im Ergebnis auch deutlich weniger Emissionen durch reduzierend wirkende Effekte kompensiert werden müssen.

Abbildung 11: Dekomposition der Treiber energetischer Emissionen im Gesamtsystem 2015-2050



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Goldkamp (2019)

97. Hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen Endenergieproduktivität ist anzumerken, dass zumindest alle Referenzszenarien von einem deutlich geringeren jährlichen Wachstum von 2008 bis 2050 ausgehen (1,4 %-1,8 %), als im Energiekonzept 2010 angestrebt (2,1 %). Tatsächlich ist die Produktivität im Zeitraum von 2008 bis 2017 lediglich um 1,0 % jährlich gestiegen. Um das bis 2050 angestrebte Ziel dennoch zu erreichen, müsste die Steigerung der Endenergieproduktivität in Zukunft also die 2,1 % deutlich übertreffen. Abseits der Referenzszenarien ist das Bild jedoch relativ uneinheitlich. Die höchsten jährlichen Endenergieproduktivitätssteigerungen bis 2050 werden in den Szenarien von BCG/Prognos (2018) (80 % und 95 %) unterstellt (bis zu etwa 2,8 %).

Sektorale Betrachtung

98. Diesen gesamtwirtschaftlichen Analysen folgt ein genauerer Blick in die einzelnen Sektoren. Zunächst sei die für die Energiewende und Sektorkopplung zentrale Stromwirtschaft betrachtet. Die Tabelle 13 zeigt die modellierten Stromerzeugungsmengen im Jahr 2050. Es wird klar ersichtlich, dass Photovoltaik und Windkraft die dominierenden erneuerbaren Stromquellen sein werden. Allerdings sehen die Autoren der Studien keinen eindeutigen Favoriten unter den beiden Erzeugungstechnologien, wobei sich die Bandbreite der erwarteten Erzeugungsmengen zwischen den Studien recht stark unterscheidet. Zwingende Voraussetzung für eine dominierende Rolle der Photovoltaik und Windkraft ist in jedem Fall, dass der Gesetzgeber die nötigen Ausbaukorridore schafft und den Netzausbau vorantreibt (vgl. Kapitel 5 und Kapitel 10).

99. Eine große Herausforderung in einem von Photovoltaik und Windkraft dominierten Stromsystem wird es sein, Erzeugung und Nachfrage in Einklang zu bringen. acatech/BDI/dena (2019) gehen davon aus, dass bis 2050

weiterhin regelbare Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 60 bis 130 GW notwendig sein werden – gegenwärtig besitzt der regelbare Kraftwerkspark rund 100 GW. Sofern Flexibilitätsoptionen nicht umfassend genutzt werden, sind hohe regelbare Kapazitäten auch deswegen nötig, weil in vielen Szenarien von einer starken Elektrifizierung der Verkehrs- und Wärmesektoren ausgegangen wird. Die Versorgungssicherheit in diesen Sektoren hängt folglich immer stärker von der Versorgungssicherheit im Stromsektor ab. Einen gewissen Ausgleich können die zumeist IT-gestützten Flexibilitätsoptionen schaffen. Elsner (2015) kommt diesbezüglich zum Schluss, dass Power-to-Heat, Kraft-Wärme-Kopplung und Demand Side Management (DSM) grundsätzlich robuste und kostengünstige Optionen darstellen. Ein mögliches DSM-Potential von über 65 GW im Jahr 2050 setzt sich zusammen aus häuslichen Photovoltaik-Batterien, Elektrofahrzeugen, Haushaltsgeräten sowie weiteren Potentialen im Wärme- und Industriesektor. Zusätzliche Kurzzeitspeicher (Batterien, Pumpspeicher- und Druckluftspeicherkraftwerke) sind nicht notwendig, wenn DSM-Potentiale erschlossen werden. GuD-Kraftwerke spielen eine zentrale Rolle, je nach Klimaschutzzielen werden sie mit Erdgas, Biogas oder Wasserstoff (als Teil von Gasspeichersystemen) betrieben. Die Biogasverstromung bleibt bei ambitionierten Zielen ebenfalls bedeutsam. Mit anderen Worten: für das Stromsystem der Zukunft gibt es viele Möglichkeiten.

Tabelle 13: Nettostromerzeugung im Jahr 2050 nach Szenarien

TWh	BCG/Prognos – REF	BCG/Prognos – 80 %	BCG/Prognos – 95 %	ewi – REV 95 %	ewi – EV 95 %	frontier economics – S&S 95 %	frontier economics – S&GG 95 %
Photovoltaik	90	100	114	192	192	171	193
Wind offshore	151	188	258	139	113	643	731
Wind onshore	194	208	215	373	372	373	364
Gas	49	47	48	84	61	141	10
Synthetisches Gas bzw. Gas aus PtG	0	0	48	84	61	Unbekannt	
Andere	136	83	80	87	72	172	144
Insgesamt	**620**	**626**	**715**	**875**	**811**	**1.500**	**1.442**

Quelle: Eigene Darstellung

100. In dieser Hinsicht ist auch die Entwicklung des Stromaußenhandels relevant. Wenn mehr Strom aus europäischen Nachbarländern importiert werden kann, fällt der Bedarf an Reservekapazitäten in Deutschland grundsätzlich geringer aus. Sofern die Studien das Thema behandeln, sehen die Autoren Deutschland langfristig vorrangig als Stromimporteur, wobei die Bandbreite der Ergebnisse recht groß ausfällt. BCG/Prognos (2018) gehen in allen Szenarien von einer relativ ausgeglichenen Stromhandelsbilanz aus. „Voraussetzung für die Realisierung der modellierten Handelsmengen ist die Steigerung der mittleren verfügbaren Handelsleistung von 19/20 GW (Export/Import) im Jahr 2015 auf 28/32 GW bis 2050. Hierzu ist eine Realisierung der im Bundesnetzentwicklungsplan 2015 geplanten Kuppelleistungen notwendig.“ (BCG und Prognos, 2018). Das Elektrifizierungsszenario „Revolution“ in ewi (2017) und die Szenarien in dena *et al.* (2018) gehen hingegen von relativ hohen Nettostromimporten aus (76 TWh bis 136 TWh im Jahr 2050). Neben der Elektrifizierung tragen auch ambitionierte nationale CO_2-Minderungsziele zu Importen bei, um inländische Produktion aus konventionellen Energieträgern zu vermeiden. Demgegenüber geht das Szenario „Evolution“ in ewi (2017) davon aus, dass Deutschland 2050 ein Nettoexporteur von Strom ist. Als Grund wird die hohe Stromerzeugung aus Wind und Sonne in Stunden mit hoher Verfügbarkeit genannt (vgl. auch Kapitel 5).

101. Neben den gesetzlichen Voraussetzungen werden auch weitere Faktoren die Ausbaupfade im Stromsektor beeinflussen. So werden Forschung- und Entwicklungsaktivitäten in den kommenden Jahrzehnten zusätzliche Kostendegressionspotentiale ermöglichen. Dies gilt nicht nur für die klassischen Erneuerbaren-Energien-Anlagen, sondern auch für die weiter unten diskutierten Power-to-X-Technologien. Basierend auf historischen Trends zwischen 2003 und 2016 wird beispielsweise eine weitere Degression der Kosten von z. B. Elektrolyseuren für Power-to-Gas-Anwendungen zwischen jährlich 3 % bis 5 % geschätzt (Glenk und Reichelstein, 2019). Sehr bedeutsam für die Zusammensetzung des Stromsystems wird aber voraussichtlich auch die gesellschaftliche Akzeptanz des Zubaus von Windkraft onshore etc. oder gegenüber dem Einsatz von CCS und CCU sein. Dies trifft vor allem auf die besonders ambitionierten Pfade zu (Elsner, 2015; BCG und Prognos, 2018; ISI *et al.*, 2018).

102. Im Gebäudesektor muss zur Erreichung der Klimaschutzziele die Sanierungsrate von derzeit ca. 1 % auf 1,4 bis 2,0 % gesteigert werden. Die Investitionen in einen energieeffizienten Gebäudebestand sollten daher möglichst rasch durch wirksame Förderimpulse gesteigert werden (acatech *et al.*, 2019; vgl. Kapitel 7). Die Bundesregierung geht auf das Thema „Sanierung und Investitionen im Gebäudesektor“ ausführlich ein (vgl. Kapitel 6.1.3 in (BMWi, 2019f)), zeigt aber keine umfassende Strategie auf, wie die erforderliche Steigerung der Sanierungsrate erreicht werden kann. Zudem sollte die Bundesregierung wenig diskutierte Technologieoptionen, wie die Vernetzung und Steuerung der Anlagenkomponenten im Gebäudebestand mittels Informationstechnik oder innovative Wärmedämmung mit Nanoschaum, ins Kalkül ziehen (BCG und Prognos, 2018; dena, 2018).

103. Der Industriesektor emittiert gegenwärtig ca. ein Fünftel der deutschen THG-Emissionen. Neben energiebedingten Emissionen fallen darunter vor allem auch die Emissionen aus Industrieprozessen, die z. B. bei der Herstellung von Stahl, Zementklinker, Kalk entstehen. Die prozessbedingen Emissionen, die sich in Deutschland auf etwa 7 % der Gesamtemissionen belaufen, lassen sich mit den heute verfügbaren Technologien nicht vollständig vermeiden. Bis 2050 wird neben Steigerungen in der Energieeffizienz ein weitest möglicher Wechsel auf erneuerbare Energieträger nötig werden. National nachhaltig verfügbare Biomasse könnte im Industriesektor eingesetzt werden, um dort Kohle und Gas in der industriellen Nieder- und Mitteltemperaturwärmeerzeugung zu ersetzen. Um die ambitionierten Klimaschutzziele in Deutschland langfristig zu erreichen, werden zudem neue Verfahren zur Vermeidung von Prozessemissionen benötigt, z. B. der Einsatz von grünem Wasserstoff bei der Eisenerzverhüttung. Auch CCS und CCU werden aus heutiger Sicht erforderliche Ergänzungen darstellen. Für all das bedarf es bereits heute intensiver Forschung und Entwicklung, da Innovations- und Investitionszyklen bis zu Jahrzehnten dauern können, und einer frühzeitigen gesellschaftlichen Auseinandersetzung mit den Themen (BCG und Prognos, 2018; dena, 2018). Die heimische Industrie könnte sich, ähnlich wie bei vielen erneuerbaren Energien- und Energieeffizienztechnologien (vgl. Kapitel 15.1.2 in (BMWi, 2019f)), als Exporteur dieser innovativen Technologien im globalen Umfeld positionieren. Die Expertenkommission unterstreicht daher die im zweiten Fortschrittsbericht erwähnte Wichtigkeit von „internationale[n] Energiekooperationen, die politischen Austausch ermöglichen und Wirtschaftsaktivitäten flankieren“ (vgl. Kapitel „Zentrale Botschaften des zweiten Fortschrittsberichts“ in (BMWi, 2019f)).

104. Auch der Verkehrssektor braucht neue Impulse. In den letzten Jahren sind die THG-Emissionen über das Niveau von 1990 gestiegen. Im Güterverkehr ist auch langfristig mit einer wachsenden Nachfrage zu rechnen. Den vielfältigen Herausforderungen des Verkehrssektors kann nur mit Instrumenten begegnet werden, die möglichst technologieoffen elektrisch, gasförmig und mit CO_2-neutralen Kraftstoffen betriebene Antriebe berücksichtigen. Im Pkw-Bereich ist die Elektromobilität vielversprechend (vgl. Kapitel 8). Der zweite Fortschrittsbericht nennt eine Reihe von wichtigen Ansatzpunkten, um eine emissionsarme Mobilität zu erreichen, etwa „die Verbreitung elektrisch betriebener Fahrzeuge, der Ausbau der Ladeinfrastruktur […] [,] die Erhöhung des Verkehrsanteils bei Radfahrern […] [,] Investitionen in die Schieneninfrastruktur“ etc. (vgl. Kapitel 1 und Kapitel 7 in (BMWi, 2019f)). Der Blick darf sich dabei nicht auf prominente Themen wie die Elektromobilität verengen. Im

internationalen Flug- und Schiffsverkehr sollten zum Beispiel Mechanismen gefunden werden, um erneuerbare bzw. synthetische Kraftstoffe zum Einsatz zu bringen. Die Bundesregierung ist sich dessen bewusst (vgl. Kapitel 3.3 und Kapitel 7.2 in (BMWi, 2019f)). Allerdings fehlen im zweiten Fortschrittsbericht Hinweise bezüglich einer konkreten Umsetzungsstrategie.

105. Letztlich muss auch die Landwirtschaft einen substantiellen Beitrag leisten, sollen die ambitionierten Klimaschutzziele erreicht werden. Reduktionspotentiale liegen in der Verringerung des Stickstoffeinsatzes bei der Nutzung landwirtschaftlicher Böden. Weitere Emissionsminderungen könnten im landwirtschaftlichen Tierbestand erreicht werden, z. B. über methanausstoßhemmende Futtermittelzusätze. Durch Fleischersatz könnten Emissionen vermieden werden, die sich bei konventioneller Fleischproduktion nur schwer adressieren lassen (BCG und Prognos, 2018).

106. Aus der obigen Analyse wird deutlich, dass bereits heute Strategien zu entwickeln und Prozesse anzustoßen sind, auch wenn diese erst in der Perspektive jenseits 2030 zur Entfaltung kommen werden. In den folgenden Abschnitten sollen in dieser Stellungnahme wichtige Themenfelder besonders herausgehoben werden: die Versorgung mit Erdgas bzw. die zukünftige Rolle der gasförmigen Energieträger (vgl. Abschnitte 3.3 und 3.4) sowie die Rolle von Power-to-X- und CCU-Technologien (vgl. Abschnitte 3.5 und 3.6).

3.3 Versorgung mit Erdgas

107. Nach dem Mineralöl ist Erdgas mit 3.230 PJ (2017) der zweitwichtigste Primärenergieträger in Deutschland. Es deckt mit 23,7 % fast ein Viertel des deutschen Primärenergieverbrauchs. Trotz der immensen Bedeutung des Erdgases für das Energiesystem sind die Ausführungen der Bundesregierung im Bereich der Versorgungssicherheit mit Erdgas im Fortschrittsbericht, wie auch in den Vorjahresberichten, spärlich und rückwärtsgewandt (vgl. Kapitel 9.1.2 in (BMWi, 2019f)). Geopolitische Implikationen der Gasversorgung sowie der dringend benötigte Ausbau der europäischen Gasinfrastruktur werden nicht oder nur knapp abgehandelt. Die Expertenkommission möchte daher in diesem Jahr ein besonderes Augenmerk auf diese Punkte legen.

108. Wie der Fortschrittsbericht der Bundesregierung ausführt, lag der durchschnittliche System Average Interruption Duration Index für alle Letztverbraucher (SAIDI Gas) im Jahr 2017 unterhalb von einer Minute. Auch wenn hier nur ungeplante Unterbrechungen einfließen, die auf Einwirkungen Dritter, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind, während die Lieferunterbrechungen als Folge von Naturkatastrophen sowie anderen Ereignissen höherer Gewalt ausgeblendet sind, sind die Gasversorgungsnetze in Deutschland sehr zuverlässig. Das deutet darauf hin, dass die Netze in der Vergangenheit ausreichend gewartet und unterhalten wurden und auch der Netzausbau bedarfsgerecht erfolgt ist. Doch aus guten SAIDI-Werten lassen sich keine belastbaren Aussagen für die Netzzuverlässigkeit in der Zukunft ableiten. Grundlage für entsprechende Aussagen ist der Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas 2018; FNB Gas, 2019), auch wenn sich daraus nicht so ohne Weiteres quantitative Indikatoren zur Einschätzung der künftigen Zuverlässigkeit der Gasversorgungsnetze ableiten lassen. Man könnte sich beispielsweise mit der Entwicklung der Investitionsvolumina in Relation zur absehbaren Endnachfrageentwicklung behelfen, doch da die Wichtigkeit einzelner Investitionsprojekte für die Gasversorgungssicherheit unterschiedlich beurteilt werden muss, hilft ein solcher Indikator nicht wirklich weiter. Die Expertenkommission empfiehlt hier, sich auf die Kompetenz und das Verantwortungsbewusstsein der Gasnetzbetreiber zu verlassen und auf investitionsorientierte Indikatoren zu verzichten.

109. Zudem steht bei der öffentlichen Diskussion der künftigen Gasversorgungssicherheit nicht so sehr die Netzinfrastruktur im Vordergrund, sondern die Importabhängigkeit, insbesondere in Bezug auf den Gasimport

aus Russland. Mit dem europäischen Binnenmarkt für Erdgas ergibt eine rein deutsche Betrachtung dieses Sachverhalts keinen Sinn, insbesondere seitdem auf Druck der EU-Kommission die Bestimmungslandklauseln aus den langfristigen Importverträgen gestrichen worden sind. Entsprechend sollte das Problem der Importabhängigkeit aus einer gesamteuropäischen Perspektive analysiert werden.

110. Im Jahr 2017 importierte Europa (EU plus Balkan, Schweiz und Norwegen) Erdgas im Volumen von 190 Mrd. m^3 oder 26 % seiner Erdgasimporte aus Russland. Umgekehrt exportierte Russland 88 % seiner Gasexporte nach Europa. Auch beim Erdöl ist Europa mit einem Exportanteil von 58 % wichtiger Kunde der russischen Föderation (BP, 2018). Die mit den russischen Öl- und Gasexporten verbundenen Einnahmen decken aktuell rund 40 % der Staatseinnahmen auf föderaler Ebene und rund 20 % auf gesamtstaatlicher Ebene (Kluge, 2018), dies trotz der 2017 sehr tiefen Weltmarktpreise für Erdgas und Erdöl. Vor diesem Hintergrund sind die politischen Sorgen Europas vor einseitiger Energieabhängigkeit von Russland wenig überzeugend. Natürlich würde Russland bei einem Boykott von Erdgas-Exporten nach Europa die europäische Wirtschaft in namhafte Schwierigkeiten bringen, zumindest so lange, wie keine Ersatzlieferketten etabliert sind. Doch im Gegenzug würde ein solcher Lieferboykott den russischen Staatshaushalt und damit auch die russische Wirtschaft in beträchtliche Schwierigkeiten bringen. Bei einem gegen Europa gerichteten Gaslieferboykott würde Russland größere ökonomische Probleme erleiden als dies umgekehrt für Europa zu erwarten wäre. Dabei sind auch die negativen Langfristkonsequenzen politisch motivierter Boykotte in Form des Vertrauensverlusts der Gasverbraucher zu beachten. Entsprechend müsste Russland nach der Beendigung einer Boykottmaßnahme ziemlich lange warten, bis die ursprünglichen Liefermengen wieder erreicht werden, und das wäre wohl auch nur unter Inkaufnahme deutlicher Preisnachlässe gegenüber den Weltmarktpreisen möglich. Im internationalen Gashandel besteht also eine wechselseitige Abhängigkeit zwischen Import- und Exportländern, wobei im vorliegenden Fall Europa in einer komfortableren Lage ist als Russland, da eigene Speicherkapazitäten, alternative Lieferquellen, Umstellung auf andere Energieträger und forciertes Energiesparen als strategische Importalternativen aktiviert werden können. Demgegenüber könnte Russland den Ausfall von Exporten nach Europa nur durch den Ausbau der Gasexport-Korridore Richtung China kompensieren.

111. Allerdings könnte sich ein etwaiger Boykott seitens Russlands nicht gegen die gesamte Europäische Union richten, sondern einzelne Länder herauspicken, auch um sie politisch zu erpressen. Dies ist bekanntlich eine weit verbreitete Sorge in Osteuropa. Die effektivste Antwort der Europäischen Union wären die Beseitigung von Gashandelshemmnissen innerhalb der Gemeinschaft und – als Voraussetzung dafür – der Ausbau transeuropäischer Gasnetze. Sobald jeder Mitgliedsstaat mit Pipeline-Systemen anderer EU-Mitgliedsstaaten verknüpft ist und damit infrastrukturell in der Lage ist, Gaslieferungen aus Russland bedarfsgerecht zu ersetzen, sind einzelne Länder nicht mehr erpressbar. Diesbezüglich steht es in der Europäischen Union nicht zum Besten. Etliche osteuropäische Länder verfügen noch nicht über ausreichende Pipeline-Verbindungen mit den europäischen Gasnetzen. Deshalb hatte die EU-Kommission schon im Jahr 2006 eine Initiative zum Ausbau transeuropäischer Netze sowie zur Mitfinanzierung entsprechender Pipeline-Investitionen lanciert. In den letzten Jahren konzentrierten sich die Aktivitäten auf die Verknüpfung der Gasnetze zwischen den Ostseeanrainern (Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) aus dem Jahr 2008). Angestrebt wird der Bau von Gaspipelines, die in beide Richtungen betrieben werden können. Leider geht es hier aber nur recht schleppend voran. Auch nach 10 Jahren sind noch nicht alle Lücken beseitigt. Im Jahr 2015 wurde auf Anregung des damaligen polnischen Ministerpräsidenten Donald Tusk das Projekt der Europäischen Energieunion lanciert (COM, 2015). Doch weil die Verknüpfung europäischer Gasnetze nur ein Teil eines (allzu) umfangreichen Programms ist, werden Infrastrukturdefizite immer noch nicht angemessen angegangen.

112. Abgesehen von der damit nach wie vor bestehenden Erpressbarkeit einzelner EU-Mitgliedsstaaten spricht vieles dafür, dass die Gasimportabhängigkeit Europas aktuell kein ernsthaftes Versorgungsrisiko darstellt, zumindest solange man davon ausgeht, dass Russland sich als Gasexportland ökonomisch rational verhält. Doch bekanntlich ist keine Regierung davor gefeit, ökonomisch irrationale Entscheidungen und Maßnahmen zu treffen, um übergeordnete Vorteile jenseits der reinen Energiemärkte zu erreichen. Gerade gegenüber Russland wird dieser Verdacht immer wieder erhoben, wobei beispielsweise das Eingreifen russischer Truppen in Georgien und in der Ukraine als Belege gelten können. Trotz dieser politischen Unberechenbarkeit gab es jedoch bei den Gaslieferungen aus der ehemaligen UdSSR bzw. dem heutigen Russland in die Länder der Europäischen Union bislang noch keine bilateralen Störungen, selbst nicht in der Periode des Regimewechsels mit dem Auseinanderfallen der UdSSR Anfang der 1990er Jahre. Bedingt durch Auseinandersetzungen zwischen Gazprom und dem ukrainischen Gasnetzbetreiber Naftogaz gab es in den Jahren 2006 und 2009 Lieferstörungen zwischen Russland und den Ländern der Europäischen Union, doch wurden diese jeweils innerhalb von wenigen Tagen wieder gelöst. Offensichtlich haben die Verantwortlichen der russischen Regierung die vorstehend analysierte Abhängigkeit ihres Landes von den europäischen Energiekunden im Blick.

113. Nun fließt bekanntlich nicht der gesamte Gasexport von Russland direkt nach Europa, sondern über die Transitländer Weißrussland („Yamal-Europe“ mit einer Kapazität von 33 Mrd. m^3/Jahr) und die Ukraine (mit einer Transitkapazität von 120 Mrd. m^3/Jahr). Die ukrainischen Kapazitäten entsprechen 50 % der aktuell verfügbaren Transitkapazitäten zwischen Russland und Europa – diese liegt mit 240 Mrd. m^3/Jahr deutlich über den aktuellen europäischen Gasimporten von 190 Mrd. m^3/Jahr. Derzeit bestehen also freie Transitkapazitäten zwischen Russland und der EU, wobei auch die ukrainischen Kapazitäten unterausgelastet sind: Nach einem Bericht der Deutschen Welle vom 17.07.2018 wurden im Jahr 2017 nur 94 Mrd. m^3 Gas durch die Ukraine nach Westeuropa transportiert. Dies verschaffte dem staatlichen Gasnetzbetreiber Naftogaz einen Gewinn von knapp 1,1 Mrd. Euro oder 4 % der staatlichen Einnahmen (Kinkartz, 2018).

114. Ende 2019 läuft der bestehende Transitvertrag zwischen dem russischen Gasexportunternehmen Gazprom und dem ukrainischen Pipeline-Betreiber Naftogaz aus. Ohne einen derzeit verhandelten Anschlussvertrag droht ab 2020 eine Gasversorgungslücke in Europa, denn die beiden neuen Transportleitungen „Nord Stream II“ mit 55 Mrd. m^3/Jahr und „Turkish Stream“ mit 31,5 Mrd. m^3/Jahr werden kaum rechtzeitig in Betrieb gehen, und auch die jeweiligen Anschlussleitungen innerhalb der Europäischen Union (EUGAL und TAP) dürften noch nicht bereitstehen. Ohne einen neuen Transitvertrag mit Naftogaz wäre die Gazprom kaum mehr in der Lage, ab dem Januar 2020 bestehende Verpflichtungen aus langfristigen Lieferverträgen mit europäischen Abnehmern zu erfüllen. Die Ukraine hat also in den derzeit laufenden Verhandlungen ein veritables Druckmittel in der Hand und könnte es beispielsweise nutzen, um die von der Gazprom zu zahlenden Transitgebühren deutlich anzuheben. Nimmt man die Bedeutung der Staatseinnahmen des Gastransits für die Ukraine (4 %) gegenüber den russischen Staatseinnahmen aus Energieexporten (40 % föderal, 20 % gesamtstaatlich) zum Maßstab, so ist eine ökonomische Asymmetrie zu erkennen. Ein Ausbleiben einer Anschlussregelung in der Ukraine würde einen geringeren Schaden anrichten als in Russland. Die Ukraine sitzt also „am längeren Hebel“, solange die Fertigstellung von Nord Stream II und Turkish Stream mit ihren Anschlussleitungen noch auf sich warten lassen. Hier manifestiert sich das in der energiewissenschaftlichen Literatur eingehend analysierte Hold-up-Problem (Erdmann und Zweifel, 2008, p. 227 ff.), welches erst mit der Betriebsaufnahme der beiden neuen Pipeline-Systeme auflösbar ist, was dann auch die europäischen Versorgungsrisiken von Gasimporten vermindert.

115. Um eine zukunftsfeste Regelung des Gastransits durch die Ukraine zu erreichen, stehen die Bundesregierung und die EU-Kommission mit den Vertretern der Regierungen von Russland und der Ukraine sowie der beiden Unternehmen Gazprom und Naftogaz in Verhandlungen. Die Expertenkommission begrüßt dies nachdrücklich. Leider werden diese Verhandlungen durch die militärischen Auseinandersetzungen zwischen Russland und der

Ukraine sowie den Streit um wechselseitige finanzielle Forderungen zwischen Gazprom und Naftogaz belastet. Ein privates schwedisches Schiedsgericht hat diese Forderungen bewertet und Gazprom mit einem Urteilsspruch von 28.02.2018 verpflichtet, an die Naftogaz netto rund 2,56 Mrd. Dollar zu zahlen. Postwendend trug Gazprom den Streit in die nächsthöhere Instanz und kündigte zudem an, die geschäftliche Zusammenarbeit mit Naftogaz endgültig zu beenden. Der Schiedsspruch hatte also noch keine deeskalierende Wirkung. Doch entsprechend der zuvor aufgezeigten Asymmetrien liegt es im Interesse Russlands und der Gazprom, Hand zu einem neuen Transitvertrag zu bieten, wobei die ukrainische Seite ihrerseits an einer Vereinbarung mit Gültigkeit weit über die Betriebsaufnahme der aktuell im Bau befindlichen Pipelineprojekte hinaus interessiert sein müsste. Es ist zu erwarten, dass sich aus dieser Ausgangssituation heraus eine tragfähige Vereinbarung im Interesse der deutschen und europäischen Gasversorgungssicherheit finden lässt.

3.4 Langfristige Rolle von gasförmigen Energieträgern

116. Im Fortschrittsbericht der Bundesregierung heißt es lapidar: „Insbesondere als Brücke von fossilen zu erneuerbaren Energien im Strombereich kann Erdgas eine wichtige Rolle spielen.“ (vgl. Kapitel 9.1.2 in (BMWi, 2019f)). Über die künftige Bedeutung und konkrete Entwicklung des Erdgases über den Zeithorizont 2030 hinaus gibt es momentan aber keine eindeutigen politischen Ideen und Vorgaben. Ein Beleg dafür ist die Vielfalt an Szenarien, die jüngst für das BMWi und das BMU erarbeitet wurden. Dies geht exemplarisch aus Tabelle 14 hervor: Die Spalten [2] und [3] zeigen Ergebnisse der von BMWi beauftragten Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland“. Während im BMWi-Referenzszenario die geltenden energie- und klimapolitischen Ziele klar verfehlt werden – dieses Szenario also für die politische Entwicklung der Gaswirtschaft irrelevant ist – sinken die $CO_{2\text{-}Äq}$-Emissionen im BMWi-Basisszenario um rund 83 % ggü. dem Ausgangsjahr 2020. Die Spalten [4] bis [6] zeigen die Ergebnisse einer vom Bundesumweltministerium (BMUB) beauftragten Studie, die Szenarien mit verschiedenen klimapolitischen Ambitionsniveaus für den Zeithorizont bis 2050 entwickelt hat. Vergleicht man die Szenarien hinsichtlich der für das Jahr 2050 anzustrebenden Endenergie-Gasverbräuche, so sind die Unterschiede von einer Dimension, die keine Erkenntnisse über die angestrebte bzw. erforderliche Reduktion des Gasverbrauchs zulässt. Demnach fehlt es momentan aus Sicht der Gaswirtschaft an politischer Planungssicherheit.

117. Die in Tabelle 14 aufgeführten Varianzen stehen im Zusammenhang mit der Beobachtung, dass es derzeit im Wesentlichen zwei entgegengesetzte Denkschulen zur künftigen Rolle von gasförmigen Energieträgern gibt. Die eine Denkschule weist darauf hin, dass die Potentiale von regenerativem Erdgas im Inland beschränkt sind und die energetische Nutzung von gasförmigen Energieträgern damit auf regenerative Gasimporte oder auf fossiles Erdgas angewiesen wäre. Letzteres steht jedoch im Widerspruch zur angestrebten Klimaneutralität des deutschen Energiesystems. Entsprechend wäre nach dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohlenutzung später auch ein Ausstieg aus der fossilen Gaswirtschaft erforderlich. Ob und wie das umsetzbar ist, wird unter anderem in den für das BMUB erarbeiteten Klimaschutzszenarien analysiert (Öko-Institut und Fraunhofer, 2015).

Tabelle 14: Aktuelle Szenarien für den Endenergieverbrauch von Gasen in Deutschland

	BMWi-Referenz-szenario	BMWi-Ba-sisszenario	BMUB-Aktuelle Maßnahmen	BMUB-KS80	BMUB-KS95
Jahr			PJ		
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]
2010	2.505	2.509	2.153	2.153	2.153
2020	2.348	2.269	2.050	1.929	1.604
2030	2.076	1.895	1.686	1.432	825
2040	1.677	1.331	1.293	1.029	315
2050	1.377	941	986	782	124
Nachrichtlich: Primär-energie Gas 2050	1.962	1.307	1.355	821	286

Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Fraunhofer ISI/Consentec/ifeu (2018) und Öko-Institut/Fraunhofer (2015)

118. In den genannten Szenarien wird die Frage nach alternativen Wegen zur Klimaneutralität der Gaswirtschaft nach Ansicht der Expertenkommission noch nicht in ausreichender Tiefe analysiert: Neben einem eventuellen Ausstieg aus der Erdgas-Verwendung ist hier an den Import regenerativer Gase etwa aus Flächenländern wie Russland und der Ukraine zu denken, wobei ganz nebenbei die vorhandenen Pipelines, Verdichter und Gasspeicher weitergenutzt werden könnten. Ebenfalls denkbar wäre die Nutzung innovativer Technologien wie beispielsweise Power-to-Gas, CO_2-Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS), etwa in den ausgebeuteten Offshore-Gasfeldern Norwegens, sowie CO_2-Abscheidung und Nutzung (Carbon Capture and Utilization, CCU) (vgl. ICEF, 2016). Um die wirtschaftlichen Perspektiven dieser Ideen zu bewerten, sollte man gedanklich von CO_2-Preisen von 100 Euro/t CO_2 oder höher ausgehen, wie dies ja auch für ehrgeizige Klimaschutzszenarien zu erwarten wäre. In diesem Fall können solche und ähnliche Innovationen wirtschaftlich attraktiv werden, die derzeit noch jenseits aller realistischen Chancen sind. Hierzu müssen aber bereits frühzeitig ernsthafte Anstrengungen in entsprechenden Projekten insbesondere der Grundlagenforschung unternommen werden. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, diese Aspekte in weiteren Klimaschutzszenarien wissenschaftlich präzisieren zu lassen.

119. Die zweite Denkschule geht davon aus, dass man sich ein allein auf Wind, Sonne, Wasserkraft und Batteriespeichern beruhendes Energie- bzw. Elektrizitätssystem für eine gesicherte Energieversorgung kaum vorstellen kann. Es braucht zusätzlich Energiespeicher, die mehrwöchige und saisonale Schwankungen abdecken können, wie es nach dem Kohleausstieg und dem absehbaren Verzicht auf fossile Mineralöle bevorzugt chemische Energieträger, darunter die gasförmigen Energieträger Wasserstoff und Methan, leisten können. Eine Langfristperspektive für gasförmige Energieträger ergibt sich auch aus der öffentlichen und industriellen Kraft-Wärme-Kopplung, also der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung auf Basis von Verbrennungsprozessen. Im Verkehrsbereich ist eine vollständige Elektrifizierung momentan ebenso visionär (insbesondere bei der Luftfahrt) wie die Substitution von Kohlenstoff im Bereich vieler industrieller Prozesse (Beispiele sind die Stahl-, Zement- und Carbon-black-Herstellung). In all diesen Fällen können gasförmige Energieträger Teil der Lösung sein. Doch ohne die Ergebnisse einer entsprechenden Grundlagenforschung fehlt die Basis für eine realistische Einschätzung eines eventuellen späteren Ausstiegs aus der Gaswirtschaft.

120. Die zweite Denkschule argumentiert außerdem mit dem Vorhandensein einer praktisch flächendeckenden und leistungsfähigen Gasinfrastruktur inklusive Gasspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen (allein in Deutschland von rund 300 TWh (BNetzA/BKartA, 2019, S. 345). Bei einer kräftigen Reduktion der Gasnutzung –

und natürlich während der Übergangsphase zu einem Komplett-Ausstieg aus der Gaswirtschaft – muss die bestehende Gasinfrastruktur im Kern aufrechterhalten und bezahlt werden. Die Frage nach den Auswirkungen einer schrumpfenden Gaswirtschaft auf die Finanzierung der Gasinfrastruktur wird bislang wenig beachtet. Da die Kosten von Gasnetzen zum größten Teil Fixkosten sind, würde eine Viertelung des jährlichen Gasabsatzes an Letztverbraucher und Elektrizitätserzeugung größenordnungsmäßig zu einer Vervierfachung der Gasnetzentgelte pro Energieeinheit führen – zum Nachteil der Gasnetzkunden. Genauere Angaben setzen eine detaillierte Netzrückbauplanung voraus, die im Rahmen von Langfristszenarien erarbeitet werden müsste.

121. Einige energiepolitische Maßnahmen der Bundesregierung deuten darauf hin, dass momentan eher die zweite Denkschule praktiziert wird und entsprechend auch bei ehrgeizigen Klimazielen eine langfristige Gasnutzung zu erwarten wäre. Zwar wurde die Förderung von neuen Biogas-Anlagen deutlich heruntergefahren (durch eine Beschränkung der Biogas-Ausschreibevolumina auf derzeit 150 MW jährlich), und im Verkehrs- und Wärmemarkt spielt Biogas trotz regulatorischer und steuerlicher Anreize keine nennenswerte Rolle. Doch andererseits hat die Bundesregierung bereits mehr als ein Dutzend Power-to-Gas-Pilotanlagen finanziell gefördert und plant im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms aktuell die Förderung von Power-to-Gas-Projekten im industriellen Maßstab (im Rahmen von „Reallaboren“). Solche Förderinitiativen ergäben nur Sinn, wenn eine neue Langfristperspektive mit Auswirkungen auf die künftige Weiternutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur eröffnet wird. Auch die aktuellen Anreize von Investitionen in Kraft-Wärme-Systeme geben nur in Verbindung mit einer nachhaltigen Nutzung der Gasinfrastruktur einen Sinn.

122. Darüber hinaus ist der Ausbau der Gasnetze in Deutschland keinesfalls verlangsamt worden oder gar zum Erliegen gekommen. Im Jahr 2017 haben die Ferngasnetzbetreiber insgesamt fast 1 Mrd. Euro in die Fernleitungsnetze investiert, wobei rund 90 % auf Neu- und Ausbauten sowie Erweiterungen verwendet wurden; für das Jahr 2018 sind 50 % höhere Investitionen vorgesehen (BNetzA/BKartA, 2019, S. 369). Hinzu kommen jährlich gut 1 Mrd. Euro Investitionen in Gasverteilnetze. Im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 schlagen die Gasnetzbetreiber insgesamt 41 Ausbaumaßnahmen vor, für die bis 2028 ein Investitionsbudget von insgesamt 7 Mrd. Euro beantragt wird. Neben der 480 km langen EUGAL-Pipeline von Lubmin (Anschluss an die im Bau befindliche Nordstream II) an die deutsch-tschechische Grenze finden sich in diesem Entwurf beispielsweise auch zwei Anschlussleitungen zur Versorgung von neuen Gaskraftwerken in Wolfsburg und Griesheim (BNetzA/BKartA, 2019, S. 364 f.). Die BNetzA hat bisher nicht erkennen lassen, dass sie diesen Projekten die erforderlichen Genehmigungen versagen wird. Im Gespräch befindet sich außerdem ein erstes deutsches LNG-Importterminal in Wilhelmshaven, Brunsbüttel oder Stade, auch um den absehbaren Rückgang der Gasimporte aus den Niederlanden auszugleichen.

123. Die erkennbare Diskrepanz zwischen den deklarierten Zielen einer klimaneutralen Energiewirtschaft bis 2050 zur Umsetzung des Paris-Abkommens von 2015 einerseits und der politischen Unterstützung und Förderung gasbezogener Investitionen und Innovationen andererseits ist aus Sicht der Expertenkommission problematisch. Im Interesse der Planungssicherheit empfiehlt die Expertenkommission, in Bezug auf die künftige Rolle von gasförmigen Energieträgern Klarheit zu schaffen und dabei auch den Szenario-Trichter politisch enger zu fassen. Der von der Bundesregierung im Dezember 2018 angestoßene „Dialogprozess Gas 2030“ (vgl. Kapitel 9.1.2 und Kapitel 13.1.1 in (BMWi, 2019f)) wird hier hoffentlich einen wichtigen Beitrag leisten.

3.5 Die Rolle von Power-to-X

124. Das Konzept der Sektorkopplung zielt auf die direkte und indirekte Elektrifizierung von bisher fossil (nicht elektrisch) betriebenen Anwendungen. Bei der direkten Elektrifizierung wird der fossile Energieträger durch erneuerbar erzeugten Strom ersetzt (z. B. Elektromotor statt Verbrennungsmotor, Wärmepumpe statt

Gasheizung). Bei der indirekten Elektrifizierung wird die erneuerbare elektrische Energie in einen stofflichen Energieträger umgewandelt, der dann statt eines fossilen Energieträgers genutzt werden kann (z. B. Herstellung von künstlichem Kerosin für den Flugverkehr). Die PtX-Technologien gehören grundsätzlich in diese zweite Kategorie der Sektorkopplungs-Technologien und umfassen Power-to-Heat (PtH) (Umwandlung von Strom zu Wärme), Power-to-Gas (PtG) (Übertragung der elektrischen Energie in einen gasförmigen, stofflichen Energieträger wie Wasserstoff (H_2) oder Methan (CH_4)), Power-to-Liquid (PtL) (Übertragung der elektrischen Energie in einen flüssigen, stofflichen Energieträger wie Otto- oder Dieselkraftstoff, Kerosin, etc.) sowie Power-to-Chemicals (PtC) (Herstellung von Chemikalien, wie Methanol (CH_3OH), Ammoniak (NH_3), etc.). Letztere sind in der Regel ebenfalls flüssig oder gasförmig, so dass die Nomenklatur nicht immer eindeutig ist (vgl. Kapitel 5.4 in EWK, 2016; Ausfelder und Dura, 2018). Die große Bedeutung dieser Technologien wird allein schon bei der groben Betrachtung der THG-Emissionen in den größten Anwendungsbereichen deutlich. Die THG-Emissionen in der Energiewirtschaft (Strom und Wärme), im Verkehr und in der Industrie machen ca. 600 von derzeit 900 Mio. t CO_2 pro Jahr aus.

125. Die (erneuerbare) Stromerzeugung ist Ausgangspunkt der PtX-Technologien. Dieser widmet die IEA (2018) erstmals einen eigenen Schwerpunkt im World Energy Outlook. Die Internationale Energieagentur sieht Strom als den zentralen Energieträger des globalen Energiesystems der nächsten Dekaden, der bereits heute mehr Investitionen auf sich vereint als die traditionellen fossilen Energieträger Öl und Gas. Die Integration fluktuierender erneuerbarer Energieträgen wird in sechs Phasen unterteilt. In den ersten beiden Phasen haben erneuerbare Energien praktisch keinen oder nur einen geringen bis moderaten Einfluss auf den Strommarkt. Dies war in Deutschland in der Anfangszeit des EEG der Fall. In Phase 3 ist die erneuerbare Stromerzeugung bereits von wesentlicher Bedeutung und führt zu charakteristischen Angebotsmustern. Die IEA sieht Deutschland gegenwärtig in dieser Phase. In Phase 4 und 5 gibt es Zeiten (zunächst über Stunden, später bis zu Wochen), in denen die erneuerbare Stromerzeugung fast 100 % der Erzeugung ausmacht. Entsprechend den Szenarien im Abschnitt oben ist dies für die Phase um 2030 zu erwarten. In Phase 6 schließlich kann das Stromsystem sogar mit Überschüssen bzw. Defiziten aus fluktuierender Stromerzeugung umgehen, die über Monate oder Jahreszeiten hinweg andauern. In dieser Phase sieht der World Energy Outlook den Bedarf nach saisonalen Speichern sowie nach der Nutzung von synthetischen Kraftstoffen oder Wasserstoff.

126. Der Szenarienvergleich für Deutschland machte deutlich, dass Power-to-X-Technologien für die Erreichung der ambitionierten 95 %-Klimaschutzziele erforderlich sein werden. So äußern sich die Studien allein zum Thema PtG wie folgt: Nach BCG/Prognos (2018) wären Nullemissionen im Stromsystem erreichbar, wenn zuvor fossile flexible Backup-Erzeugung zu 100 % mit Power-to-Gas betrieben wird und damit im Gasnetz ein saisonaler Energiespeicher entsteht. Auch dena *et al.* (2018), ewi (2017) und frontier economics *et al.* (2017) gehen davon aus, dass synthetische Brennstoffe bzw. Power-to-Gas ein fester Bestandteil der 95 %-Zielszenarien sind. Die Expertenkommission begrüßt daher die Aussagen der Bundesregierung zur Sektorkopplung bzw. zu den dafür notwendigen Technologien, die an mehreren Stellen des zweiten Fortschrittsberichts zu lesen sind: etwa im Kapitel zu den erneuerbaren Energien („Eine Erhöhung des Erneuerbaren-Ausbaus ist nicht zuletzt erforderlich, um den Kohlestrom zu ersetzen und den zusätzlichen Strombedarf zu decken, damit die Klimaschutzziele im Verkehr, in Gebäuden und in der Industrie erreicht werden können.“) oder im Querschnittsthema „Von der Stromwende zur Energiewende“ (vgl. Kapitel „Zentrale Botschaften des zweiten Fortschrittsbericht“ und Kapitel 1 in (BMWi, 2019f)). Dem Fortschrittsbericht fehlen jedoch Aussagen zu konkreten Anwendungen und Potentialen der Power-to-X-Technologien, die nachfolgend thematisiert werden.

Konkrete Anwendungen und Potentiale

127. Der Einsatzbereich der PtX-Technologien zur Sektorkopplung kann an dieser Stelle nicht umfänglich beschrieben werden. Die folgenden sektoralen Beispiele sollen lediglich wichtige Anwendungen skizzieren (vgl. zur Vertiefung: Fischedick *et al.*, 2014; Palmer, 2018; Sterner, 2017; Vogl *et al.*, 2018):

128. Im Verkehrssektor bleibt der effizienteste Antrieb der erneuerbare Elektroantrieb, vor allem im Kurzstrecken-Pkw-Stadtverkehr (vgl. Kapitel 8). Aufgrund technischer Restriktionen (z. B. Infrastruktur oder Energiedichte) ist der Antrieb aber nicht in allen Bereichen der Mobilität anwendbar (z. B. Flug- und Schiffsverkehr). Gleichzeitig ist auch der Einsatz von Biokraftstoffen aufgrund von technischen Restriktionen und Landnutzungskonkurrenzen begrenzt. Die Langfristszenarien zeigen daher in diesem Sektor einen steigenden zukünftigen Bedarf an strombasierten gasförmigen Kraftstoffen wie Wasserstoff und strombasierten Flüssigkraftstoffen (Diesel, Benzin, Kerosin, Ethanol etc.) ab 2030.

129. Im Wärmesektor werden bereits heute Raumwärme und Warmwasser über Elektrowärmepumpen bereitgestellt. Zukünftig ist verstärkt an mit synthetischen Gasen befeuerte KWK-Anlagen zu denken. Im Industriebereich sind gerade bei Hochtemperaturverfahren selbst spezielle Wärmepumpen nicht geeignet, so dass sich ein Bedarf an synthetisch befeuerten Gasfeuerungsanlagen ableitet.

130. Die chemische Industrie verbraucht große Mengen fossiler Energieträger, vor allem Erdöl und Erdgas, in nicht-energetischer Form, um wichtige Grundstoffe wie Ethylen oder Ammoniak herzustellen. Die Herstellung dieser Grundstoffe ist mittels PtX-Wasserstoff bzw. synthetischen Gasen klimaneutral möglich und erforderlich, möchte man das Paris-kompatible ambitionierte 95 %-Ziel erreichen.

131. Die Stahlindustrie kennt zwei wichtige Routen der Stahlherstellung: Hochofen-Konverter mit einem Anteil von ca. drei Vierteln an der Welterzeugung und die Elektrostahlroute. In beiden Fällen wird Kohlendioxid entweder durch den Stahlerzeugungsprozess an sich oder durch vorgelagerte Emissionen im Stromsektor emittiert. Die Dekarbonisierung des Sektors kann entweder durch Wasserstoff-Direktreduktion oder CCS und CCU (vgl. Abschnitt 3.6) erreicht werden.

132. Bei der Wasserstoff-Direktreduktion (Hydrogen Direct Reduction, H-DR) wird Wasserstoff statt (in jedem Fall klimawirksamer) Kokskohle verwendet, um das Eisen im Eisenerz von Sauerstoff zu befreien (Reduktionsmittel), um es danach weiter zu fertigen Eisen- und Stahlprodukten verarbeiten zu können. Das Eisenerz wird in einer speziellen Anlage mit Wasserstoff behandelt und der gewonnene sogenannte Eisenschwamm kann dann in einer nachgeschalteten Anlage (Elektrolichtbogenofen) zu Rohstahl verarbeitet werden. Kommt in beiden Anlagen erneuerbarer Wasserstoff und erneuerbarer Strom zum Einsatz, so ist das Gesamtverfahren im Prinzip CO_2-frei. Das Wasserstoff-Direktreduktion-Verfahren könnte in der langen Frist die kostengünstigste Option der Stahlherstellung werden.

133. Im Stromsektor könnte der Einsatz von synthetisch hergestellten Gasen wie Methan eine der kosteneffizientesten Technologien werden, um große Mengen an regenerativen Strom über Monate zu speichern und später wieder, etwa zur Strom- oder Wärmeerzeugung, auszuspeisen. Im Jahr 2050 könnten Langzeitspeicher die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt sicherstellen und zeitlich kurzfristige Optionen zur Integration erneuerbarer Energien, wie Kurzzeit-Speicher oder Flexibilisierung der Erzeugung und Nachfrage, absichern.

134. In einer ersten Näherung kann das Potenzial des Einsatzes stofflicher PtX-Produkte auf Basis der aktuellen Verbräuche fossiler Energien in verschiedenen Anwendungsbereichen abgeschätzt werden (vgl. Tabelle 15). Der Strombedarf der Technologien ist von den Umwandlungsverlusten abhängig, die sich aus den konkreten Prozessketten ergeben, die zur Herstellung der PtX-Energieträger führen. Der Vergleich der auf dieser Art berechneten

Strombedarfe mit der gegenwärtigen (Brutto-)Stromerzeugung (650 TWh in 2016) verdeutlicht, dass insbesondere im Niedertemperaturwärme- und PKW-Bereich zukünftig eine große Nachfrage entstehen könnte – soweit die synthetischen Energieträger nicht importiert werden. Da es in bestimmten Fällen auch an Alternativen mangelt, lässt sich der vermutlich vielversprechendste Einsatz von PtX in den Bereichen des LKW- und Flugverkehrs, sowie der Chemieindustrie finden.

Tabelle 15: Potenziale des Einsatzes stofflicher PtX-Produkte auf Basis der Verbräuche in 2016

Sektor	Anwendung	Energiebedarf 2016	Produktmenge	Strombedarf
		[PJ]	[Mio. t] bzw. [Mrd. m³] (Gase)	[TWh]
Verkehr	PKW, Ottokraftstoff	709	17	503
	PKW, Dieselkraftstoff	518	12	367
	PKW, H_2-Brennstoffzelle	1.025	95	407
	LKW, Dieselkraftstoff	876	21	621
	Schiene, Dieselkraftstoff	14	0	10
	Flugverkehr, Kerosin	389	9	276
	Schifffahrt, Dieselkraftstoff[1)]	11	0	8
Niedertemperaturwärme	Raumwärme und Warmwasser, Erdgas	1.455	112	1.085
	Raumwärme und Warmwasser, Heizöl	641	15	454
Industrie	Industrielle Prozesswärme, Heizöl	45	1	32
	Industrielle Prozesswärme, Erdgas	776	60	579
	Chemikalien	437	10	310
Überbrückung einer Dunkelflaute (2 Wochen)	Gasvorrat, synthetisches Methan	121	9	90
	Gasvorrat, Wasserstoff	121	11	48

1) Binnen- und Küstenschifffahrt.
Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Ausfelder und Dura (2018)

135. Für das Jahr 2050 sehen auch die oben analysierten Energiewendeszenarien das große Potential bzw. die Notwendigkeit, der Sektorkopplungstechnologien für die Erreichung der Klimaschutzziele (vgl. auch Tabelle 16). So sind z. B. die 95 %-Szenarien ohne synthetische Brenn- und Kraftstoffe nicht zu erreichen. ewi (2017) kalkuliert im Szenario REV 95 %, dass im Jahr 2050 in Deutschland 267 TWh Power-to-Methan, 129 TWh Power-to-Fuel und 52 TWh Power-to-H_2 nachgefragt werden. BCG/Prognos (2018) ermitteln einen Bedarf von 100 TWh synthetischer Kraftstoffe und 25 TWh Wasserstoff für die nationalen Verkehre. Hinzu kommen noch einmal etwa 143 TWh, falls auch von Deutschland abgehende internationale Verkehre vollständig emissionsfrei gestellt werden sollten, außerdem etwa 100 TWh synthetisches Gas für den Stromsektor und die Industrie. Allein für die Produktion dieser 368 TWh synthetischer Brennstoffe wäre im Jahr 2050 eine erneuerbare Stromerzeugung von insgesamt etwa 740 TWh erforderlich. Bei realistischer Betrachtung muss also ein Großteil aus dem europäischen und außereuropäischen Ausland importiert werden (340 TWh synthetische Brenn- und Kraftstoffe; entsprechend BCG und Prognos, 2018).

136. Im heutigen frühen Stadium des PtX-Marktes stehen die Technologien noch vor großen Hürden. Derzeit bestehen kaum ökonomisch rentable Märkte für PtX-Anlagen. Zudem stehen die Technologien vor großen Infrastrukturhürden, wie es bei der Elektromobilität der Fall ist. Die folgenden Empfehlungen der Expertenkommission greifen u. a. diese Hemmnisse auf. Gerade beim Stichwort „Infrastruktur“ darf gleichzeitig nicht ein

weitreichender Vorteil von PtX-Technologien übersehen werden. PtX kann die ausstehende Integration der Erneuerbaren unter Nutzung der gegenwärtigen Infrastruktur erreichen: (Fern-)Wärmenetze, Gasnetze und -speicher sowie Tankstellen samt erdölbasierter Kraftstoffinfrastruktur werden nicht obsolet, sondern können weiter genutzt werden.

Tabelle 16: Ausgewählte Sektorkopplungstechnologien im Jahr 2050

Merkmal	BCG/Prognos – REF	BCG/Prognos – 80 %	BCG/Prognos – 95 %	ewi – REV 95 %	ewi – EV 95 %	frontier economics – S&S 95 %	frontier economics – S&GG 95 %
Wärmepumpen [Mio. Stück]	4	14	16	13	6	17	7
E-Pkw und E-LNF [Mio. Stück]	14+1	26+2	33+2	33+2	33+2	keine exakten Angaben	
LKW-Oberleitung [km]	0	4.000	8.000	keine exakten Angaben			
Synthetische Kraftstoffe [TWh]	0	0	268	170-177	188-207	467 (PtL)	622 (PtL & grünes Gas)
Synthetische Brenn- und Kraftstoffe [TWh]	0	0	383	448	634	keine exakten Angaben (u. a. 100 % Import von PtL für Flug- und Schiffsverkehr)	
Import synthetischer Kraftstoffe [TWh]	0	0	340	402	585		

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BCG/Prognos (2018), ewi (2017) und frontier economics *et al.* (2017)

137. Vor dem Hintergrund der großen Bedeutung von Power-to-X bzw. Sektorkopplung für die Erreichung der Energiewendeziele ist zeitnah eine Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie einzuleiten (vgl. Kapitel 12). Gegenwärtig führen allein der Ausbau erneuerbarer Energien zusammen mit der Stromsteuer zu einer zusätzlichen Kostenbelastung von mehr als 30 Mrd. Euro für Stromverbraucher. Ohne eine Befreiung der Elektrizität von derartigen Lasten wird PtX nur dort eine Chance gegeben, wo staatliche Regulierung selektive Vorteile bzw. Ausnahmen gewährt. Damit kann sich eben kein echter „grüner Energiemarkt“ frei entwickeln, auf dem Unternehmer ihre Innovationen und Geschäftsmodelle platzieren. Unter der Voraussetzung einer Strompreisreform und weiterhin günstigen Kostendegressionen können Anwendungen wichtiger PtX-Technologien den Markteintritt schaffen.

138. Auch die Expertenkommission Forschung und Innovation betont in ihrem jüngsten Gutachten die Schlüsselrolle der Sektorkopplung für die Energiewende (EFI, 2019). Neben der Vermeidung fossiler Energieträger können die Technologien entscheidend zur Wirtschaftlichkeit der Energiewende bei Aufrechterhaltung eines hohen Grades an Versorgungssicherheit beitragen, etwa indem Spitzen in der Erzeugung und Verbrauch abgefedert oder längere Phasen mit geringerer Stromerzeugung (Dunkelflauten) überbrückt werden. Ganz ähnlich wie die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ empfiehlt die Expertenkommission Forschung und Innovation Abgaben und Umlagen auf Energie über alle Wirtschaftssektoren an der Klimaschädlichkeit bzw. dem CO_2-Gehalt von Energieträgern auszurichten, um innovative und klimafreundliche Technologien und Geschäftsmodelle in ihrer Wettbewerbsfähigkeit zu stärken. Die Expertenkommission Forschung und Innovation empfiehlt ebenfalls eine Reform der Netzentgelte. Durch die gegenwärtige Regulierung werden

die tatsächlichen, räumlich differenzierten und zeitabhängigen Kosten der Stromnetznutzung nicht abgebildet. Es fehlen Preissignale für eine effiziente Flexibilisierung von Stromangebot und -nachfrage. Dadurch können innovative Technologien wie dezentrale Speicher oder Power-to-X ihren Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems nur unzureichend monetarisieren und werden in ihrer Marktdiffusion gehemmt. Damit wird eine frühere Empfehlung der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ aufgegriffen (vgl. Kapitel 6 in EWK, 2016). Letztendlich empfiehlt die Expertenkommission Forschung und Innovation die FuE-Aktivitäten und deren Förderung stärker als bisher nach dem Organisationsprinzip der Sektorkopplung auszurichten.

139. Hinsichtlich Forschung, Entwicklung und Diffusion von PtX-Technologien sollte die Bundesregierung eine Roadmap entwerfen und Zeitachsen konkretisieren. Diese sollte sich die Kenntnisse der ersten Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“ zunutze machen, die auch die wichtigen Fragen nach sozialer Akzeptanz und Systemkomptabilität adressiert (Ausfelder und Dura, 2018). Eine darauf aufbauende Roadmap sollte kongruent zu den in den Szenarien der Energiewendestudien beschriebenen Bedarfen ausgestaltet werden. Das bedeutet insbesondere, dass ab 2030 die entsprechenden Technologien zur Erreichung der Langfristziele einsetzbar sind. Dabei sind möglichst viele sinnvolle Technologieoptionen für einen sauberen, zuverlässigen und kostengünstigen Übergang zu einem „Net-Zero“-Energiesystem bis 2050 zu berücksichtigen. Eine erfolgreiche Roadmap hat somit neben der Forschungsphase auch die Diffusionsphase im Markt im Blick. In der langen Frist sollten die Technologien, ähnlich wie die Erneuerbaren und die verbleibenden fossilen Brennstoffe, unter einen gemeinsamen ökonomischen Rahmen mit CO_2-Bepreisung als Leitinstrument gestellt werden, um gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle klimaneutralen Technologien zu schaffen (vgl. Kapitel 12).

3.6 Die Rolle von Carbon Capture and Use (CCU)

140. Es gibt nicht wenige Experten, die bei langfristiger Perspektive Zweifel daran haben, dass eine sehr weitgehende Dekarbonisierung des technischen Energiesystems erzeugungsseitig allein mit regenerativen Energien in Verbindung mit Power-to-X-Technologien möglich sein wird. International findet deshalb eine intensive Diskussion über die künftige Rolle futuristisch erscheinender Technologien statt, etwa neue Typen von kleineren Kernreaktoren (Small Modular Reactors), die Umstellung des Reduktionsmediums bei Stahlwerken und anderen Industrieprozessen von Kohlewasserstoffen auf Wasserstoff oder die Abscheidung und Nutzung von CO_2 aus Verbrennungsgasen (Carbon Capture). Besonders visionär sind dabei Verfahren, die mit negativen THG-Emissionen verbunden sind (z. B. Bioenergie mit Abscheidung und Speicherung oder Direct Air Capture). In Deutschland findet diese Diskussion derzeit nur in Fachzirkeln statt, vielleicht auch aus Sorge davor, dass eine solche Diskussion die politischen Bemühungen zugunsten der Erneuerbaren konterkarieren könnte. Die langfristigen Emissionsszenarien des Fünften Sachstandsberichts des IPCC zeigen aber die Notwendigkeit dieser Technologieoptionen (Clarke *et al.*, 2014). Bei einer sehr langfristigen Betrachtung des künftig erforderlichen Technologieportfolios ist eine durch den Zeitgeist bedingte Beschränkung des Suchhorizonts nach innovativen Konzepten für eine „Net-Zero-Society“ allerdings nicht ratsam.

141. Es ist hier nicht der Platz, um die Überlegungen in ihrer ganzen Breite zu behandeln. Doch soll hier auf eines der entscheidenden Probleme der CO_2-Abscheidung eingegangen werden, nämlich die Frage, wie man eine spätere Diffusion des aufgefangenen CO_2 in die Atmosphäre langfristig verhindern kann. Dabei spielen auch gesellschaftliche Aspekte eine Rolle. Auf Grund fehlender Akzeptanz dürfte beispielsweise eine geologische CO_2-Speicherung in Deutschland auf absehbare Zeit ausgeschlossen sein. Vielleicht wäre jedoch die geologische CO_2-Speicherung in Offshore-Öl- und Gasfeldern möglich. Dazu könnte man beispielsweise an den Transport des (zuvor verflüssigten) CO_2 in die noch aktiven oder bereits ausgeförderten Offshore-Erdgasfelder mittels LNG-Tanker denken. Wird das CO_2 dann in einer Tiefe von mehr als 4.000 m verpresst, würde es dort wegen der entsprechenden Drücke in flüssigem Aggregatzustand verbleiben und mit der Zeit (teilweise) mineralisieren. Ob und wie

solch ein Konzept realisierbar wäre, wird schon seit den 1990er Jahren in entsprechenden Forschungsprojekten untersucht. Ein bereits in den USA und in Norwegen praktiziertes Verfahren ist die Onshore-Verpressung von CO_2 in aktive Öl-und Gaslagerstätten, um den förderbedingten Masseverlust zu kompensieren und den Druck in den Lagerstätten aufrecht zu erhalten. Das erlaubt höhere Mengen bei der Öl- und Gasförderung, bekannt unter dem Fachbegriff „Enhanced Oil Recovery (EOR)“. In den USA wurden dazu sogar CO_2-Bergwerke betrieben.

142. Perspektivisch besonders interessant wird es, wenn man das aufgefangene und in Produkte transformierte CO_2 wertvolleren Nutzungen zuführen kann (vgl. (ICEF, 2016, 2017)). Die dabei in Frage kommenden Verfahren finden teilweise bereits industrielle Anwendung, wenn auch noch nicht in den für den globalen Klimaschutz notwendigen Mengen. Beispiele dafür sind die Nutzung der Biomasse, die auf der photosynthetischen Umwandlung von atmosphärischem CO_2 beruht oder die Methanisierung von Wasserstoff (Power-to-Gas, vgl. Abschnitt 3.5). Mit diesen Verfahren allein wird das Klimaproblem natürlich nicht gelöst, doch liefern sie einen Beitrag zur Lösung, den es gezielt auszubauen gilt.

143. Daneben gibt es Verfahren zur Konversion von CO_2, die sich erst im Stadium von Laborversuchen bis hin zu Pilotanlagen befinden. Dazu gehören etwa die Methanolsynthese aus Wasserstoff, Mineralisierungsverfahren zur Herstellung von Baumaterialien, katalytische Verfahren zur Herstellung chemischer Intermediärstoffe und Polymere. Demgegenüber ist die Entwicklung von Verfahren zur photokatalytischen und elektrochemischen Konversion von CO_2 erst im Stadium der Grundlagenforschung. Alle Konversionsverfahren stehen vor dem grundsätzlichen Problem, dass CO_2 ein chemisch stabiles Molekül darstellt, weshalb jede CO_2-Konversion viel Energie benötigt. Würde man fossile Energie einsetzen, wäre der Klimavorteil einer CO_2-Nutzung überkompensiert durch die mit der Konversion verbundenen CO_2-Emissionen. Daher ergeben entsprechende Verfahren nur dann einen Sinn, wenn dafür kostengünstige regenerative Energien oder – bei der Photosynthese durch Algen – das natürliche Sonnenlicht genutzt werden. Die für die kommenden Jahre erwartete weitere Kostensenkung bei der Photovoltaik stellt also eine entscheidende Voraussetzung für die künftige stoffliche bzw. kommerzielle Nutzung von CO_2 dar. Auch Fortschritte bei Mineralisierungs- und Katalysatortechniken erweitern die entsprechenden Perspektiven, sie sollten also vermehrt Gegenstand von staatlichen Forschungsprorammen sein. Abschließend sei zur Einordnung der Hinweise vermerkt, dass die Expertenkommission dazu beitragen möchte, dass in der deutschen Öffentlichkeit ein breiteres Portfolio von Ansätzen zum langfristigen Klimaschutz diskutiert wird, als dies bislang der Fall war.

3.7 Ausrichtung der Energieforschung

144. Im Kapitel „Energieforschung und Innovationen“ des zweiten Fortschrittsberichts betont die Bundesregierung die Bedeutung der Energieforschung als „Schlüsselfunktion für eine erfolgreiche Energiewende“ (vgl. Kapitel 14 in (BMWi, 2019f)). Deshalb empfiehlt die Expertenkommission für künftige Berichte eine umfassendere Evaluierung der Wirkungen des Innovationssystems auf die Energiewende (und ggf. *vice versa*) und der damit einhergehenden Folgen für die Wirtschaft. Es wird die thematische Ausrichtung der Forschung angesprochen, die sich aufgrund der bereits erreichten Durchdringung und des im Koalitionsvertrag angestrebten Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von 65 % bis zum Jahr 2030 künftig stark an Energiesystemtechnologien (Netze und Speicher) und der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr orientieren soll, wobei die Digitalisierung zu erheblichen Effizienzgewinnen bei der Systemoptimierung beitragen kann. Folgerichtig ist die Forschung stärker als bisher systemisch auszurichten, um der zunehmenden Komplexität der Energiewende zu entsprechen. Dies gilt auch für gesellschaftliche Fragestellungen, weil Verteilungsfragen, die Betroffenheit von Bürgerinnen und Bürgern sowie die wahrgenommene (Un-)Gerechtigkeit und somit die Akzeptanz der Energiewende erheblichen Einfluss auf ihren Erfolg haben (vgl. Kapitel 1). Dafür können Projekte wie das Kopernikus-Projekt ENavi einen wichtigen Beitrag leisten. Hier entsteht ein Navigationsmodell, um die gesellschaftlichen und

sozialen Wirkungen von politischen Entscheidungen besser abschätzen und berücksichtigen zu können (Kopernikus-Projekte, 2019). In diesem Zusammenhang ist auch zu begrüßen, dass im Bericht der Bundesregierung die Themenfelder „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“ sowie „Energiewende im Verkehr“ herausgehoben werden, um durch Forschung und Entwicklung die in den nächsten Jahren notwendigen substantiellen Erfolge der Energiewende in diesen Bereichen zu unterstützen (vgl. Kapitel 14 in (BMWi, 2019f)).

145. Die Bundesregierung hat dazu mit dem im September 2018 beschlossenen 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“ eine breite Grundlage geschaffen, die kaum „weiße Flecken“ aufweisen dürfte. Bei einer regelmäßigen Überprüfung sollte allerdings auch sichergestellt werden, dass die Verteilung der Mittel auf die Forschungsfelder kompatibel mit den Zielen und Herausforderungen des Klimaschutzplans 2050 ist.

146. Für die anwendungsorientierte Forschung, Entwicklung und Demonstration kommt dem Zeithorizont bis zum Jahr 2030 die größte Bedeutung zu, weil sie in aller Regel auf eine kommerzielle Umsetzung innerhalb einer Dekade abzielt. Die Bundesregierung adressiert dies mit folgender Textpassage: „Um innovative Technologien kostengünstiger und marktfähig zu machen, ist neben der Forschungsförderung die Unterstützung durch Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen wesentlich. Dazu gehören die regelmäßige Anpassung des Ordnungsrechts, aber auch gezielte Fördermaßnahmen zum Forschungstransfer und zur Marktvorbereitung.“ (vgl. Kapitel 14 in (BMWi, 2019f); S. 223). Dazu wird stark auf die Bedeutung von sogenannten Reallaboren abgehoben, die „[…] zur Marktvorbereitung innovativer Lösungen“ dienen sollen und mit jährlich 100 Mio. Euro gefördert werden (vgl. Kapitel 14 in BMWi, 2019f). Im Fokus der ersten Ausschreibung vom Februar 2019 stehen die Bereiche: „Sektorenkopplung und Wasserstofftechnologien“, „großskalige Energiespeicher im Stromsektor“ und „energieoptimierte Quartiere“ (vgl. Kapitel 16 in (BMWi, 2019f)). Die Expertenkommission begrüßt diesen Ansatz, weil er den Transfer von Forschungs- und Entwicklungsergebnissen in den Markt unterstützen kann, denn in Reallaboren können neue Entwicklungen ihre Praxistauglichkeit unter Beweis stellen. Allerdings sind Reallabore nur dann sinnvoll, wenn für Investoren und Betreiber eine längerfristige Perspektive besteht und damit nicht nur ein Anreiz, an Reallaboren teilzunehmen, sondern auch in Weiterentwicklungen bzw. in die Produktionsvorbereitung zu investieren. Dies ist besonders für großskalige Reallabore von Bedeutung. So wurde zwar im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) eine Verordnung erlassen (SINTEG-V, 2017), die im Sinne von Experimentierregelungen neue Geschäftsmodelle anreizen soll, indem den am Programm Beteiligten wirtschaftliche Nachteile erstattet werden können[30], die Regelungen sind allerdings nur bis zum 30. Juni 2022 befristet. Weiterhin heißt es in der Ankündigung der Reallabore 2019 des (BMWi, 2019a) zurecht, dass die „[…] großformatige Anwendung vielversprechender Technologien aufzeigen [kann], wo und wie regulatorische Hemmnisse überwunden werden können, um die Marktetablierung von Energieinnovationen zu beschleunigen […]“ (vgl. EFI, 2019, S. 70). Es darf aber für Reallabore nicht offenbleiben, ob es anschließend einen Markt gibt, sondern nur, wie dessen Rahmenbedingungen ausgestaltet werden. Die bislang fehlende politische Richtungsentscheidung zu einer Reform der Energiepreise (vgl. Kapitel 12) ist deshalb für viele Anwendungen problematisch. Somit besteht nicht nur die Gefahr, dass die Reallabore ins Leere laufen und das intendierte Innovationspotenzial nicht gehoben wird, sondern sie können auch kontraproduktiv wirken, wenn sie zu „stranded investments“ führen. Von hoher Relevanz sind dabei sämtliche Power-to-X-Technologien bzw. der gesamte Bereich der Sektorenkopplung. Dabei kann es nicht das Ziel sein, ein „all electric“-Energiesystem aufzubauen, vielmehr geht es darum, die enormen Potenziale für die Reduktion der THG-Emissionen und ein effizientes Management des gesamten Energiesystems zu nutzen. Auch die Expertenkommission Forschung

[30] Betreiber von Stromspeichern oder Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieträger wie Wasserstoff haben in bestimmten Situationen Anspruch auf die zumindest teilweise Rückerstattung von Netzentgelten, der Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz usw.

und Innovation weist in ihrem aktuellen Gutachten darauf hin: „Es fehlen Preissignale für eine effiziente Flexibilisierung von Stromangebot und -nachfrage. Dadurch können innovative Technologien wie dezentrale Speicher oder Power-to-X ihren Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems nur unzureichend monetarisieren und werden in ihrer Marktdiffusion gehemmt.“ (vgl. EFI, 2019, S. 70). Die Bedeutung geht jedoch weit über die Flexibilisierung des Stromsystems hinaus. Vielmehr geht es auch darum, bereits bis zum Jahr 2030 relevante Klimaschutzbeiträge im Verkehr und der Industrie zu leisten (vgl. Kapitel 4 und 8). Und es geht darum, im internationalen Innovationswettbewerb nicht zurückzufallen. Denn während Länder wie China, Japan oder Südkorea bereits zum Teil sehr dezidierte Strategien für den Einsatz von Power-to-X implementiert haben, verharren die Technologien in Deutschland seit Jahren im Demonstrationsstatus. Auch seitens der Wirtschaft wird deshalb inzwischen mit zunehmendem Nachdruck eine Markteinführungsstrategie für Power-to-X-Technologien gefordert (Power-to-X Allianz, 2019, WEC, 2018).

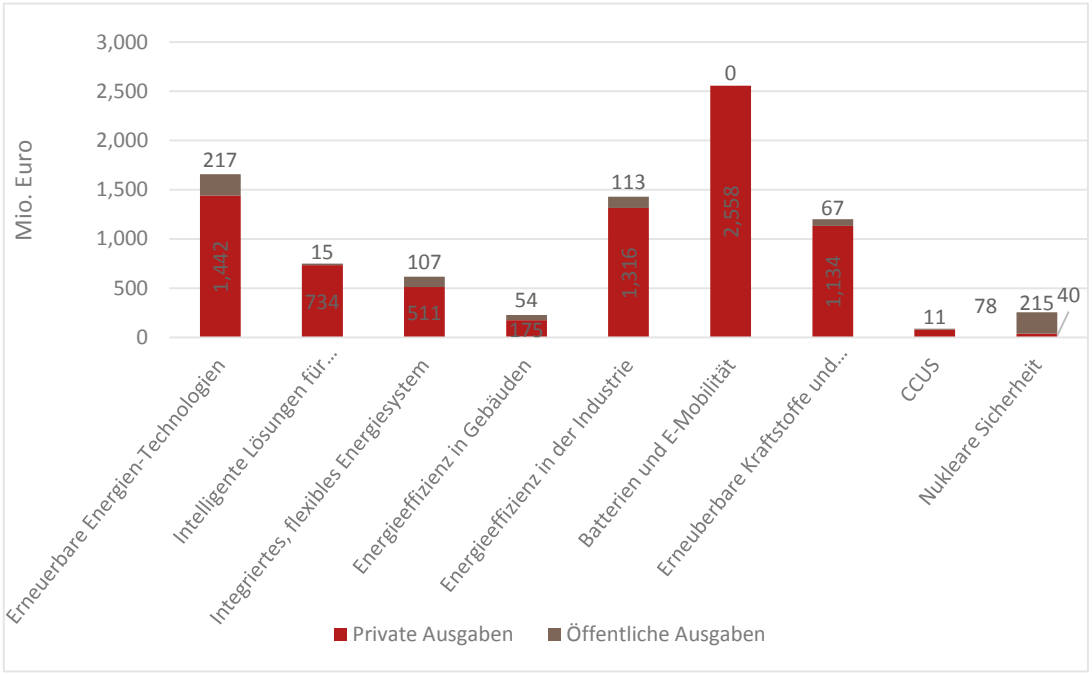
3.8 Ausgaben der Privatwirtschaft für die Energieforschung

147. Mit einer klaren Umsetzungsperspektive lässt sich vermeiden, dass Forschung und Entwicklung ins Leere laufen. Dies gilt für die öffentlich geförderte Energieforschung ebenso wie für das Engagement von Unternehmen, Eigenforschung zu betreiben. Der Fortschrittsbericht der Bundesregierung verweist zurecht darauf, dass die Erforschung, Entwicklung und Demonstration innovativer Energietechnologien in erster Linie Aufgabe der Wirtschaft ist und die öffentliche Forschungsförderung vor allem dazu dient (neben der Grundlagenforschung), die angewandte Forschung, technologische Entwicklungen sowie die Innovationsaktivitäten der Wirtschaft, von Forschungseinrichtungen und Hochschulen zu unterstützen. Als Beleg für eine erfolgreich am Bedarf ausgerichteten Forschungsförderung wird darauf hingewiesen, dass sich die Industrie im Jahr 2017 an 46 % aller laufenden Forschungsvorhaben zur angewandten Energieforschung beteiligt hat und sich die Industriezusagen bei den neu bewilligten Forschungsvorhaben auf 206 Mio. Euro beliefen (vgl. Kapitel 14.1.1 in (BMWi, 2019f)). Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies allerdings einem Rückgang um etwa 20 % (2016: 54 % bzw. 252 Mio. Euro (vgl. BMWi, 2018; S.152). Leider fehlen im Fortschrittsbericht Erläuterungen, ob die Ursachen dafür haushaltstechnischer oder organisatorischer Natur sind, oder ob dem strukturelle Ursachen zugrunde liegen. Gerade vor dem Hintergrund der notwendigen Steigerung der Innovationsdynamik wäre dies ein schlechtes Zeichen. Die Abnahme verläuft ggf. sogar entgegen dem Trend, denn die (privaten) Forschungs- und Entwicklungs-Ausgaben der Energiewirtschaft sind von 199 Mio. Euro in 2016 auf 214 Mio. Euro in 2017 gestiegen ((Stifterverband, 2019)).

148. Erstmals werden im zweiten Fortschrittsbericht Aussagen über die Eigenmittel der Industrie für die Energieforschung getroffen. Mit 2,75 Mrd. Euro übertreffen sie die staatlichen Förderausgaben um etwa eine Größenordnung (vgl. Kapitel 14.1 in (BMWi, 2019f)) und entsprechen ca. 3 % der privaten Forschungsausgaben der Wirtschaft insgesamt ((Stifterverband, 2019)). Dies deckt sich im Wesentlichen mit den Angaben des Strategic Energy Technologies Information System SETIS der Europäischen Kommission (COM, 2019c) und der Internationalen Energie Agentur (IEA, 2018), die auch einen internationalen Vergleich zulassen (vgl. Abbildung 12 und Abbildung 13). Auffällig erscheint, dass grundsätzlich der Anteil Deutschlands an den europäischen öffentlichen Ausgaben niedriger ausfällt als bei den privaten Ausgaben. Die aktuellste Übersicht bezieht sich allerdings auf die Datenbasis 2014. Wünschenswert wäre es deshalb, im Rahmen des Monitoring-Prozesses der Bundesregierung entsprechende aktuelle Informationen mitzuführen, um die Ausrichtung der öffentlichen Forschungsförderung immer wieder im internationalen Vergleich und an den Forschungstrends in der Wirtschaft zu spiegeln. Dabei sollte möglichst zwischen Forschung im engeren Sinne und der Entwicklung von Produkten und Dienstleistungen differenziert und sowohl die Datenqualität als auch die Zuordnung nach Themenfeldern überprüft werden. Denn auf den ersten Blick wird in der Veröffentlichung der Europäischen Kommission z. B. nicht

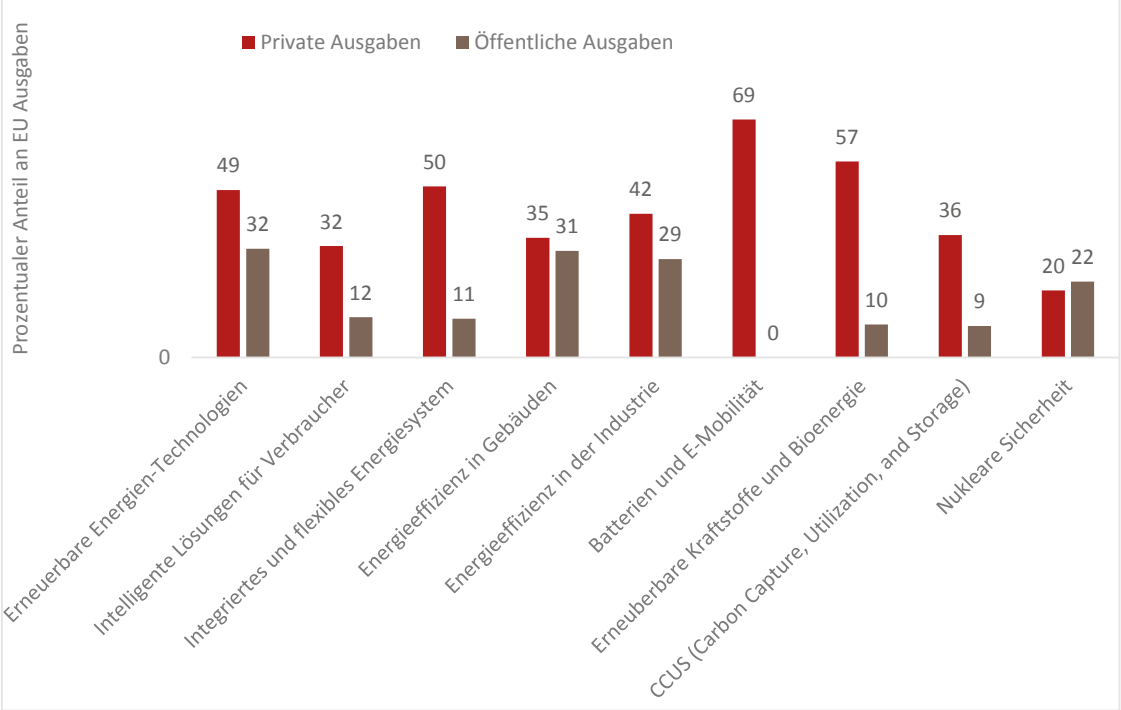
deutlich, warum die Unternehmen ihre Forschungsausgaben in den Themenfeldern „erneuerbare Energien“ sowie „Batterien und Elektromobilität“ gegenüber den beiden Vorjahren (2012, 2013) nicht nur EU-weit, sondern auch in Deutschland zurückgefahren haben. Hilfreich wären auch Informationen darüber, in welchem Umfang andere staatliche Maßnahmen (z. B. das Erneuerbare-Energien-Gesetz) auf indirektem Weg Forschungs- und Entwicklungsausgaben ausgelöst haben.

Abbildung 12: Private und öffentliche Ausgaben für Energieforschung und Innovation in Deutschland im Jahr 2014[1)]



1) Letztes Jahr mit verfügbaren Daten für private Ausgaben. CCUS: CO_2-Abscheidung, -nutzung und -speicherung
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EU-KOM (2019)

Abbildung 13: Anteil privater und öffentlicher Ausgaben für Energieforschung und Innovation in Deutschland an den europäischen Ausgaben 2014[1)]



1) Letztes Jahr mit verfügbaren Daten.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EU-KOM (2019)

4 Treibhausgasemissionen

Das Wichtigste in Kürze

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen befindet sich nach wie vor nicht auf Kurs. Das konnte auch der leichte Rückgang der Emissionen im Jahr 2017 um 0,5 % und die nach ersten Schätzungen kräftige Reduktion um 4,5 % im Jahr 2018 nicht ändern. Die Expertenkommission weist schon seit Jahren auf die Gefahr einer beträchtlichen Zielverfehlung für das Jahr 2020 hin. Inzwischen erkennt dies auch die Bundesregierung an und weist folgerichtig auf einen erheblichen Handlungsbedarf hin. Gleichzeitig will sie alle Anstrengungen darauf richten, das 2030-Ziel von -55 % zu gewährleisten.

Die Expertenkommission begrüßt ausdrücklich die Absicht der Bundesregierung, ihre Klimaschutzpolitik an den ambitionierten Zielen des Pariser Klimaabkommens zu orientieren. Sowohl auf mittlere als auch längerfristige Sicht kann dies aber nur mit einer grundlegenden Neuorientierung der Energie- und Klimaschutzpolitik gelingen. Dazu ist eine Überprüfung der bestehenden, schier unübersehbaren Vielzahl kleinteiliger Maßnahmen ebenso erforderlich wie die zieladäquate Dimensionierung von Maßnahmen. Das betrifft sämtliche Sektoren, nicht zuletzt aber auch den Verkehrs- und Gebäudebereich. Aus Sicht der Expertenkommission sollte die Bundesregierung deshalb auf eine umfassende Energiepreisreform setzen.

Dem zweiten Fortschrittsbericht fehlt es weitgehend an konkreten neuen Maßnahmen und Umsetzungshinweisen. Das gilt nicht zuletzt für die Umsetzung der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung“ (sog. Kohlekommission). Ungeachtet einiger kritischer Hinweise zu diesen Empfehlungen ist das Emissionsziel für 2030 ohne die vorgeschlagene Stilllegung der Kohlekraftwerke zusammen mit der Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien auf mindestens 65 % des Stromverbrauchs in keinem Fall zu erreichen. Die Expertenkommission hält eine gesetzliche Festlegung im Hinblick auf die zu ergreifenden Maßnahmen für notwendig. Hierzu stellt der vorliegende Entwurf eines Klimaschutzgesetzes eine Grundlage dar.

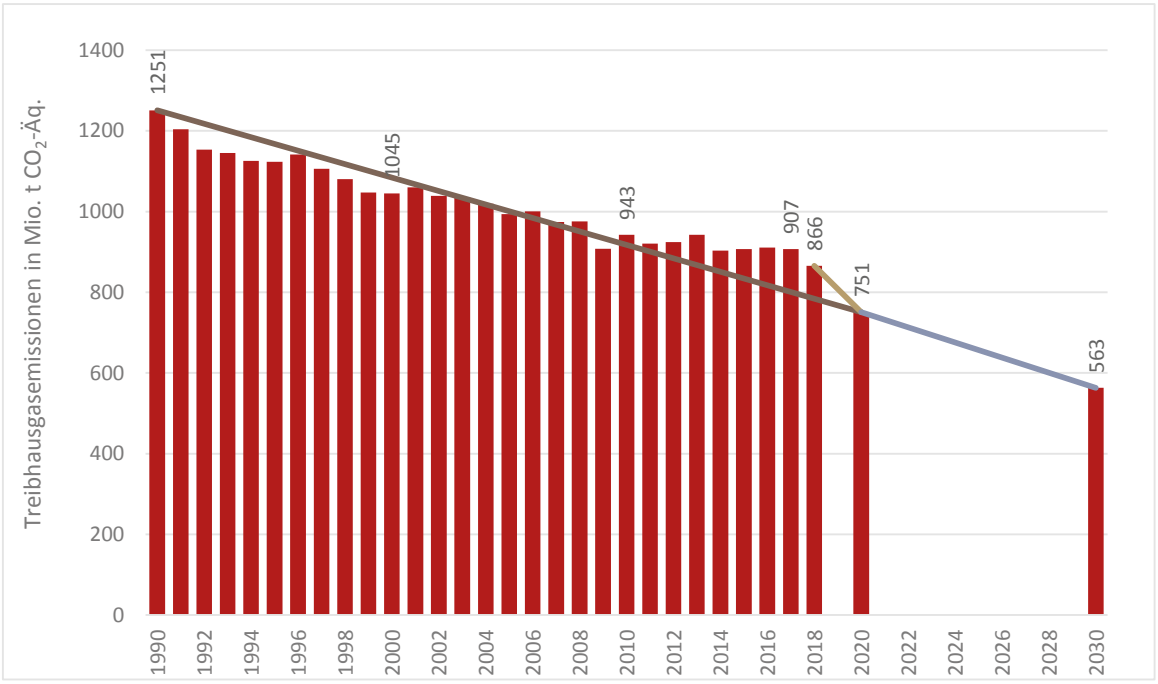
Die Maßnahmen in den Sektoren Verkehr und Gebäude müssen auf die EU-Ziele für den Nicht-ETS-Bereich abgestimmt werden. Die Emissionen liegen hier seit 2016 über dem entsprechenden Zielpfad. Bis 2020 wird Deutschland daher Emissionsberechtigungen von anderen EU-Ländern kaufen müssen, um seiner Verpflichtung unter der Lastenteilungsentscheidung nachzukommen. Die voraussichtlich entstehenden jährlichen Kosten liegen je nach unterstelltem Zertifikatspreis und Emissionsentwicklung bei durchschnittlich rund 30 bis 500 Mio. Euro für den Zeitraum 2018-2020. Für die Folgeperiode 2021 bis 2030 wird die Abweichung vom Zielpfad voraussichtlich wesentlich signifikanter ausfallen, wenn weitere Maßnahmen ausbleiben. Bei einer Emissionsreduktion von 1 % pro Jahr ergibt sich ein kumuliertes Defizit von 684 Mio. Zertifikaten; bei dem ambitionierten Szenario mit zusätzlichen Maßnahmen aus dem Projektionsbericht der Bundesregierung beläuft sich das Defizit immerhin noch auf 176 Mio. Zertifikate. Je nach Emissionsprojektion und unterstelltem Zertifikatspreis (bis zu 100 Euro) könnten somit Kosten in der Größenordnung von Null bis zu 9 Mrd. Euro pro Jahr auf Deutschland zukommen.

Schließlich möchte die Expertenkommission darauf hinweisen, dass die energiebedingten Emissionen in der Industrie in der Periode von 2005 bis 2017 mit einem Plus von 17,5 % sogar stärker gestiegen sind als im Verkehr (+4,2 %). Insoweit sieht die Expertenkommission mit Blick auf die künftigen Emissionsziele auch bei der Industrie über den Emissionshandel hinaus noch einen deutlichen Handlungsbedarf.

4.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen

149. Das Jahr 2017 war unter klimaschutzpolitischen Aspekten mit einem marginalen Rückgang der THG-Emissionen gegenüber dem Vorjahr um 0,5 % erneut ein verlorenes Jahr – die Lücke zum Erreichen des -40 %-Zieles hat sich nur wenig verkleinert (Abbildung 14). Zur Zielerreichung müssten die THG-Emissionen bis 2020 noch um 144 Mio. t CO_2-Äq. reduziert werden.

Abbildung 14: Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2017 und Ziele für 2020 und 2030



Quelle: BMWi und BMU (2010); EEA (2019)

150. Im Jahr 2018 sind die THG-Emissionen nach vorläufigen Schätzungen des Umweltbundesamtes um rund 41 Mio. t CO_2-Äq. bzw. um 4,5 % gesunken (UBA, 2019b): Bis 2020 beläuft sich die Lücke, die in den beiden Jahren 2019 und 2020 geschlossen werden müsste, noch immer auf rund 103 Mio. t CO_2-Äq. Es ist wenig wahrscheinlich, dass diese Lücke in diesem Zeitraum geschlossen werden kann. Auch wird die Zeit für zusätzliche Maßnahmen einfach zu kurz sein, um schon bis 2020 wirken zu können. Aus Sicht der Expertenkommission ist eine Zielerreichung realistischerweise allenfalls noch bei Extremereignissen wie einem konjunkturellen Einbruch als Folge etwa des Brexits, einer wieder aufflammenden Banken- und Finanzkrise oder verschärfter internationaler Handelssanktionen mit ihren Konsequenzen insbesondere auf den deutschen Fahrzeugbau und seiner Zulieferindustrie zu erwarten. In der Einschätzung der absehbaren deutlichen Zielverfehlung für 2020 stimmt die Expertenkommission mit der Auffassung der Bundesregierung überein, vermisst aber Aussagen über die zu ziehenden Schlussfolgerungen. Aus Sicht der Expertenkommission muss konkretes politisches Handeln auch schon kurzfristig darauf abgestellt werden, die Voraussetzungen für ein Erreichen des für 2030 vereinbarten Emissionsminderungszieles zu schaffen. Abbildung 14 lässt nämlich auch erkennen, dass die Aufgabe, die THG-Emissionen in Deutschland bis 2030 um 55 % zu senken, nicht leicht zu meistern sein wird. So müssten die Emissionen in den 12 Jahren von 2018 bis 2030 um 294 Mio. t bzw. um rund 34 % gesenkt werden; pro Jahr sind das fast 25 Mio. t. Über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2018 sind die THG-Emissionen insgesamt um 385 Mio. t CO_2-Äq. bzw.

um 30,7 % gesunken. Demnach betrug der Rückgang in dieser Periode lediglich knapp 14 Mio. t pro Jahr; in den zwölf Jahren von 2006 bis 2018 waren es sogar nur annähernd 11 Mio. t – also weniger als die Hälfte dessen, was in den kommenden 12 Jahren erreicht werden muss.

151. Von der Reduktion der THG-Emissionen in dem genannten Umfang von insgesamt 294 Mio. t bis 2030 kann kein Sektor ausgenommen werden (vgl. Kapitel 2). Tabelle 17 gibt einen Überblick, wie sich die sektoralen Emissionen in den Jahren von 1990 bis 2017 verändert haben.

Tabelle 17: THG-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2017 nach Quellgruppen

	Angaben in Mio. t CO_2-Äq.						Veränderungen in %			
	1990	2000	2010	2015	2016	2017	1990/ 2017	1990/ 2000	2000/ 2017	2016/ 2017
Energiebedingte Emissionen	**1036,6**	**870,3**	**801,2**	**767,1**	**770,9**	**765,7**	**-26,1**	**-16,0**	**-12,0**	**-0,7**
Energiesektor	427,4	358,0	356,2	335,9	332,9	313,4	-26,7	-16,2	-12,5	-5,8
Industrie	186,7	130,1	125,1	127,0	130,4	135,6	-27,4	-30,3	4,2	4,0
Verkehr	164,3	182,6	154,0	162,6	166,0	168,0	2,2	11,1	-8,0	1,2
dar. Straßenverkehr*	151,9	172,5	146,3	154,9	158,0	160,1	5,4	13,6	-7,2	1,3
GHD*	64,11	45,5	40,0	35,5	34,7	38,1	-40,5	-29,0	-16,2	9,7
Haushalte*	128,64	117,8	105,5	86,7	88,2	91,8	-28,6	-8,4	-22,1	4,0
Land-/Forstwirtschaft, Fischerei*	10,27	6,3	5,8	6,0	6,1	6,4	-38,1	-38,7	1,0	4,1
Militär*	11,8	2,3	1,3	1,0	1,0	0,8	-92,8	-80,2	-63,6	-16,5
Flüchtige Emissionen	**38,0**	**26,3**	**11,3**	**10,6**	**9,9**	**9,9**	**-73,9**	**-30,7**	**-62,4**	**-0,1**
Prozessbedingte Emissionen	**96,8**	**78,0**	**63,1**	**60,9**	**62,9**	**64,5**	**-33,4**	**-19,4**	**-17,3**	**2,5**
Landwirtschaft	**79,2**	**68,2**	**63,6**	**68,0**	**66,5**	**66,3**	**-16,3**	**-13,9**	**-2,8**	**-0,4**
Abfall	**38,4**	**28,6**	**15,7**	**11,7**	**11,2**	**10,7**	**-72,1**	**-25,5**	**-62,6**	**-4,2**
THG-Emissionen insgesamt	**1251,0**	**1045,2**	**942,5**	**907,2**	**911,0**	**906,6**	**-27,5**	**-16,5**	**-13,3**	**-0,5**
LULUCF**	**-31,3**	**-38,0**	**-16,4**	**-14,4**	**-13,9**	**-15,2**	**-51,5**	**21,2**	**-60,0**	**9,2**
THG-Emissionen inkl. LULUCF	**1219,7**	**1007,2**	**926,2**	**892,8**	**897,1**	**891,4**	**-26,9**	**-17,4**	**-11,4**	**-0,6**

Quelle: EEA, 2019; *) nur CO_2-Emissionen; **) Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

152. Die absolut höchsten Minderungen waren mit rund 114 Mio. t im Energiesektor sowie mit 83 Mio. t in der Industrie (energie- und prozessbedingte Emissionen zusammengenommen) zu verzeichnen. Mit großem Abstand folgten die Haushalte mit einem Minus von knapp 37 Mio. t (-28,6 %) und der GHD-Bereich mit 26 Mio. t (-40,5 %). Aber auch der Abfallbereich wies mit einer Reduktion um rund 28 Mio. t oder um 72 % eine deutliche Reduktion auf. In der Landwirtschaft gingen dagegen die Emissionen mit gut 16 % nur sehr unterdurchschnittlich zurück. Aus klimaschutzpolitischer Sicht war die Entwicklung im Verkehr ausgesprochen negativ. Hier waren die Emissionen im Jahr 2017 um 2,2 % höher als 1990, wobei die Emissionen im Straßenverkehr sogar um 5,4 % zulegten. Nach einem vorübergehenden Rückgang nach 1999 sind die Emissionen im Verkehr gegenüber 2009 um knapp 10 % gestiegen; auch 2017 hielt der Anstieg an. Bei der Diskussion um Maßnahmen zur Emissionsminderung sollte aber auch die Industrie nicht übersehen werden, denn hier waren die Emissionen im Jahr 2017 sogar um fast 18 % höher als 2005.

153. Die energiebedingten CO_2-Emissionen aus der Nutzung von fossilen Brennstoffen machten im Jahr 2017 rund 82 % an den gesamten THG-Emissionen aus. Insgesamt lag der Anteil der fossilen festen Brennstoffe mit

knapp 39 % an der Spitze vor den flüssigen Brennstoffen mit 35 % und den gasförmigen Brennstoffen mit rund 23 %. Vor allem im Stromsektor dominieren die festen Brennstoffe. Hier machten sie 2017 etwa 82 % aller energiebedingten CO_2-Emissionen aus. Vor diesem Hintergrund ist auch verständlich, dass die Stromwirtschaft ihre klimaschutzpolitischen Ziele nicht ohne eine signifikante Reduktion des Kohleneinsatzes erreichen kann.

154. Von Interesse ist die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den emissionshandelspflichtigen Anlagen (ETS-Anlagen) und den Sektoren, die nicht dem Emissionshandel unterliegen. Bei diesen handelt es sich vor allem um den Verkehr (ohne Luftverkehr), die privaten Haushalte und den GHD-Bereich. Der zuletzt genannte Bereich ist schon von daher bedeutsam, weil hier verbindliche Emissionsreduktionsverpflichtungen bestehen (siehe dazu weiter unten). Wie Tabelle 18 zeigt, verteilen sich die THG-Emissionen nahezu hälftig auf die beiden Bereiche. Die Entwicklung weicht über den gesamten Zeitraum von 2005 bis 2017 nur wenig voneinander ab: Während die Emissionen im ETS-Bereich im Jahr 2017 knapp 8 % niedriger waren als 2005, gab es in den Nicht-ETS-Sektoren einen Rückgang um 9,5 %.

Tabelle 18: Struktur der THG-Emissionen nach emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen (ETS) und Nicht-ETS-Sektoren

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	Erste Handelsperiode (2005-2007)			Zweite Handelsperiode (2008-2012)					Dritte Handelsperiode (2013-2020)				
	THG-Emissionen in Mio. t CO_2-Äq.												
ETS	475,0	478,1	487,2	472,6	428,3	454,9	450,4	452,6	481,0	461,3	455,7	452,9	437,6
Non-ETS	518,3	522,5	486,7	503,0	479,7	487,7	469,9	472,0	461,2	441,9	451,5	458,2	469,0
Summe THG	993,3	1000,6	973,9	975,6	908,0	942,5	920,3	924,6	942,2	903,2	907,2	911,0	906,6

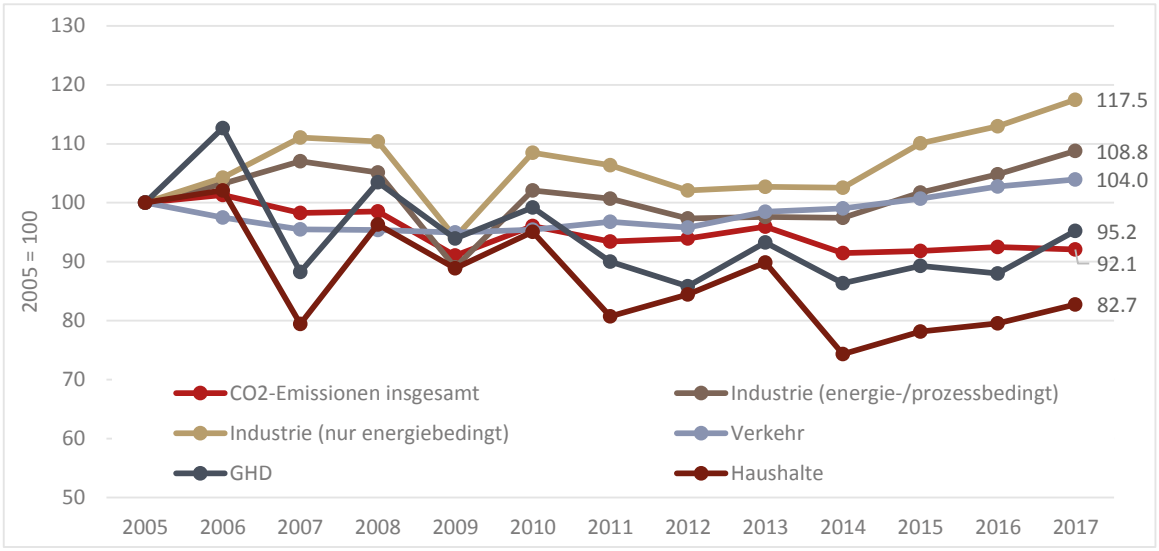
Quellen: DEHSt (2018); UBA (2018). Ohne Anpassung der Werte vor 2013 an neuen Anwendungsbereich des ETS.

155. Allerdings verlief die Entwicklung im Zeitablauf unterschiedlich. Auffällig ist insbesondere, dass sich der rückläufige Trend in den Nicht-ETS-Sektoren in der jüngeren Vergangenheit deutlich umgekehrt hat, während die Emissionen des ETS-Bereichs seit 2013 merklich gesunken sind. Gleichwohl lagen nach einem Bericht der Deutschen Emissionshandelsstelle „in Deutschland die Emissionen 2017 um rund 92 Mio. t CO_2-Äq. über der Summe der in diesem Jahr kostenlos oder per Versteigerung ausgegebenen Emissionsberechtigungen. Unter Berücksichtigung der genutzten Projektgutschriften waren die Emissionen in Deutschland im Zeitraum 2013 bis 2017 nach Angaben der Deutschen Emissionshandelsstelle um rund 535 Millionen höher als die Summe aus kostenloser Zuteilung, deutschen Auktionsmengen und den von den Anlagenbetreibern umgetauschten Projektgutschriften. In der zweiten Handelsperiode war die Differenz zwischen Angebot (kostenlos zugeteilten und versteigerten Emissionsberechtigungen plus Projektgutschriften) und Emissionen dagegen noch positiv (265 Millionen Emissionsberechtigungen). Seit 2015 müssen deutsche Anlagenbetreiber per saldo Emissionsberechtigungen im Ausland erwerben, das heißt von ausländischen Anlagenbetreibern oder anderen Mitgliedstaaten auf dem Primär- oder Sekundärmarkt. Zum Jahresende 2017 betrug der kumulierte Netto-Zukaufbedarf seit 2008 deutscher Anlagenbetreiber rund 270 Millionen Emissionsberechtigungen“ (DEHSt, 2018).

156. In diesem Kontext ist es auch von Interesse, wie sich von 2005 bis 2017 die CO_2-Emissionen in den einzelnen Endenergiesektoren (unabhängig von der Zugehörigkeit zum Emissionshandel) verändert haben (vgl. Abbildung 15). Hier zeigt sich, dass von den Sektoren, die überwiegend nicht am Emissionshandel beteiligt sind, die privaten Haushalte mit 17,3 % vor dem Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen mit 6,5 % den stärksten

Rückgang aufwiesen. Bemerkenswert ist auch, dass in der Industrie im Jahr 2017 die energiebedingten Emissionen um 17,6 % und die energie- und prozessbedingten Emissionen der Industrie um 4,6 % höher waren als 2005 und damit noch vor dem Verkehr (mit einer Zunahme von 4,2 %) lagen. Dieser Anstieg korrespondiert mit der Entwicklung der THG-Emissionen der Industrieanlagen, die dem Emissionshandel unterliegen. Das bedeutet aber auch, dass der Emissionshandel ebenso wie andere Maßnahmen bisher nicht zu einer signifikanten Reduktion der THG-Emissionen in der Industrie beigetragen haben. Vor diesem Hintergrund möchte die Expertenkommission der Bundesregierung empfehlen, bei den noch zu entwickelnden klimaschutzpolitischen Strategien zur Emissionsminderung der Industrie ein stärkeres Gewicht als bisher beizumessen.

Abbildung 15: Entwicklung der CO_2-Emissionen in Deutschland von 2005 bis 2017 nach Endenergiesektoren



Quellen: EEA (2019)

4.2 Emissionsminderungen durch bestehende klimaschutzpolitische Maßnahmen

157. Zu den zentralen Maßnahmen zur Minderung der THG-Emissionen zählt das im Dezember 2014 beschlossene Aktionsprogramm „Klimaschutz 2020“, in dem zahlreiche Maßnahmen auch aus dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) enthalten sind (BMUB, 2014). Langfristige Strategien sind mit dem im November 2016 von der Bundesregierung verabschiedeten Klimaschutzplan 2050 (BMUB, 2016a) vorgelegt worden. Einen Eindruck von den bisher erzielten Wirkungen der schon umgesetzten Maßnahmen aus dem NAPE und dem Effizienzfonds geben der vorliegende zweite Fortschrittsbericht der Bundesregierung (vgl. Tabelle 19) sowie die Evaluierung des Energieeffizienzfonds (Abbildung 16, zur Evaluierung des Energieeffizienzfonds vgl. auch Kapitel 6). Folgt man den Angaben in Tabelle 19, führten die bisher quantifizierten Wirkungen aller 18 NAPE-Maßnahmen in den Jahren 2016 und 2017 zu Emissionsminderungen von 12 bzw. 15 Mio. t CO_2-Äq. Das sind 1,3 % (2016) bzw. 1.7 % (2017) der gesamten THG-Emissionen in Deutschland. Allein auf das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm für Wohngebäude entfällt mit 64 % (2016) bzw. 56 % (2017) der weitaus größte Teil. Nur zwei weitere Maßnahmen führten zu Reduktionen um mehr als 1 Mio. t CO_2. Die übrigen Maßnahmen trugen nur begrenzt zur Emissionsminderung bei, das gilt insbesondere für die elf Maßnahmen, die in der Tabelle 19 nur zusammengefasst ausgewiesen sind und zusammen nur zu Emissionseinsparungen von 0,7 bis 1,3 Mio. t CO_2 führten.

Tabelle 19: Bisher quantifizierte Wirkungen der NAPE-Maßnahmen hinsichtlich der Emissionsreduktion in den Jahren 2016 und 2017

Maßnahmen	CO_2 Reduktion	
	2016	2017
NAPE-Maßnahmen und auf Grundlage der Beschlüsse vom 1. Juli 2015 (soweit quantifiziert)		
CO_2-Gebäudesanierungsprogramm Wohngebäude	8,0	8,4
Initiative Energieeffizienznetzwerke	1,1	1,6
MAP Erneuerbare Energien im Wärmemarkt	1,2	1,1
Energieberatung	0,5	0,7
Energieeffiziente und klimaschonende Produktion	0,2	0,7
KfW-Effizienzprogramm für Produktionsanlagen	0,5	0,6
Energieauditpflicht für Nicht-KMU	0,3	0,5
Übrige 11 Maßnahmen	0,7	1,3
Insgesamt	**12**	**15**

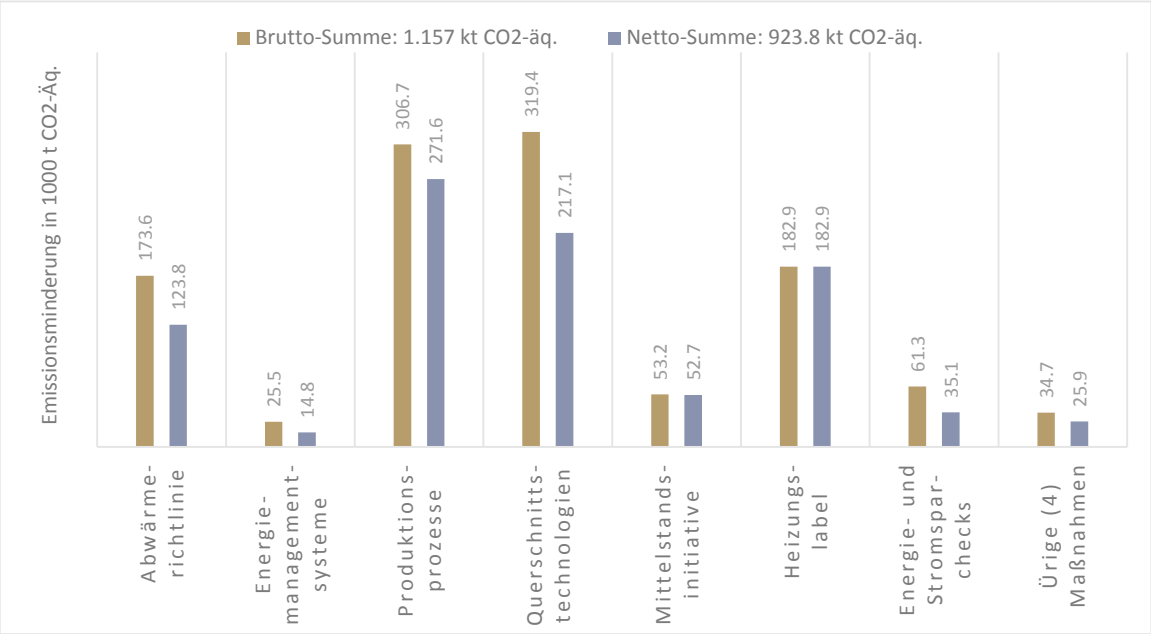
Quelle: Auswertung der Maßnahmentableaus im zweiten Fortschrittsbericht zur Energiewende (BMWi, Stand Mai 2019)

158. Das, mit der Evaluierung des Endenergieeffizienzfonds beauftragte Gutachterkonsortium, errechnet für die näher untersuchten 11 Maßnahmen für 2017 demgegenüber eine Emissionsreduktion von insgesamt knapp 1,2 Mio. t CO_2-Äq. Dabei handelt es sich um aufaddierte Werte in der Periode 2011 bis 2017. Die 2017 neu hinzugekommenen Werte beliefen sich auf rund 0,54 Mio. t CO_2-Äq. Anders als bei den in Tabelle 19 ausgewiesenen Ergebnissen sind bei dieser Evaluierung auch Minderungseffekte wie Mitnahme- und Vorzieheffekte berücksichtigt worden. Dies hat zur Folge, dass sich die so bereinigten Ergebnisse auf insgesamt rund 0,9 Mio. t CO_2-Äq. vermindern, die 2017 neu hinzugekommenen Werte betrugen noch 0,47 Mio. t CO_2-Äq. (vgl. Abbildung 16).

159. Ein unmittelbarer Vergleich zu den vorher zitierten Ergebnissen der NAPE-Evaluierung ist allerdings wegen der begrenzten Übereinstimmung nach Anzahl der Maßnahmen und Methodik der Evaluierung kaum möglich, zumal bei der Evaluierung des Energieeffizienzfonds die so bedeutsamen Gebäudesanierungsprogramme nicht betrachtet wurden. Die Minderungswirkungen sind aber für sieben Maßnahmen unmittelbar vergleichbar. Dabei zeigt sich, dass die Abweichungen in der Summe zwischen den Schätzungen nach dem zweiten Fortschrittsbericht mit 1,22 Mio. t CO_2-Äq. und der Evaluierung des Energieeffizienzfonds mit 1,09 Mio. t CO_2-Äq. relativ gering sind.

160. Gemessen an den gesamten THG-Emissionen in Deutschland im Jahr 2017 in Höhe von knapp 907 Mio. t CO_2-Äq. sind die bisherigen Wirkungen in beiden Fällen selbst in der Summe mit 1,7 % (NAPE-Summenwert Tabelle 19) bzw. 0,13 % (Effizienzfonds-Summenwert Abbildung 16) äußerst begrenzt. Zu bedenken ist auch, dass jeweils der größte Teil auf nur sehr wenige Maßnahmen entfällt, während die Wirkungen der meisten Maßnahmen kaum ins Gewicht fallen. Vor diesem Hintergrund regt die Expertenkommission an, die Sinnhaftigkeit solcher Maßnahmen unter Berücksichtigung ihrer Effizienz zu überprüfen und ggf. durch Maßnahmen zu ersetzen, die sich vorrangig an den sehr ambitionierten Zielsetzungen zur Emissionsminderung orientieren. Sicher ist es richtig, wenn im zweiten Fortschrittsbericht davon ausgegangen wird, dass sich die Wirkungen der neuen Instrumente im Laufe ihrer jeweiligen Programmlaufzeiten weiter verstärken werden. Angesichts der großen Differenzen zu den Zielen für 2030 dürfte das aber wohl nicht ausreichen, um die absehbaren Deckungslücken zu schließen.

Abbildung 16: Ergebnisse der Evaluierung des Energieeffizienzfonds hinsichtlich der maßnahmenbezogenen Minderung der THG-Emissionen für das Jahr 2017



Quelle: ISI *et al.* (2019)

161. In diesem Kontext möchte die Expertenkommission im Übrigen auf ein mögliches Missverständnis hinweisen, das aus der Aussage im zweiten Fortschrittsbericht bei der Kommentierung der Ergebnisse der Evaluierung des Energieeffizienzfonds resultieren könnte. Danach wurde im Evaluierungszeitraum von 2011 bis 2017 eine „Einsparung von THG-Emissionen in einem Umfang von 16 Millionen Tonnen angestoßen" (vgl. Kapitel 5.2 in BMWi, 2019f). Hier bezieht sich der zweite Fortschrittsbericht offenbar auf folgenden Satz im Endbericht zur Evaluierung des Energieeffizienzfonds: „Geht man davon aus, dass Wirkungen von Maßnahmen künftig bis zum Ende ihrer Lebensdauer erhalten bleiben werden, so ergeben sich durch den Mitteleinsatz im Energieeffizienzfonds durch im Zeitraum 2011 bis 2017 angestoßen Umsetzungen Minderungen der Emissionen von rund 16,0 Millionen Tonnen. Nach Effektbereinigung verbleiben Minderungen von rund 12,7 Millionen Tonnen." (ISI, Prognos *et al.*, 2019 S. 439). Diese Präzisierung fehlt aber im zweiten Fortschrittsbericht. Die genannten 16 Mio. t beziehen sich also auf die Lebensdauer der Maßnahmenwirkungen, die insoweit nicht auf ein einzelnes Jahr bezogen werden können.

162. Die Expertenkommission folgt der eher pessimistischen Bewertung, die vom BMU im Klimaschutzbericht 2018 im Hinblick auf die für 2020 zu erwartenden Wirkungen der zahllosen Maßnahmen vorgenommen worden ist (BMU, 2019). Dort werden die auf die einzelnen Maßnahmen bezogenen Minderungsbeiträge überwiegend deutlich kleiner eingeschätzt als noch mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 erwartet wurde. In der Summe wurde ursprünglich mit einem Minderungsbeitrag in einer Größenordnung von 62 bis 78 Mio. t CO_2-Äq. gerechnet (Tabelle 20). Aktuell sind es nur noch 41 bis 58 Mio. t CO_2-Äq. – also 1/3 weniger.

Tabelle 20: Beitrag zur THG-Emissionsminderung im Jahr 2020 nach ursprünglicher Schätzung und nach aktueller gutachterlicher Schätzung

Zentrale politische Maßnahmen	Beitrag nach Schätzung 2014 (Stand: Dezember 2014)	Beitrag nach aktueller gutachterlicher Schätzung
Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) – ohne Verkehrssektor	25 bis 30 (einschl. Energieeffizienz Gebäude)	18,8 bis 24,9 (einschl. Energieeffizienz Gebäude)
Strategie "Klimafreundliches Bauen und Wohnen"	Gesamt 5,7 bis 10 (1,5-4,7 zusätzl. zu NAPE)	Gesamt 3,4-3,7 (0,9 zusätzl. zu NAPE)
Maßnahmen im Verkehrssektor	7 bis 10	0,7 bis 1,3
Minderung von nicht-energiebedingten Emissionen in den Sektoren:	6,6 bis 11,3	2,17 bis 4,27
Industrie, GHD	2,5 bis 5,2	1,3 bis 1,8
Abfallwirtschaft	0,5 bis 2,5	0,17
Landwirtschaft	3,6	0,7 bis 2,3
Reform des Emissionshandels		3,5
Weitere Maßnahmen insb. im Stromsektor	22	14,8 bis 16,2
Beratung, Aufklärung und Eigeninitiative für mehr Klimaschutz		0,25 bis 2
Gesamt	62 bis 78	41 bis 53

Quelle: BMU (2019)

163. Die im Entwurf des Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplans Ende 2018 skizzierte Referenzentwicklung lässt eher noch schwächere Wirkungen erwarten. So kommt das dort beschriebene Referenzszenario zu dem Ergebnis, dass die THG-Emissionen bis zum 2020 auf rund 838 Mio. t CO_2-Äq. sinken könnten (BMWi, 2019c). Gegenüber der Zielgröße von 751 Mio. t CO_2-Äq. bedeutet das eine Deckungslücke von 87 Mio. t CO_2-Äq. Aus Sicht der Expertenkommission ist es dringend erforderlich, die künftigen Maßnahmen gezielt an dem für 2030 angestrebten Ziel einer Reduktion der THG-Emission um 55 % gegenüber 1990 zu orientieren. Dies ist auch deshalb notwendig, weil eine Entwicklung auf Basis der bisher ergriffenen Maßnahmen zu einer erheblichen Zielverfehlung führen muss. Bis 2030 wird nach dem Referenzszenario zwar mit einer weiteren Reduktion auf rund 743 Mio. t CO_2-Äq. gerechnet. Im Vergleich zu 1990 bedeutet das aber nur eine Minderung um knapp 41 % statt der beschlossenen Reduktion um 55 % auf etwa 563 Mio. t CO_2-Äq. Demnach beläuft sich die bis dahin noch durch zusätzliche Maßnahmen zu schließende Deckungslücke auf annähernd 180 Mio. t CO_2-Äq. (Tabelle 21).

Tabelle 21: Entwicklung der gesamten THG-Emissionen nach Quellbereichen (1990-2030)

Quellbereiche	1990	2015	2020	2025	2030	1990/2020	1990/2030
	THG-Emissionen in Mio. t CO_2-Äq.					Veränderungen in %	
Energiewirtschaft	427,4	337,0	295,0	304,0	263,0	-31,0	-38,5
Industrie	186,7	127,0	115,0	110,0	106,0	-38,4	-43,2
GHD	88,4	42,0	44,0	39,0	35,0	-50,2	-60,4
Haushalte	131,9	88,0	80,0	71,0	63,0	-39,3	-52,2
Verkehr	164,4	163,0	163,0	159,0	147,0	-0,9	-10,6
Diffuse Emissionen	38,0	11,0	9,0	9,0	8,0	-76,3	-78,9
Industrieprozesse	97,1	61,0	59,0	56,0	53,0	-39,2	-45,4
Landwirtschaft	79,4	67,0	63,0	63,0	62,0	-20,7	-21,9
Abfallwirtschaft	38,4	11,0	9,0	7,0	5,0	-76,6	-87,0
Gesamt	1251,7	907,0	838,0	819,0	743,0	-33,1	-40,6
Ziele ggü. 1990	1251,7		751,0		563,3	-40,0	-55,0
Deckungslücke	0,0		-87,0		-179,7		

Quelle: BMWi (2019c), Referenzentwicklung; Indikator 3.2, S. 141

164. Wie schon im Projektionsbericht 2017 betont wird, macht sich die Bundesregierung „die Ergebnisse der vorgelegten Szenarien für die Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland für den Zeitraum 2005 bis 2035 nicht zu eigen“ (BMUB 2017, S.27). Die Expertenkommission stimmt zwar der Auffassung zu, dass Prognosen stets mit hohen Unsicherheiten behaftet sind. Aus Sicht der Expertenkommission täte die Bundesregierung aber gut daran, sich auch aufgrund der bisherigen Fehleinschätzungen der Zielerreichung für 2020 darauf einzustellen, dass auch für 2030 ohne wirksame zusätzliche Maßnahmen eine signifikante Deckungslücke zu entstehen droht. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass der Zeitaufwand für die Implementierung der Maßnahmen und der davon ausgehenden Wirkungen in der praktischen Umsetzung erheblich sein kann. Erinnert sei in diesem Zusammenhang auch daran, dass seit der Verabschiedung des Energiekonzepts im Jahr 2010 acht Jahre vergangen sind, in denen die THG-Emissionen (nimmt man die aktuelle Schätzung für 2018 hinzu) lediglich um 77 Mio. t CO_2-Äq. gefallen sind – notwendig ist (s. o.) in den 12 Jahren bis 2030 eine Reduktion von 294 Mio. t CO_2-Äq.! Aus Sicht der Expertenkommission sollte die Bundesregierung zumindest die wichtigsten gesetzlich abzusichernden Vorhaben bis Ende 2019 auf den Weg gebracht haben. Der vom BMU dazu vorgelegte Entwurf eines Klimaschutzgesetzes kann dafür eine gute Grundlage bilden.

4.3 Entwicklung der Zertifikatspreise im EU Emissionshandel (ETS)

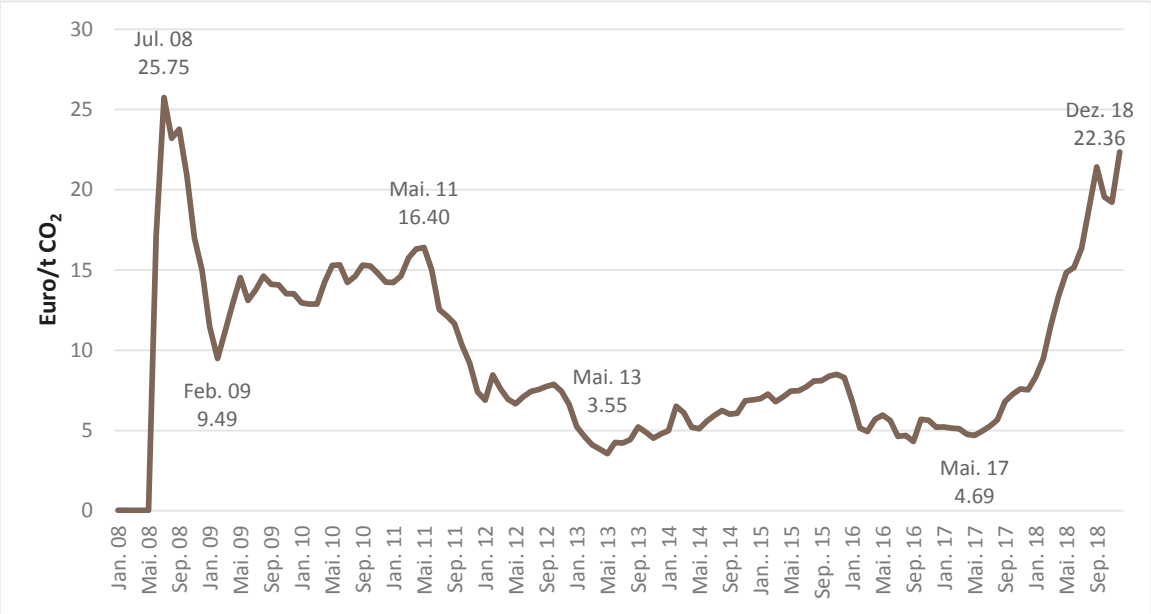
165. Politische Entscheidungen, die direkt oder indirekt den ETS betreffen, haben großen Einfluss auf die Preisbildung der Emissionsberechtigungen. Dies sind etwa politische Entscheidungen zum ETS selber, aber auch zum Kohleausstieg in Deutschland, zur Einführung nationaler CO_2-Abgaben etc. Kurzfristige Preisfluktuationen hängen auch ab von Schwankungen internationaler Energieträgerpreise und den damit verbundenen Auswirkungen auf

den Energieträgermix für die Stromerzeugung. Kurzfristig ist etwa bei einemrelativ hohen Kohlepreis und einem niedrigen Erdgaspreis ein niedrigerer EUA-Preis zu erwarten, da Stromerzeuger einen größeren Anteil ihres Stroms dann in Gas- statt Kohlekraftwerken erzeugen und dies die Nachfrage nach Emissionsberechtigungen reduziert

166. Nachdem die Zertifikatspreise am Beginn der zweiten Handelsperiode im Jahr 2008 kurzzeitig über 25 Euro/t CO_2 lagen, sanken sie bis Anfang 2009 auf unter 10 Euro/t CO_2. Im Nachgang zur Finanz- und Börsenkrise 2009/2010 und der damit verbundenen verminderten Wirtschaftsleistung in Europa haben sich große Mengen überschüssiger Emissionsberechtigungen angesammelt. Dies hat wesentlich zum Preisverfall beigetragen. Bis zum Jahr 2017 bewegten sich die Zertifikatspreise schließlich durchweg unterhalb von 10 Euro/t CO_2 (vgl. Abbildung 17). Dies ist Folge der Übertragungsmöglichkeit von überschüssigen Emissionsrechten in die folgende Handelsperiode 2013 bis 2020 (Banking)Nach Angaben der Deutschen Emissionshandelsstelle war „das rechnerisch verfügbare Angebot im Jahr 2017 unter Berücksichtigung des aus den Vorjahren übertragenen Überschusses noch immer beinahe doppelt so hoch wie der Bedarf zur Deckung der Emissionen“ (DEHSt, 2018).

167. Seit Herbst 2017 ist wieder eine kräftige Preissteigerung zu beobachten. Der Emissionspreis erreichte im Oktober 2018 mit 25 Euro seinen zwischenzeitlichen Höhepunkt. Der Anstieg ist hauptsächlich auf die Entscheidungen über die Marktstabilitätsreserve (MSR) zurückzuführen, der zufolge u. a. das Auktionsvolumen ab dem Jahr 2019 um knapp ein Drittel gekürzt wurde. Eine Rolle spielte wohl auch die Überarbeitung der ETS-Richtlinie für die Zeit nach 2020. Der Prozess begann mit einem Vorschlagsentwurf der Kommission im Juli 2015 und führte im November 2017 zu einer politischen Einigung, die im Februar 2018 formell genehmigt wurde und im April 2018 in Kraft trat. Die Reform des ETS wurde als starkes politisches Signal angesehen und führte zur Erwartung eines langfristig deutlich verringerten Angebots an Zertifikaten. Insbesondere die Entscheidung, das Überangebot an Zertifikaten bereits ab 2019 – also in der laufenden Handelsperiode – zu verringern, trieb die EUA-Preise im Jahr 2018 in die Höhe. Marktteilnehmer überarbeiteten ihre EUA-Kaufstrategien und verstärkten ihr „Hedging“, um das Risiko einer Zertifikateknappheit im Jahr 2019 und in den folgenden Jahren zu minimieren. Sie müssen nämlich nicht mehr davon ausgehen, dass nicht die Marktgegebenheiten, sondern politische Manipulationen auch künftig das Preisgeschehen prägen werden. Die somit stark erhöhte Nachfrage Ende 2018 führte wiederum zu einem steilen Endjahrespreisanstieg des EUAs auf über 20 Euro/t CO_2. Zeitgleich folgte der EUA-Preis bis zum Spätherbst 2018 der allgemein steigenden Tendenz der europäischen Energiemärkte mit steigenden Kohle-, Gas- und Ölpreisen (vgl. etwa Thomson Reuters, 2018b, 2018a). Mitte April 2019 erreichten die Zertifikatspreise mit knapp 27 Euro/t CO_2 einen vorläufigen Höchststand.

Abbildung 17: Entwicklung der monatlichen Emissionszertifikatspreise auf dem EEX-Spotmarkt von 2008 bis 2018



Quelle: BMWi (2019d)

168. Für die Entwicklung der künftigen Zertifikatspreise wird beispielsweise für die Erstellung der Szenarien für den Projektionsbericht 2017 in Anlehnung an entsprechende Empfehlungen der EU-Kommission für 2025 mit Preisen von 22,5 Euro/EUA und für 2030 mit 33,5 Euro/EUA gerechnet (vgl. BMUB 2017). Mit diesen Annahmen wird im Übrigen auch bei der aktuellen Studie zur Folgenabschätzung des Klimaschutzprogramms 2050 gerechnet (Öko-Institut *et al.*, 2019). In einer Studie von Aurora Energy Research für BDI und DIHK wird für 2030 mit 32 Euro/t CO_2 ein ähnlicher Preis angenommen (Aurora Energy Research 2019). Mit rund 35 Euro/t CO_2 werden die Zertifikatspreise für 2030 in einer Studie von GWS/Prognos *et al.* nur wenig höher veranschlagt (vgl. GWS.*et al.*, 2018). Anders in den Szenarien für den BDI, in denen ein breites Bild vorstellbarer Preisentwicklungen auf dem Markt für Emissionsrechte gezeichnet wird: Hier reicht die Bandbreite der angenommenen Zertifikatspreise je nach Ambitionsniveau und Region für Europa 2030 von 26 bis 55 Euro/t CO_2 (BCG und Prognos, 2018). Schließlich hat die Internationale Energieagentur (IEA) für die in ihrem World Energy Outlook 2018 entwickelten Szenarien CO_2-Preise für die Europäische Union in ihren beiden Hauptszenarien von 22 bis 25 USD/t CO_2 im Jahr 2025 sowie 38 bis 43 USD/t CO_2 im Jahr 2040 unterstellt; in ihrem „Sustainable Development Scenario“ geht die IEA für 2025 sogar von 63 USD/t CO_2 und für 2040 von 140 US-$/t CO_2 aus (IEA, 2018).

169. Angesichts der vielfältigen, kaum sicher vorhersehbaren Einflussfaktoren sieht sich die Expertenkommission nicht in der Lage, eine Schätzung vorzulegen, zumal auch noch unsicher ist, ob und wie die im Jahr 2021 zu überprüfende Marktstabilisierungsreserve erneut angepasst wird. Offen ist auch, mit welchen Maßnahmen und mit welchen Folgen das von der EU angestrebte langfristige Ziel, bis 2050 ein klimaneutrales Europa zu erreichen, umgesetzt werden soll (COM, 2018a). Zwar wären stabile Preiserwartungen hilfreich, damit das Emissionshandelssystem belastbare Investitionssignale aussenden kann, doch liegt es in der Natur eines Emissionshandelssystems – im Unterschied zu einem CO_2-Steuersystem –, dass es keine belastbaren Anhaltspukte für stabile Preiserwartungen geben kann. Das hat die bisherige Historie des ETS auch empirisch deutlich gemacht. Auf der anderen Seite muss konstatiert werden, dass es dem Emissionshandel aller Voraussicht nach

gelingen wird, die CO_2-Emissionen der EU bis zum Jahr 2020 um 20 % gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren. Die Expertenkommission ist der Ansicht, dass dieser Erfolg europäischer Umweltpolitik zu wenig gewürdigt wird.

4.4 Ziele für die Nicht-ETS-Emissionen in Deutschland

170. Deutschland ist verpflichtet, seine Emissionen, die nicht im Europäischen Emissionshandel erfasst werden, ausgehend von 2005 um 14 % bis 2020 (Lastenteilungsentscheidungen (LTE)[31]) und um 38 % bis 2030 (Klimaschutzverordnung (KSV)[32]) zu reduzieren. Ein linearer Reduktionspfad legt dabei genaue Zielwerte (Emissionsbudgets) für die Erfüllungsperioden von 2013 bis 2020 (LTE) und von 2021 bis 2030 (KSV) für jedes Jahr fest. Auf Basis dieser Emissionsbudgets bekommt Deutschland jährlich Emissionsrechte (sogenannte „Annual Emission Allowances“; AEAs) zugeteilt. Ein Zertifikat entspricht dabei 1 t CO_2-Äq. Die EU Kommission prüft die jährliche Differenz zwischen der Zuteilung und den tatsächlichen Emissionen. Liegen die Emissionen unter der Zuteilung, können die Zertifikate ins nächste Jahr übernommen werden (sogenanntes „banking“); befinden sich die Emissionen über der Zuteilung, können Zertifikate aus dem Folgejahr vorgezogen werden („borrowing“). Alternativ können Zertifikate von anderen Mitgliedsstaaten zugekauft werden. Zudem kann Deutschland in der Erfüllungsperiode 2013 bis 2020 internationale Zertifikate aus den flexiblen Mechanismen des Kyoto Protokolls (Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung und Gemeinschaftsreduktion (CDM/JI)) im Umfang von maximal 3 % der Emissionen aus dem Jahr 2005 nutzen (vgl. LTE); in der Erfüllungsperiode 2021 bis 2030 kann Deutschland eine sehr geringe Gutschrift aus dem Forst- und Landnutzungssektor einsetzen, die aber maximal 22,3 Mio. t CO_2-Äq. beträgt (vgl. KSV). „Banking“ und „borrowing“ sind nur innerhalb der jeweiligen Erfüllungsperiode möglich; Deutschland kann also keine Zertifikate von 2020 auf 2021 oder von 2021 auf 2020 übertragen.

171. Werden die jährlichen Emissionen nicht durch die Zuteilung und durch zusätzliche Gutschriften abgedeckt, wird das Defizit bzw. die entsprechende Lücke um den sogenannten Korrekturfaktor von 8 % erhöht und mit dem Folgejahr verrechnet; so dass die Emissionsreduktion mit einem Aufschlag nachgeholt werden muss.[33] Zudem muss jedes Land in einem Plan darlegen, mit welchen Maßnahmen das 2020er bzw. 2030er-Ziel erfüllt werden soll. Bei einer Lücke am Ende der jeweiligen Erfüllungsperiode droht ein Vertragsverletzungsverfahren (vgl. LTE, KSV).

Erwartete Zielverfehlung in der Erfüllungsperiode 2013-2020

172. In den Jahren 2013 bis 2015 lagen die Nicht-ETS-Emissionen unter der entsprechenden Zuteilung, so dass Deutschland insgesamt einen Überschuss von rund 42 Mio. Zertifikaten erzielte. In den Jahren 2016 und 2017 lagen die Emissionen über dem jährlichen Ziel in der gleichen Größenordnung und Deutschland nutzt den generierten Überschuss, um die Zielverfehlung auszugleichen. Entsprechend der weiteren Emissionsentwicklung bis 2020 kann davon ausgegangen werden, dass die Emissionen weiterhin über dem vorgeschriebenen Reduktionspfad liegen (vgl. Abbildung 18). Je nach erwarteter Emissionsentwicklung wird Deutschland dann zusätzliche Zertifikate kaufen müssen (vgl. Tabelle 22), um seinen rechtlichen Verpflichtungen nachzukommen.

---

[31] Entscheidung Nr. 406/2009/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020

[32] Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013

[33] Lastenteilungsentscheidung: Das Defizit wird mit 1,08 multipliziert, und von der Zertifikate-Zuteilung im nächsten Jahr abgezogen (Art. 7); Klimaschutzverordnung: Das Defizit wird mit 1,08 multipliziert und zu den Emissionen aus dem nächsten Jahr addiert (Art. 9).

Tabelle 22: Kumuliertes Zertifikatsdefizit in Abhängigkeit der zukünftigen Entwicklung der Nicht-ETS-Emissionen und voraussichtlich entstehende Kosten durch Zukauf

Reduktionspfad	Kumulierte Emissionen (2013-2020)	Kumuliertes Defizit an Zertifikaten	Optional entstehende Kosten bei Zukauf (bei 5-10 Euro/AEA)
0 %/Jahr	3.689 Mio. t CO_2-Äq.	152 Mio. AEAs	762-1.524 Mio. Euro
1 %/Jahr	3.661 Mio. t CO_2-Äq.	124 Mio. AEAs	622-1.244 Mio. Euro
MMS Projektion ab 2018 (~1,2 %/Jahr)	3.576 Mio. t CO_2-Äq.	39 Mio. AEAs	197-394 Mio. Euro
MWMS Projektion ab 2018 (~1,4 %/Jahr)	3.554 Mio. t CO_2-Äq.	18 Mio. AEAs	88-177 Mio. Euro

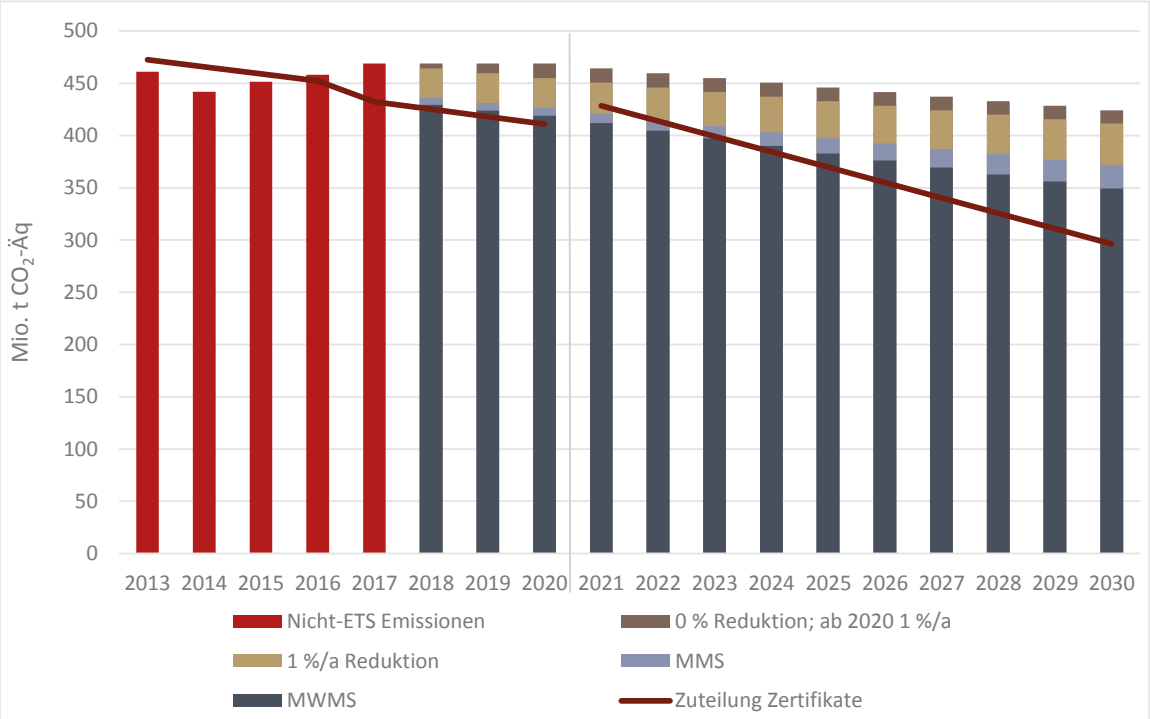
Quelle: Eigene Berechnungen, EEA (2018), BMU (2017)

173. Welche Kosten für Deutschland beim Kauf von Zertifikaten entstehen würden, ist zurzeit nicht genau abzuschätzen, da der Preis bilateral verhandelt wird. Bisher gab es formell nur vier Transaktionen: Malta kaufte eine geringe Anzahl an Zertifikaten von Bulgarien (COM, 2019a). Der Preis ist nicht öffentlich; vermutlich lag er bei den ersten zwei Transaktionen unter dem damaligen ETS-Preis und somit unter 10 Euro pro Zertifikat. Insgesamt wird es in der LTE-Erfüllungsperiode zu keiner Knappheit an Zertifikaten kommen – der erwartete gesamte Überschuss in der EU liegt bei etwa 1.600- 1.700 Mio. Zertifikaten (EEA, 2018). Schätzt man den Wert eines Zertifikats auf etwa 5-10 Euro/t CO_2, so würden für Deutschland je nach Emissionsentwicklung Kosten von 88 bis 762 Mio. Euro (bei 5 Euro pro Zertifikat) bzw. von 177 Mio. bis 1,5 Mrd. Euro (bei 10 Euro pro Zertifikat) entstehen (vgl. Tabelle 22). Der untere Wert kann dabei nur bei einer signifikanten Reduktion der Emissionen erreicht werden, da der entsprechende Emissionspfad (das Szenario mit weiteren Maßnahmen (MWMS) aus dem Projektionsbericht 2017 (BMUB, 2017)), die Emissionsentwicklung seit 2016 unterschätzt hat. Die voraussichtlich entstehenden jährlichen Kosten liegen je nach unterstelltem Zertifikatspreis (bis 10 Euro je Tonne CO_2) und Emissionsentwicklung bei bis zu 500 Mio. Euro für den Zeitraum 2018-2020.

Erwartete Zielverfehlung in der Erfüllungsperiode 2021-2030

174. Auch für die Emissionsentwicklung nach 2020 zeichnet sich bisher keine ausreichende Änderung ab, so dass auch in der Erfüllungsperiode von 2021 bis 2030 die jährlichen Ziele sehr wahrscheinlich nicht erreicht werden (vgl. Abbildung 18). Bei einer Reduktion um zumindest 1 % pro Jahr (ab 2018) ergibt sich damit über den Zeitraum von 2021 bis 2030 ein kumuliertes Defizit von 684 Mio. Zertifikaten. Selbst wenn sich die Emissionen gemäß der Projektion mit zusätzlichen Maßnahmen (MWMS) entwickeln, ergibt sich ein kumuliertes Defizit von 176 Mio. Zertifikaten (Tabelle 23). Deutschland kann dann die Möglichkeit wahrnehmen, einen Anteil von 22,3 Mio. t CO_2 über die Anrechnung der negativ zu Buche schlagenden Emissionen aus dem Bereich „Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft“ zu decken (im Jahr 2017 waren es 15,2 Mio. t CO_2). Bei der Emissionsreduktion um 1 % pro Jahr würde sich das Defizit entsprechend auf 662 Mio. Zertifikate, im Szenario mit zusätzlichen Maßnahmen auf 154 Mio. Zertifikate belaufen.

Abbildung 18: Entwicklung der Emissionen in verschiedenen Szenarien im Vergleich zur Zuteilung unter der Lastenteilungsentscheidung (LTE) und der Klimaschutzverordnung (KSV)



Quelle: Eigene Darstellung; Szenarien mit bestehenden (MMS) und zusätzlichen Maßnahmen (MWMS) aus BMUB (2017); ohne Berücksichtigung von der möglichen Anrechnung von LULUCF.

175. Die Verfügbarkeit von Zertifikaten in der Erfüllungsperiode von 2021 bis 2030 ist zurzeit noch unklar. Bisherige Projektionen der Mitgliedsstaaten fokussierten sich auf die Zielerreichung im Jahr 2020. Die neuen Energie- und Klimapläne, die Ende des Jahres vorliegen sollen, werden dagegen die Zielerreichung im Jahr 2030 adressieren und zeigen, inwieweit die Mitgliedsstaaten mit ihren bisherigen und zusätzlichen Maßnahmen das Nicht-ETS-Ziel erreichen können. Nimmt man die bisherigen Projektionen der Mitgliedsstaaten, so erreichen nur sechs Länder ihr 2030-Ziel und die kumulierten Emissionen in der EU liegen bei 23,4 Mrd. t CO_2-Äq. (MMS) bzw. bei 23,0 Mrd. t CO_2-Äq. (MWMS) (EEA, 2018) bei insgesamt 22,4 Mrd. zugeteilten Zertifikaten. Entsprechend ergibt sich bisher ein Fehlbetrag von 1 Mrd. (MMS) bzw. rund 630 Mio. (MWMS) Zertifikaten.

176. Neben den Projektionen der Mitgliedsstaaten gibt es zudem Projektionen auf EU-Ebene, die ein weniger signifikantes Defizit bzw. sogar Überschüsse ausweisen. Unter der Referenzentwicklung der COM (2016) ergibt sich etwa ein Fehlbetrag von knapp 490 Mio. Zertifikaten (vgl. Sandbag 2018). Bei Ausschöpfung aller Flexibilität der Klimaschutzverordnung würden die Emissionen aber um weitere 345 Mio. t CO_2-Äq. reduziert, so dass die EU mit wenigen zusätzlichen Maßnahmen das 2030-Ziel erreichen könnte.

177. Die Erfüllung der Projektionen zu den 2030-Energiezielen der EU (32 % Anteil Erneuerbare und 32,5 % höhere Energieeffizienz) würden kumulierten Emissionen über den Zeitraum 2021 bis 2030 von rund 21 Mrd. t CO_2-Äq. ergeben (eigene Berechnungen anhand COM, 2018b). Je nach Nutzung der flexiblen Regeln der Klimaschutzverordnung würde der Überschuss entsprechend zwischen 1-2 Mrd. Zertifikate liegen und damit in der Größenordnung des Überschusses in der Erfüllungsperiode der Lastenteilungsentscheidung.

178. Neben dem Angebot/Nachfrage-Verhältnis wird der Preis für Zertifikate wahrscheinlich auch von den THG-Vermeidungskosten abhängen. Es kann davon ausgegangen werden, dass Geberländer versuchen werden ihre (geschätzten) Kosten für THG-Minderungen über die gesamte Erfüllungsperiode weitergeben und daher bereits zu Beginn der Periode der Zertifikatspreis die Vermeidungskosten widerspiegelt, die zum Ende der Periode anfallen. Folgt man den Angaben von Agora (2018b) und dem Öko-Institut (2018), kann die obere Grenze mit bis zu 100 Euro pro Zertifikat abgeschätzt werden.

179. Angesichts hoher Unsicherheiten hinsichtlich des Zertifikatepreises erscheint es der Expertenkommission sinnvoll, der Abschätzung der beim Zukauf anfallenden Kosten lediglich Preisintervalle zugrunde zu legen (vgl. Tabelle 23). Kumuliert über die Periode 2018 bis 2030 ergeben sich je nach Emissionsprojektion und unterstellten Zertifikatspreisen Kosten in Höhe von Null bei Zielerreichung, über 4 bis 20 Mrd. Euro (bei 25 Euro/Zertifikat) bis hin zu 15 bis 79 Mrd. Euro (bei 100 Euro/Zertifikat). Pro Jahr könnten die Kosten damit bei bis zu 9 Mrd. Euro liegen.

Tabelle 23: Kumuliertes Zertifikatsdefizit in der Erfüllungsperiode der Klimaschutzverordnung (2021-2030) in Abhängigkeit der zukünftigen Entwicklung der Nicht-ETS Emissionen und unter Berücksichtigung der Anrechnung von negativen LULUCF-Emissionen

Reduktionspfad	Kumuliertes Defizit in Mio. Zertifikate	Optionale Kosten bei Zukauf in Mrd. Euro			
		0 Euro/Zert.	25 Euro/Zert.	50 Euro/Zert.	100 Euro/Zert.
0 %/Jahr bis 2020; dann 1 %/Jahr	-816	0	-20	-40	-79
1 %/Jahr von 2018-2030	-684	0	-17	-33	-66
MMS ab 2018 mit ~1,2 %/Jahr	-332	0	-8	-15	-31
MWMS ab 2018 mit ~1,6 %/Jahr	-176	0	-4	-8	-15

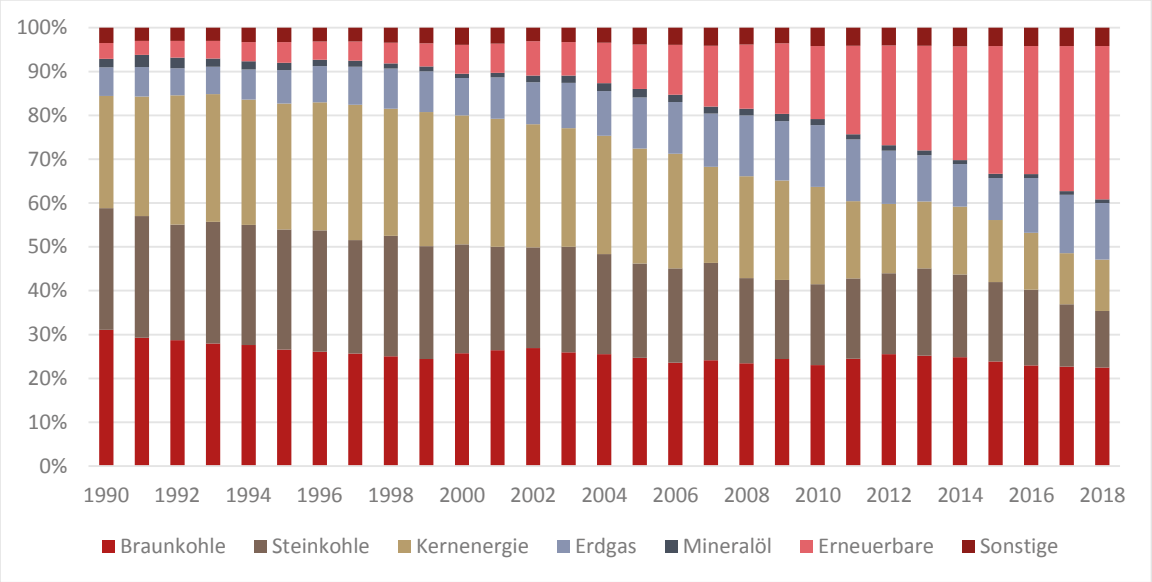
Quelle: eigene Berechnungen, EEA (2018), BMUB (2017). LULUCF: Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

4.5 Perspektive der Stein- und Braunkohleverstromung

180. Angesichts der nach wie vor hohen Anteile der Stein- und Braunkohle an den THG-Emissionen des Energie- bzw. Stromsektors (zur Bruttostromerzeugung siehe Abbildung 19) ist das Ziel, die THG-Emissionen in der Energiewirtschaft bis 2030 gegenüber 1990 um 61 bis 62 % zu reduzieren, ohne einen signifikanten Rückgang der Kohleverstromung nicht zu erreichen. Zwar hat sich die Bedeutung der Kohle für die Stromerzeugung im Zeitablauf schon deutlich vermindert, doch trugen Stein- und Braunkohlen im Jahr 2018 noch immer mit rund 35 % bzw. 227 TWh zur Stromerzeugung bei (1990 waren es mit 312 TWh knapp 57 %). Dieser Rückgang und die Tatsache, dass auf der anderen Seite die erneuerbaren Energieträger inzwischen ihren Anteil an der Stromerzeugung auf ebenfalls rund 35 % gesteigert haben, hat aber auch dazu beigetragen, dass die Treibhausgasemissionen im Energiesektor mit 114 Mio. t CO_2-Äq. den stärksten absoluten Rückgang erfahren haben. In diesem Kontext möchte die Expertenkommission jedoch auch darauf hinweisen, dass sich die Erhöhung des Anteils der praktisch emissionsfreien Energieträger (erneuerbare Energien und Kernenergie) an der Stromerzeugung mit dem Ausstieg aus der Kernenergie spürbar abgeschwächt hat (der Kernenergieanteil ging von 28 % im Jahr 1990 auf knapp

12 % zurück). Dieser Effekt wird sich nach dem vollzogenen Kernenergieausstieg ab Ende 2022 noch einmal deutlich zeigen. Vor diesem Hintergrund kommt der vorgesehenen Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 65 % des Bruttostromverbrauchs eine besondere Bedeutung zu.

Abbildung 19: Entwicklung der Struktur der Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 – 2018



Quellen: AGEB (2018b); BDEW (2019b).

181. Nach dem Klimaschutzplan 2050 sollen die Emissionen in der Energiewirtschaft bis 2030 auf 175 bzw. 183 Mio. t CO_2-Äq. reduziert werden; gegenüber 1990 bedeutet das eine Minderung um 62 bzw. 61 %. Im Vergleich zu 2017 müssten die Emissionen folglich noch um 46 bzw. 44 % gesenkt werden. Ein entsprechender Rückgang der Emissionen bei der Stromerzeugung wird nur erreichbar sein, wenn die Verstromung von Stein- und Braunkohle bis dahin mindestens halbiert wird. Nimmt man beispielsweise für 2030 eine gegenüber 2018 praktisch unveränderte Bruttostromerzeugung in einer Größenordnung von 650 Mrd. kWh an und unterstellt für die erneuerbaren Energieträger einen Anteil von 65 % an der Stromerzeugung oder rund 423 Mrd. kWh, dann würde die emissionsbelastete Stromerzeugung entsprechend von rund 360 Mrd. kWh im Jahr 2017 auf etwa 227 Mrd. kWh im Jahr 2030 zurückgehen. Das entspricht fast der gesamten Kohleverstromung im Jahr 2017 mit den entsprechenden Konsequenzen auf die CO_2-Emissionen. Bei einer gleichbleibenden Erdgasverstromung wie 2017 und bei allen sonstigen fossilen Energieträgern (Mineralölprodukte, hergestellte Gase, Haus- und Industriemüll u. Ä.) zusammengenommen einen Rückgang um ein Viertel, bliebe für die Stein- und Braunkohlen noch eine Stromerzeugung von 116 Mrd. kWh. Das bedeutet ein Minus von 52 %. Unter diesen Voraussetzungen könnten die Emissionen aus der Stromerzeugung bis 2030 um etwa 44 % im Vergleich zu 2017 gesenkt werden.

182. In den vergangenen Jahren ist eine Vielzahl von Studien vorgelegt worden, die sich vor dem Hintergrund der für 2030 vorgegebenen Reduktionsziele mit den Möglichkeiten eines zielentsprechenden Ausstiegs aus der Kohle beschäftigt haben. In diesem Zusammenhang ist auch der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte (und von der Bundesnetzagentur genehmigte) Szenariorahmen 2019-2030 für die Netzentwicklungsplanung zu

erwähnen.[34] Tabelle 24 zeigt die Struktur der Kraftwerksleistungen für die einzelnen Szenarien. Von Interesse ist hier besonders die Entwicklung der installierten Leistung bei den Braun- und Steinkohlenkraftwerken. Danach müsste sich die Leistung der Braunkohlenkraftwerke von 21,1 GW im Jahr 2017 in allen Szenarien für die Jahre 2025, 2030 und 2035 in Größenordnungen von 9,0 bis 9,4 GW bewegen. Das bedeutet gegenüber 2017 eine Reduktion um jeweils rund 12 GW, die im Szenario B 2025 sogar schon bis 2025 realisiert werden müssten. Bei den Steinkohlenkraftwerken wäre die Leistung bis 2030 je nach Szenario um 11,5 GW bis knapp 17 GW zu vermindern. Zusammengenommen müssten die Kohlekraftwerke also ihre Leistung bis 2030 um rund 23 bis 29 GW zurücknehmen. Unterstellt man entsprechend der Beispielsrechnung in Ziffer 180 für 2030 die im Szenario C2030 angenommene installierte Leistung von 9 GW bei Braunkohlekraftwerken und von 8,1 GW bei Steinkohlenkraftwerken, so würde die Kohleverstromung um rund 64 % niedriger sein als 2017[35]; zum Ausgleich müsste die Erdgasverstromung bei gleichbleibender Stromerzeugung von 650 Mrd. kWh um ein Drittel auf knapp 116 Mrd. kWh erhöht werden. Im Ergebnis könnten sich die CO_2-Emissionen bis 2030 nahezu halbieren.

Tabelle 24: Szenarien für den Netzentwicklungsplan 2019-2030

Energieträger	Referenz	Szenarien für die Netzausbauplanung 2019				
	2017	A 2030	B 2030	C 2030	B 2025	B 2035
	Installierte Leistung in GW					
Konventionelle Erzeugung	**103,5**	**74,7**	**73,2**	**69,1**	**74,4**	**72,8**
Braunkohle	21,2	9,4	9,3	9,0	9,4	9,0
Steinkohle	25,0	13,5	9,8	8,1	13,5	8,1
Erdgas	29,6	32,8	35,2	33,4	32,5	36,9
Sonstige	27,7	19,0	18,9	18,6	19,0	18,8
Summe erneuerbare Erzeugung	**112,8**	**180,1**	**202,7**	**219,9**	**168,8**	**222,9**
Wind	54,9	94,3	98,5	102,5	81,3	114,0
PV	42,4	72,9	91,3	104,5	73,3	97,4
Sonstige	15,5	12,9	12,9	12,9	14,2	11,5
Erzeugung insgesamt	216,3	254,8	275,9	289,0	243,2	295,7

Quelle: BNetzA (2018c)

183. Zu ähnlichen Ergebnissen wie die Szenerien für die Netzausbauplanung kommen auch die Studien der Institute Aurora Energy Research (für Agora Energiewende), des Konsortiums der Boston Consulting Group und Prognos (für den BDI), der r2b energy consulting GmbH sowie erste Ergebnisse des Kopernikus-Projekts ENavi (für das BMBF) – vgl. dazu Tabelle 25.

[34] Bei diesem Szenariorahmen hatten die Übertragungsnetzbetreiber bestimmte Vorgaben hinsichtlich der KWK-Stromerzeugung und des für 2030 angestrebten Anteils der erneuerbaren Energien von 65 % am Stromverbrauch ebenso zu berücksichtigen wie emissionsorientierte Zielvorgaben. Danach sind die Übertragungsnetzbetreiber in allen Szenarien verpflichtet, die auf Grundlage der genehmigten installierten Erzeugungsleistung erzeugten CO_2-Emmissionen zu ermitteln. „Dabei soll der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2025 maximal 240 Mio. t CO_2, im Jahr 2030 maximal 184 Mio. t CO_2 und im Jahr 2035 maximal 127 Millionen Tonnen CO_2 emittieren“ (BNetzA, 2018c).

[35] Unterstellt ist dabei eine Auslastung von 6.500 h/a bei Braunkohlekraftwerken und von 3.500 h/a bei Steinkohlenkraftwerken.

Tabelle 25: Kohlekraftwerkskapazitäten im Jahr 2030: Referenzentwicklungen und Ziel-Szenarien

	2017/18	2020*	2022*	2030** (Bandbreite)	
	Referenzentwicklungen (GW)				
Braunkohle	21,2	18,1	18,0	16,0	16,0
Steinkohle	24,2	20,5	19,3	11,0	17,0
Summe	45,4	38,6	37,3	27,0	33,0

	Ziel-Szenarien für 2030 (GW)				
	Aurora	**r2b**	**ENavi**	**BCG/Prognos**	**Kohlekommis-sion**
Braunkohle	7,0	9,0	7,0	9,0	9,0
Steinkohle	9,0	8,0	11,0	11,0	8,0
Summe	16,0	17,0	18,0	20,0	17,0

Quellen: Bundesnetzagentur (Stand: 19.11.2018); *) Kohlekommission (KWSB, 2019) (Kraftwerke am Markt); **) Für Braunkohle: KWSB (2019); Steinkohle: diverse Untersuchungen mit Bandbreite (untere und obere Werte) in den Referenzszenarien für Steinkohlenkraftwerke im Jahr 2030

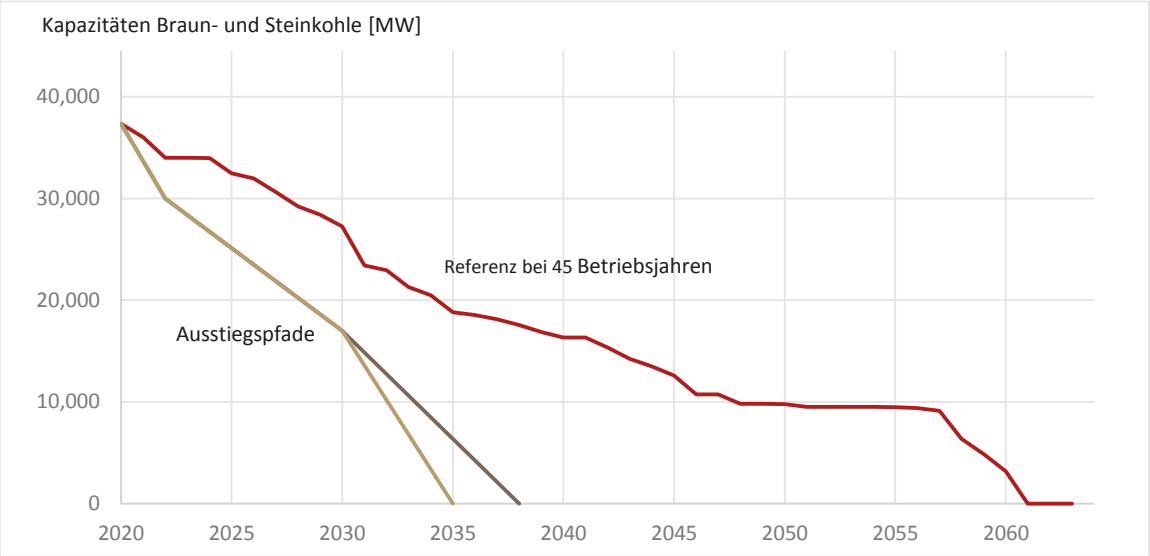
184. Ende Januar 2019 hat die Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung“ ihren Abschlussbericht vorgelegt (KWSB, 2019). Von den drei wichtigen Aufgaben, die der Kommission gestellt wurden, nämlich

1. Entwicklung eines Instrumentenmix, der wirtschaftliche Entwicklung, Strukturwandel, Sozialverträglichkeit, gesellschaftlichen Zusammenhalt und Klimaschutz zusammenbringt und Perspektiven für zukunftsfähige Energieregionen eröffnet,
2. Vorschläge für Maßnahmen zum Erreichen der 2030-er Ziele für den Energiesektor,
3. Plan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung mit der Nennung eines Abschlussdatums.

sind aus klimaschutzpolitischer Sicht die Aufgaben 2 und 3 im Wesentlichen erfüllt.

185. Dazu beinhaltet der Schlussbericht unter anderem Empfehlungen für den deutschen Ausstieg aus der Stein-und Braunkohleverstromung (vgl. Abbildung 20). Die in Abbildung 20 ebenfalls eingezeichnete Referenzentwicklung unterstellt eine 45-jährige reguläre Laufzeit von Stein- und Braunkohlekraftwerken. Dieser Wert liegt geringfügig unter den historisch beobachtbaren Laufzeiten von durchschnittlich 48 Jahren, wird aber durch die Annahme plausibel, dass die meisten Kohlekraftwerke nach dem regulären Betriebsende auf Verlangen der Bundesnetzagentur (BNetzA) noch für ein paar Jahre in Sicherheitsbereitschaft gehalten werden müssen, um Risiken bei der Versorgungssicherheit abzufedern.

Abbildung 20: Kohleausstiegspfade: Referenzentwicklung und Ausstiegsempfehlungen der „Kohlekommission“



Quelle: Eigene Darstellung basierend BNetzA (2019c) und KWSB (2019)

186. Folgt man den in Tabelle 25 zitierten Studien und den Angaben der Kohlekommission, so würden sich unter Referenzbedingungen die Kohlekapazitäten bis 2030 von heute rund 45 GW auf 27 bis 33 GW, d. h. marktgetrieben schon um 12 bis 18 GW verringern. Die beiden Kohleausstiegspfade der Kohlekommission (Ende der Kohlenutzung in 2035 oder 2038) sehen nach den Empfehlungen der Kohlekommission bis zum Jahr 2030 eine Rückführung der Kapazitäten der Braun- und Steinkohlenkraftwerke zusammen auf höchstens 16 GW vor, wobei die Kapazitäten bei der Braunkohle nur noch maximal 9 GW und bei der Steinkohle höchstens 8 GW betragen sollen. Damit befindet sich die Empfehlung der Kohlekommission im Bereich der in Tabelle 25 genannten Studien. Zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang die auch von der Kohlekommission aufgenommene Empfehlung, dass „der systemdienliche und marktkonforme Ausbau erneuerbarer Energien auf 65 Prozent“ ebenso sichergestellt werden muss wie die Weiterentwicklung und Fortführung der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung.

187. Aus Abbildung 20 lässt sich im Übrigen ablesen, dass bei den politisch motivierten Stilllegungen bis zum Jahr 2030 eine Laufzeitverkürzung von bis zu 10 Jahren verlangt wird. Bei den ab 2030 stillzulegenden Kapazitäten soll es zu einer Laufzeitverkürzung von bis zu 25 Jahren kommen, wovon insbesondere die heute noch jüngeren Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von etwa 10 GW betroffen wären. Ohne Frage dürfte dies Entschädigungsansprüche der Kraftwerksbetreiber gegenüber dem Staat nach sich ziehen. Im Fall der Braunkohle kommt hinzu, dass die in der verkürzten Betriebszeit akkumulierten Rückstellungen für die Rekultivierung der Tagebaue kaum noch ausreichen dürften, womit weitere staatliche Ausgaben zu erwarten sind. Darüber hinaus hat die Kohlekommission den betroffenen Regionen Strukturhilfen im Umfang von kumuliert 40 Mrd. Euro in Aussicht gestellt, wobei diese Hilfen auch bei einem Kohleausstieg entsprechend der Referenzentwicklung gewährt werden müssten, allerdings zu späteren Zeitpunkten. Insoweit wären die Strukturhilfen auch nur teilweise der „Energiewende“ anzulasten.

188. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, sich schon heute der Frage zuzuwenden, in wie weit die heute noch vergleichsweise jungen Kraftwerksblöcke durch geeignete Umbauten nach Beendigung der Nutzung als Kohlekraftwerk anderweitig industriell nutzbar gemacht werden könnten, und plädiert für die Initiierung entsprechender F&E-Projekte. Man könnte hier beispielsweise an den Umbau zu Gas- oder

Holzkraftwerken denken; es sollten aber auch andere industrielle Optionen in Betracht gezogen werden. Im Erfolgsfall dürften solche Forschungsprojekte dazu beitragen, die finanziellen Belastungen für künftige Entschädigungszahlungen zu reduzieren. Außerdem dürften sie dann auch einen Beitrag zur Beschäftigung in den betroffenen Regionen leisten. Schließlich verspricht die Dimension von mindestens 10 GW auch vom Volumen her interessante Innovationsmöglichkeiten, die sich auch als Vorbild für den Kohleausstieg im Ausland eignen könnten.

189. Grundsätzlich positiv bewertet die Expertenkommission die Tatsache, dass es trotz der sehr heterogenen Interessenlage in der Kohlekommission gelungen ist, ein gemeinsames Ergebnis vorzulegen. Die Expertenkommission sieht sich allerdings nicht in der Lage, hier den gesamten Komplex der von der Kohlekommission behandelten Fragen zu kommentieren, zumal auch noch abzuwarten bleibt, in welchem Umfang die Empfehlungen der Kohlekommission von der Bundesregierung umgesetzt werden. Sie möchte aber einige kritische Aspekte im Hinblick auf die von der Kohlekommission vorgeschlagenen Umsetzungsstrategien hervorheben. Dazu gehört etwa der Eindruck, dass der dort gefundene Kompromiss durchaus den Erwartungen der politökonomischen Theorie entspricht, wonach Verhandlungen im politischen Raum im Ergebnis häufig zu Lasten Dritter gehen (z. B. in diesem Fall zu Lasten der Steuerzahlenden).

190. Sodann ist es für die Expertenkommission – wie weiter oben schon angedeutet – wichtig hervorzuheben, dass bei der Bewertung der finanziellen Belastungen für die im Zusammenhang mit dem vorzeitigen Kohleausstieg stehenden Strukturhilfen in höheren zweistelligen Milliardenbeträgen nur teilweise dem Ausstiegspfad zuzuschreiben sind. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch unter Referenzbedingungen die marktgetriebene Entwicklung ohnehin zu einem signifikanten Rückgang der Kohleverstromung und des Braunkohlenabbaus mit den damit verbundenen Strukturproblemen in den Braunkohlenabbauregionen kommen würde. Eine vorsorgende Strukturentwicklungspolitik ist somit in jedem Fall unabdingbar. Hierzu empfiehlt die Expertenkommission die Vergabe einer Studie, die die im Zusammenhang mit dem Kohleausstieg entstehenden Gesamtkosten untersucht und diese mit den Kosten einer Referenzentwicklung in Beziehung setzt.

191. Die Expertenkommission begrüßt grundsätzlich die Empfehlung der Kohlekommission auf Durchführung eines Monitoring- und Evaluierungsprozesses (vgl. dort Kapitel 6). Sie hält auch die Forderung nach einem „unabhängigen Expertengremiums“ für richtig. Die Expertenkommission hat allerdings erhebliche Bedenken gegen die Anregung, dass „das Expertenwissen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ weiterhin zu nutzen“ sei. Dies gilt vor allem dann, wenn die Anregung so zu verstehen ist, dass Mitglieder der Kohlekommission auch Mitglieder der vorgeschlagenen Monitoring-Kommission werden sollen. Dies widerspricht zentral einer effektiven und guten „Governance-Struktur“. Diese Anregung der Kohlekommission sollte deshalb von der Bundesregierung nicht aufgegriffen werden.

192. Ein weiterer Aspekt betrifft die Frage nach den Maßnahmen, durch die eine Beschleunigung der Kapazitätsstilllegung bewirkt werden soll. Nach Auffassung der Kommission soll dazu in erster Linie die Bereitschaft der Kraftwerksbetreiber zur vorzeitigen Außerbetriebnahme durch eine (noch auszuhandelnde) Entschädigung angereizt werden; erst für den Fall, dass es dabei zu keinem Konsens kommt, soll von ordnungsrechtlichen Eingriffen Gebrauch gemacht werden. Dabei ist aus Sicht der Expertenkommission aber zu bedenken, dass die Durchsetzung des Ordnungsrechts im Zweifel beklagt werden dürfte, wodurch zusätzliche Rechtsunsicherheit besteht und das Verfahren erheblich verzögert werden kann. Auch deshalb sind Verhandlungslösungen der Vorzug zu geben. Im Übrigen sollte aus Sicht der Expertenkommission eine Entschädigung allenfalls für die Kraftwerksstilllegung in Frage kommen, bei denen eindeutig ein signifikanter und kostenintensiver Vorzieheffekt geltend gemacht werden kann.

193. Grundsätzlich möchte die Expertenkommission aber zu bedenken geben, ob es nicht einen effizienteren und kostengünstigeren Weg des Rückbaus der Kohlekraftwerke gibt. Schon jetzt zeigen sich angesichts der gestiegenen Zertifikatspreise im Rahmen des europäischen Emissionshandels (vgl. Kapitel 4.3) entsprechende Reaktionen bei den Kraftwerksbetreibern. Eine entsprechend angelegte CO_2-Preispolitik, die auf einem marktwirtschaftlichen Klimaschutz-Ansatz beruht, könnte hier ein effizientes Instrument sein, das auch die gesamtwirtschaftliche Kostenbelastung minimiert. Allerdings wäre für den Fall, dass die politisch vorgegebenen Mindestpreise de facto einen wirtschaftlichen Betrieb von Kohlekraftwerken nicht mehr ermöglichen, zu prüfen, ob dies von Gerichten als ein „enteignungsgleicher Eingriff" bewertet und damit zurückgewiesen werden würden. Dies könnte umso eher der Fall sein, weil die Kraftwerksbetreiber darauf hinweisen könnten, dass insbesondere die in den letzten 10-20 Jahren gebauten Kraftwerke auch vor dem Hintergrund des beschlossenen Kernenergieausstiegs politisch ausdrücklich gewünscht waren.

194. Grundsätzliche Zustimmung möchte die Expertenkommission aber auch mit den weiteren Aussagen der Kohlekommission zu den Maßnahmen im Energiesektor in Kapitel 4 äußern. Doch hinterfragt die Expertenkommission den Vorschlag der Kohlekommission, die durch die nationale Stilllegung der Kohlekapazitäten freiwerdenden Emissionszertifikate „in einem definierten Umfang aus dem nationalen Versteigerungsbudget zu löschen". Dieser Vorschlag hat sich durch die im Jahr 2018 beschlossene Reform des ETS teilweise erübrigt, denn wenn überschüssige Zertifikate eine vorgegebene Obergrenze überschreiten, werden sie künftig im Rahmen des europäischen ETS gelöscht. Deutschland braucht hier also nicht mehr vollumfänglich eigenmächtig aktiv zu werden.

195. Vorrangig wird es jetzt darauf ankommen, die Empfehlungen zur Stilllegung der Kohlekapazitäten zeitnah umzusetzen und die Voraussetzungen für die angestrebte Ausweitung des Beitrags der erneuerbaren Energien auf 65 % des Bruttostromverbrauchs zu schaffen. Abstriche an diesen Empfehlungen würde die ohnehin schwierige Erreichbarkeit der klimaschutzpolitischen Ziele für 2030 noch weiter erschweren, wenn nicht gar unmöglich machen.

4.6 Weitere Umweltwirkungen

196. Die im Fortschrittsbericht genannten Aspekte des künftigen umweltbezogenen Monitorings (vgl. Kapitel 11 in BMWi, 2019f) decken nach Einschätzung der Expertenkommission die wesentlichen Umweltwirkungen des Energiesystems ab und die Strukturierung der Aspekte erscheint grundsätzlich sinnvoll. Bisher fehlt allerdings ein Monitoring mit Indikatorik, um die Entwicklung in den Bereichen „Wasser, Boden, Luft", „Rohstoffe und Flächennutzung", „Natur und Landschaft" und „Gesundheitseffekte" nachzuverfolgen.

197. Die Expertenkommission hatte in früheren Stellungnahmen bereits mehrfach auf die Wichtigkeit eines Monitorings der Umweltwirkungen des Energiesystems hingewiesen. Hierbei wurden vor allem die Flächeninanspruchnahme, Emissionen von Luftschadstoffen, Wasserbelastung, Ressourcennutzung und Radioaktivität als relevante Umweltdimensionen identifiziert und entsprechende Indikatoren vorgeschlagen bzw. deren Entwicklung angeregt. So sollten etwa Daten zur Menge von hochradioaktivem Abfall und Pläne zur Zwischenlagerung adressiert werden. Das Monitoring der Umweltwirkungen sollte zudem auf die jeweils relevanten Zielvorgaben eingehen und den Beitrag des Energiesystems zu deren Erreichung darlegen. Dies betrifft etwa die Emissionen von Schwefeldioxid, Stickstoffoxiden, Ammoniak und Feinstaub (Bundesimmissionsschutzgesetz sowie die Grenzwerte für Deutschland aus der EU-Richtlinie 2001/81/EG) sowie die Neuinanspruchnahme von Siedlungs- und Verkehrsflächen (Reduktionsziel aus der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie).

198. Die Expertenkommission schlägt weiterhin vor, die Themen Rohstoff- und Flächennutzung in jeweils getrennten Unterkapiteln zu analysieren, da es sich hier um weitgehend voneinander trennbare Themenbereiche

handelt, mit jeweils eigenen Ursachen, Herausforderungen und Minderungsmöglichkeiten. Insbesondere für die Flächeninanspruchnahme erwartet die Expertenkommission eine Zunahme der Belastung durch die Energiewende (Kapitel 1 in EWK, 2018).

199. Es sollte weiterhin angestrebt werden, in der Bewertung der Umweltauswirkungen jeweils den gesamten Lebenszyklus zu betrachten und die Vorkette in die Analyse einzubeziehen. Dies betrifft insbesondere die im Ausland auftretenden Umweltwirkungen, die durch das deutsche Energiesystem verursacht werden. Beispielhaft sind hierfür die durch den Abbau und Transport von Rohstoffen wie Metalle und seltene Erden erzeugten Umweltauswirkungen im Ausland zu nennen.

200. Die Expertenkommission begrüßt, dass die Bundesregierung Aufträge zur Erarbeitung eines Indikatorensystems und einer Datengrundlage für die Bewertung der Entwicklung der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung vergeben hat. In welchem Umfang und anhand welcher Indikatoren die Umweltwirkungen gemessen werden sollen, ist der Expertenkommission zum Stand der Erarbeitung ihrer Stellungnahme noch nicht bekannt.

5 Erneuerbare Stromerzeugung

Das Wichtigste in Kürze

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist insgesamt weiterhin auf einem guten Weg: ihr Anteil am Bruttoendenergieverbrauch nahm auch in den Jahren 2017 und 2018 auf 15,9 % bzw. 16,7 % deutlich zu. Ursächlich hierfür war die hohe Ausbaudynamik bei der erneuerbaren Stromerzeugung, vornehmlich der Windenergienutzung an Land. So wurde das Mindestziel der Bundesregierung für einen Stromverbrauchsanteil von 35 % für das Jahr 2020 bereits 2017 mit 36 % übertroffen und im Jahr 2018 wurden fast 38 % erreicht.

Das für 2020 seitens der EU für Deutschland vorgegebene Ziel von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch erscheint erreichbar, kann jedoch keineswegs als gesichert angesehen werden, weil die bisher treibende Kraft der regenerativen Stromerzeugung schwächer wird. So wurde im Rahmen der Ausschreibungen für die Windenergie an Land das Volumen wiederholt nicht ausgeschöpft und die Anzahl der genehmigten Standorte lässt für die nahe Zukunft keine Verbesserung erwarten. Weil eine Kompensation unter dem derzeitigen Regime weder innerhalb des Stromsektors durch andere Technologien möglich, noch aus dem Wärme- oder dem Verkehrssektor zu erwarten ist, sind zusätzliche Maßnahmen zu ergreifen, um das Ziel zu erreichen.

Auch für das Jahr 2030 sind zeitnah wichtige Weichen zu stellen; beispielsweise um die im Koalitionsvertrag verankerte Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf 65 % umzusetzen. Mit großer Sorge hat die Expertenkommission zur Kenntnis genommen, dass das 65%-Ziel nicht als explizites Ziel für 2030 im Fortschrittsbericht Eingang gefunden hat. Sofern Investitionen in erneuerbare Energien außerhalb des EEG ausbleiben, ist eine Anpassung der Zubaukorridore im EEG unerlässlich. Für das 65 %-Ziel wird ein jährlicher Bruttozubau von rund 4 bis 4,5 GW für Photovoltaik sowie von rund 4 GW für Windenergieanlagen an Land benötigt. Zudem müsste die Kapazität der Offshore-Windenergie um bis zu 5 GW erhöht werden. Entsprechende Investitionen werden nur in einem stabilen wirtschaftlichen Umfeld getätigt. Dies ist daher schnellstmöglich zu definieren. Hierzu zählt nicht zuletzt die Abschaffung des bestehenden 52 GW-Deckels für die Photovoltaik.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist das Thema Flächenverfügbarkeit. Um das 65 %-Ziel zu erreichen, bedarf es einer transparenten, vorausschauenden und ausgewogenen Raumplanung. Die Expertenkommission sieht deshalb in der Aufhebung der Außenbereichsprivilegierung einen falschen Weg, weil damit jegliche Verpflichtung, der Windenergie weiterhin „substanziell Raum zu verschaffen“, entfallen würde. Vordringliches Ziel muss es daher sein, die Konzentrationszonenplanung zukünftig robuster, das heißt vor allem rechtssicherer, zu gestalten. Im Bereich der Photovoltaikanlagen ist davon auszugehen, dass zumindest Teile des weiteren Zubaus durch Freiflächenanlagen erfolgen müssen. Hieraus ergibt sich ein Handlungsbedarf hinsichtlich der zulässigen Flächenkulisse, wenn der Ausbau kosteneffizient realisiert werden soll.

Mehr und immer größere Anlagen ziehen jedoch Nutzungs- und Interessenskonflikte nach sich. Dies gilt insbesondere für die Nutzung der Windenergie an Land. Anspruchsvolle Ausbauziele lassen sich daher nur erreichen, wenn betroffene Anwohner und Kommunen besser eingebunden und beteiligt werden. Bisherige Partizipationsmodelle für die Bevölkerung wie aktuell das Mieterstrommodell oder Bürgerwindparks waren bislang nicht in ausreichendem Maße erfolgreich. Hier sollte an der Entwicklung weiterer Optionen gearbeitet werden.

Die Expertenkommission beobachtet die dynamischen Entwicklungen auf dem Markt für sogenannte Power Purchase Agreements mit großem Interesse und rät der Bundesregierung, die Aufforderungen der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie zum Anlass zu nehmen, die Wirkung solcher Vermarktungsmodelle unter anderem im Rahmen des EEG auf die Ausbauziele und Kosten zu prüfen. Im Zuge dessen wäre ebenfalls zu untersuchen, ob und unter welchen Bedingungen auch in Deutschland die Weitergabe von Herkunftsnachweisen für Neuanlagen mit einer Förderung vereinbar und dem Ausbau zuträglich ist.

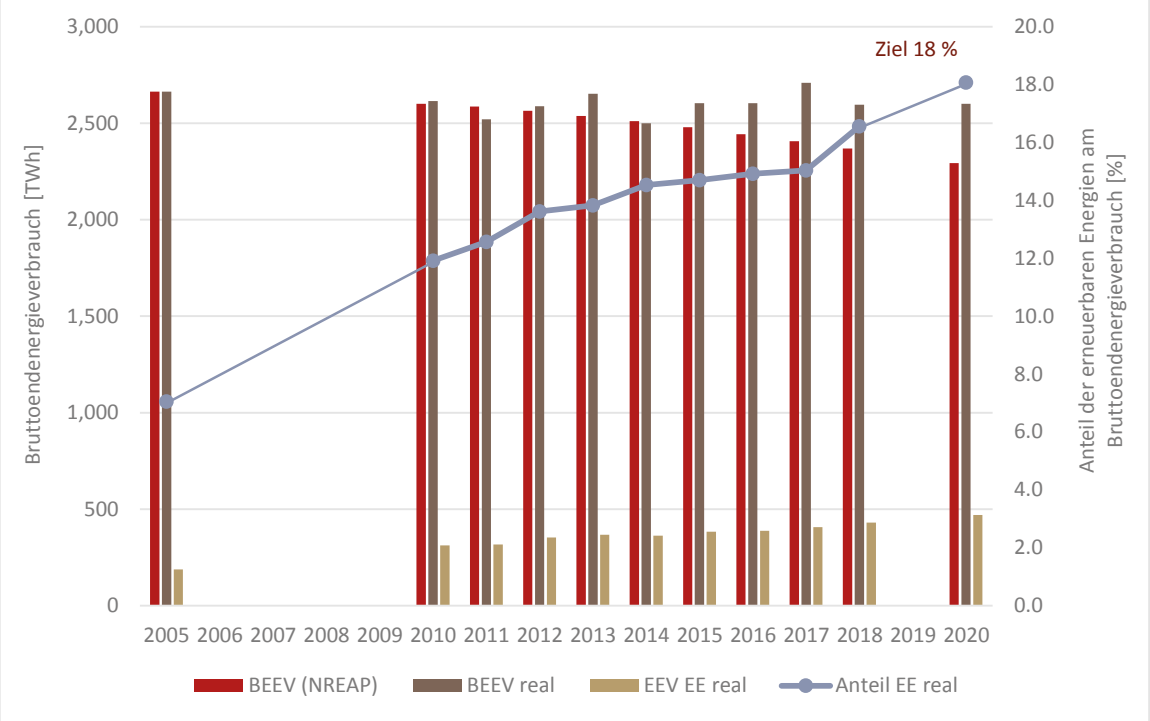
5.1 Entwicklung der Anteile der Erneuerbaren Energien

Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch

201. Der zweite Fortschrittsbericht der Bundesregierung weist für das Jahr 2017 eine positive Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch aus. Die ausgewiesene Steigerung von 14,8 % (2016) auf 15,9 % (2017) fiel dabei sehr deutlich aus und war, wie im Fortschrittsbericht korrekt dargestellt, in erster Linie auf den deutlichen Zuwachs im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung (Anteil am Stromverbrauch von knapp 32 % im Jahr 2016 auf 36 % im Jahr 2017) zurückzuführen. Dieser wiederum resultierte einerseits aus dem starken Zubau bei der Windenergie in den Jahren 2016 und 2017, andererseits aus deutlich besseren Witterungsbedingungen sowohl für die Stromerzeugung aus Windenergie als auch aus Photovoltaik im Jahr 2017 verglichen mit dem Vorjahr. Im Jahr 2018 stieg die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weiter dynamisch auf fast 38 %, was nach ersten Schätzungen zu einem weiteren deutlichen Zuwachs des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 16,7 % im Jahr 2018 führte. Deutschland bewegt sich somit weiter auf die von der EU vorgegebene Zielmarke von 18 % im Jahr 2020 zu. Das Erreichen kann jedoch nach wie vor nicht als gesichert angesehen werden, da die Dynamik der Entwicklung der vergangenen beiden Jahre nahezu ausschließlich auf den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zurückzuführen war. Eine ähnliche Ausbaudynamik wird in den Jahren 2019 und 2020 aller Voraussicht nach insbesondere aufgrund der Ausschreibungsergebnisse für die Windenergie an Land und des erst langsam wieder in den Bereich des avisierten Ausbaukorridors vorstoßenden Zubaus der Photovoltaik nicht erreicht. Die Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung weist eine stagnierende bis rückläufige Tendenz auf. Der Zuwachs im Jahr 2018 um 0,5 %-Punkte war bei einem gleichbleibenden absoluten Beitrag der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung auf den sprunghaften Rückgang des Gesamtendenergieverbrauchs zurückzuführen. Ob diese Entwicklung von Dauer sein wird, kann zum aktuellen Zeitpunkt nicht beurteilt werden. Der lange rückläufige und erst 2018 wieder leicht steigende Anteil am Endenergieverbrauch im Verkehr lässt diesbezüglich ebenfalls wenig Kompensationspotenzial für den Wegfall der Dynamik in der Stromerzeugung erwarten.

202. Dies gilt insbesondere dann, wenn keine weiteren Reduktionsfortschritte beim Bruttoendenergieverbrauch erzielt werden können. In Abbildung 21 ist die reale Entwicklung des Bruttoendenergieverbrauchs der ursprünglich im National Renewable Energy Action Plan (NREAP) der EU für die Bemessung des Anteils der erneuerbaren Energien angenommenen Effizienzentwicklung gegenübergestellt. Hieraus ergibt sich eine erhebliche Abweichung vom Effizienzpfad, was gleichzeitig einen deutlich größeren absoluten Bedarf an erneuerbaren Energien nach sich zieht. Unterstellt man ein gleichbleibendes Verbrauchsniveau für 2020 (2.600 TWh), ist in den beiden Jahren 2019 und 2020 ein weiterer Zuwachs der erneuerbaren Energien um insgesamt 40 TWh erforderlich, um das 18 %-Ziel zu erreichen. Ein derartiger Zuwachs wurde nur in den Jahren von 2016 bis 2018 über die hohe Zubaudynamik des erneuerbaren Stroms erreicht. Da sich hier die Dynamik erheblich abschwächen wird - das erste Quartal 2019 war für die Windenergie das zubauschwächste Quartal seit dem Jahr 2000 (vgl. BWE, 2019) - scheint die Zielerreichung für 2020 nicht sichergestellt.

Abbildung 21: Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch



Quelle: eigene Darstellung basierend auf dem NREAP für Deutschland und AGEE-Stat (2019)

203. Der zweite Fortschrittsbericht gibt wie schon der 6. Monitoring-Bericht im vergangenen Jahr eine Prognose für die Zielerreichung im Jahr 2020 ab. Diese bezieht sich auf die Ziele des Energiekonzepts für die Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch, am Bruttostromverbrauch und am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte und basiert auf einer Fortschreibung der Studie „Wirkung der Maßnahmen der Bundesregierung innerhalb der Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung“. Die Prognosen der Studie basieren auf einer Auswertung der in einer Vielzahl von Studien vorgenommenen Wirkungsabschätzungen zu einzelnen Instrumenten, teilweise im Sinne einer Bottom-up-Abschätzung von Einzelmaßnahmen. Wirkungsüberschneidungen wurden sofern möglich berücksichtigt und Doppelzählungen vermieden. Die Studie selbst geht jedoch davon aus, dass in den Bereichen, in denen methodisch der Ansatz der Addition der Bottom-up-Abschätzungen der Einzelmaßnahmen gewählt wurde, potenziell Überschätzungen der Wirkungen eintreten (Kirchner *et al.*, 2018). Diese Bewertung zur Einordnung der jeweiligen Ergebnisse hat leider keinen Eingang in den zweiten Fortschrittsbericht gefunden.

204. Die ausgewiesenen Prognoseergebnisse erscheinen aus Sicht der Expertenkommission sehr optimistisch, in manchen Punkten auch zu optimistisch. Mit Blick auf die Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch geht die Zielarchitekturstudie von einer leichten Übererfüllung des Ziels aus. Hierzu tragen die prognostizierten Entwicklungen der erneuerbaren Energien in der Strom- und Wärmebereitstellung und im Verkehr ebenso bei wie die erwarteten Verbrauchsentwicklungen, sprich das Erreichen der Effizienzziele. Die Expertenkommission hält aufgrund der eigenen Analyse (siehe Abbildung 21) das Erreichen des 18 %-Ziels nicht mehr für gesichert, vor allem aufgrund der deutlich reduzierten Dynamik im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung. In Kapitel 3.1.1. des Fortschrittsberichts wird diese Befürchtung ebenfalls geäußert, gerade auch vor dem Hintergrund, dass Deutschland seine selbstgesteckten NREAP-Ziele für die Jahre 2017 und

2018 verfehlt hat. Leider werden aus dieser Feststellung seitens der Bundesregierung keine weiteren Schritte abgeleitet. Die Expertenkommission hält vor diesem Hintergrund gerade die im Koalitionsvertrag angekündigte Erhöhung der Zielsetzung für das Jahr 2030 auf 65 % (Rz. 3242 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013) für unerlässlich, um einen stringenten Transformationspfad im Stromsystem anstoßen zu können.

205. Da der zweite Fortschrittsbericht die wesentlichen statistischen Informationen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien enthält, möchte die Expertenkommission insbesondere auf die Punkte eingehen, die im Fortschrittsbericht nicht oder nur sehr oberflächlich dargestellt wurden, die aber für den zukünftigen Erfolg der Energiewende von der Expertenkommission als besonders wichtig erachtet werden.

5.2 Ausbaupfade zum Erreichen des 65 %-Ziels für erneuerbaren Strom in 2030

206. Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung wurde eine deutliche Erhöhung der Zielsetzungen des Energiekonzepts zum Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch von 50 % auf 65 % vorgenommen. Dieses Ziel wurde jedoch unter den Vorbehalt der Aufnahmefähigkeit der Stromnetze gestellt. Für die Expertenkommission erscheint es sehr irritierend, dass dieses Ziel nicht als explizite Zielformulierung für 2030 in den Fortschrittsbericht Eingang gefunden hat. Dieser geht in seinem Ausblick für 2030 leider nur auf eine Referenzentwicklung ein, die eintreten würde, wenn keine weiteren Maßnahmen ergriffen werden. Die Feststellung der Zielverfehlung ist dabei ebenso trivial wie die Schlussfolgerung, dass weitere Maßnahmen notwendig sind, um das 65 %-Zubauziel bereits 2030 und somit 10 Jahre früher zu erreichen. Die Expertenkommission hätte hierzu in einem Fortschrittsbericht wesentlich konkretere Aussagen erwartet, nicht zuletzt, um die für Investitionsentscheidungen notwendigen stabilen Rahmenbedingungen zeitnah zu schaffen. Die Expertenkommission möchte daher die Herausforderungen dieses Ziel im Folgenden näher beleuchten.

207. Die im EEG festgelegten Zielzubaumengen streben einen Anteil von 50 % am Bruttostromverbrauch an (Öko-Institut *u. a.*, ohne Datum). Die im Energiesammelgesetz integrierten Sonderausschreibungen von 4 GW Windenergie an Land und 4 GW Photovoltaik können hierbei die bestehende Lücke zum 65 %-Ziel bei weitem nicht schließen. Sofern die Entwicklung hin zu ungeförderten Investitionen nicht in hinreichendem Umfang erfolgt, ist eine Anpassung der Zubaukorridore des EEG unerlässlich.

208. Die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs definiert das erforderliche Volumen an erneuerbarer Stromerzeugung zur Erreichung des 65 %-Ziels. Dementsprechend reicht die Bandbreite des EE-Strombedarfs auf Basis aktueller Szenarien von 350 TWh bis 412 TWh. Der aktuelle Ausbaupfad gemäß EEG-Mengengerüst erreicht eine Größenordnung von 290 TWh (Öko-Institut *et al.*, ohne Datum).

Tabelle 26: Bandbreite des erforderlichen Zubaus für das Erreichen des 65 %-Ziels nach Technologien in GW

	Referenz 2030	65 % Zielkonform	Zubaulücke
Wind Onshore	59	66-86	7-17
Wind Offshore	15	17-20	2-5
PV	61	82-98	21-37

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Öko-institut, Agora, DENA, u.a

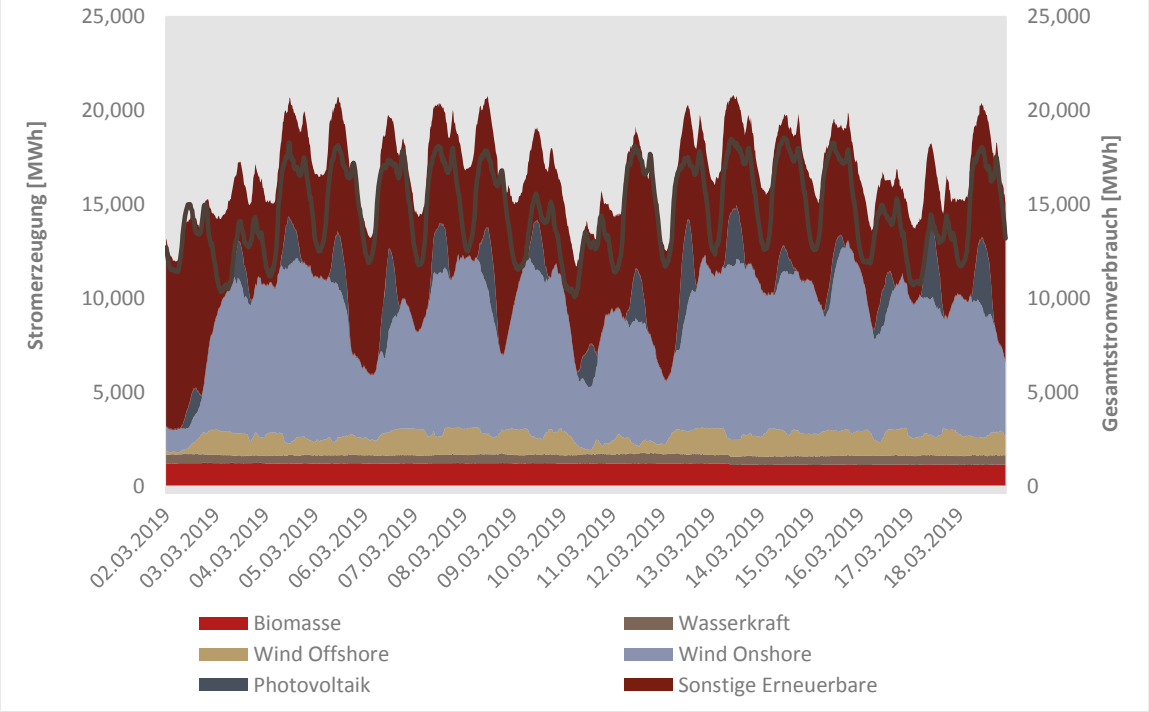
209. Für Windenergie an Land sieht der EEG-Zubaukorridor 2,8 GW pro Jahr bzw. 2,9 GW ab 2020 vor. Aufgrund von altersbedingten Außerbetriebnahmen bzw. der möglichen Stilllegung ausgeförderter Anlagen nach 2020 ist der erwartete Netto-Leistungszuwachs gering und würde im Falle einer Realisierung der angeführten Bruttozubauziele zu einer installierten Leistung von 58,5 GW im Jahr 2030 führen (Öko-Institut *et al.*, ohne Datum). Szenarien, die einen Anteil von 65 % erreichen, weisen einen Beitrag der Windenergie an Land zwischen

66 und 86 GW aus. Dies entspricht einer Differenz von 7,5 bis 27,5 GW. Für Windenergie auf See ist derzeit eine installierte Leistung von 15 GW in 2030 vorgesehen. Eine Erhöhung der Ausbauziele auf 65 % erfordert einen Offshore-Beitrag in Höhe von 17-20 GW – 2 bis 5 GW mehr als bislang vorgesehen. Für die Photovoltaik wird aufgrund des Zubauziels von 2,5 GW pro Jahr und der Restriktionen des 52 GW-Deckels für ausschreibungsfreie Anlagen (vgl. unten) eine Leistung von 60,5 GW erwartet, während zielkonforme Szenarien 82-98 GW ausweisen. Hier beträgt die Diskrepanz also 20,5 bis 37 GW. Übersetzt in jährliche Zubauraten - unter Berücksichtigung der Stilllegung von Altanlagen - entspricht dies einem mittleren jährlichen Bruttozubau in der Größenordnung von rund 4 bis 4,5 GW für Photovoltaik sowie rund 4 GW für Windenergieanlagen an Land (Agora, 2018d; BNetzA, 2018c). Gegenüber den aktuell im EEG festgelegten Zielzubaumengen bedeutet dies eine erhebliche Steigerung und erfordert eine zielgerichtete Anpassung der Rahmenbedingungen.

210. Wesentliche Grundvoraussetzungen für einen erhöhten Zubau von Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen sind einerseits entsprechende Verfügbarkeiten von Flächen (vgl. dazu die weiteren Ausführungen in Abschnitt 5.5), erhöhte sowie verstetigte Ausschreibungsvolumina und/oder andere flankierende Marktbedingungen wie eine zielorientierte CO_2-Bepreisung für fossile Brenn- und Kraftstoffe. Die Expertenkommission möchte jedoch nachdrücklich daraufhin hinweisen, dass nur unter den genannten Randbedingungen die skizzierten Ausbauvolumina bis 2030 erreichbar sind. Darüber hinaus spricht sich die Expertenkommission für eine Streichung des 52 GW-Deckels für die Photovoltaik aus (vgl. Abschnitt 5.4). Dies trägt einerseits zur Erreichung des erforderlichen Zubaus von 4 bis 4,5 GW pro Jahr bei, wofür die Aktivierung aller PV-Anlagensegmente notwendig ist, andererseits wird dadurch – neben dem Aspekt der Kosteneffizienz, der für den Zubau von Freiflächenanlagen spricht– auch der Akzeptanz Rechnung getragen, was eine deutliche Steigerung des Dachanlagenzubaus ermöglicht.

211. Im Zuge der Diskussion um die Umsetzbarkeit des 65 %-Ziels für den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch sei der Hinweis erlaubt, dass aufgrund der Witterungsbedingungen zu Beginn des Jahres 2019, bereits erneuerbare Erzeugungsanteile in dieser Größenordnung erreicht wurden. So wurden in Kalenderwoche 10 (02.03.2019 bis 10.03.2019) bilanziell rund 69 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt (siehe Abbildung 22). Selbstverständlich war dies eine Ausnahmesituation, die nur über einen verhältnismäßig kurzen Zeitraum beherrscht werden musste.

Abbildung 22: Gegenüberstellung Stromerzeugung und Verbrauch in Deutschland im Zeitraum vom 02.03.2019 bis zum 18.03.2019



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von https://www.smard.de

5.3 Sonderausschreibungen für Wind an Land und Photovoltaik im Kontext des Energiesammelgesetzes zur Schließung der Lücke bis 2020

212. Die Expertenkommission begrüßt, dass die Bundesregierung ihren Streit um die geplanten Sonderausschreibungen beilegen konnte und mit dem Energiesammelgesetz den gesetzlichen Rahmen geschaffen hat. Das zusätzliche Ausschreibungsvolumen in Höhe von jeweils 4 GW für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sind ein wichtiges Signal dem nun jedoch ein schlüssiges Konzept zur Erreichung des 65 %-Ziels folgen muss.

213. Insbesondere im Bereich der Windenenergie an Land gibt die Expertenkommission zu bedenken, ob der Umfang an genehmigten Projekten ausreichen wird, um das zusätzliche Ausschreibungsvolumen zu decken. Mit 1.378 MW und 1.581 MW (Anlagenregister 01/2019) in den Jahren 2017 und 2018 unterschritt die Leistung aller genehmigten Projekte das reguläre Ausschreibungsvolumen von jährlich 2.800 MW bereits deutlich. Setzt keine Trendwende ein, drohen auch in den Folgejahren Ausschreibungen ohne jeglichen Wettbewerb. Dass die Bundesregierung ein solches Szenario nicht ausschließt, zeigt sich an den Regelungen des EEG: Die Sonderausschreibungen wurden von zwei auf drei Jahre gestreckt, das Volumen wird langsam gesteigert (2019: 1.000 MW, 2020: 1.400, 2021: 1.600 MW) und nicht bezugschlagte Mengen werden mit einem Zeitverzug von drei Jahren erneut ausgeschrieben. Im zweiten Fortschrittsbericht fehlt leider eine kritische Auseinandersetzung mit dieser Thematik gänzlich.

5.4 Zukunft des 52 GW-Deckel vor dem Hintergrund der Zielsetzung von 65 % erneuerbarem Strom bis 2030

214. Die Einspeisevergütung für neu installierte PV-Anlagen sinkt auf null, sobald die installierte PV-Leistung in Deutschland 52 GW überschreitet. Davon ausgenommen sind Anlagen, die im Rahmen der Ausschreibungen gefördert werden – d. h. solche mit einer installierten Leistung über 750 kW. Weiterhin werden die Ausschreibungsvolumina der sog. Sonderausschreibungen, die in den Jahren 2019 bis 2021 durchgeführt werden, nicht auf die 52 GW angerechnet. Der Förderdeckel betrifft somit weitgehend PV-Dachanlagen.

215. Der 52 GW-Deckel wurde 2012 eingeführt. Er wurde im Vermittlungsausschuss kurzfristig vor der Verabschiedung des Gesetzes in das EEG aufgenommen, weshalb die Gesetzesbegründung zum EEG 2012 den Deckel nicht adressiert. Somit ist letztlich nicht klar, mit welcher Zielsetzung die Förderung auf 52 GW begrenzt werden soll. Auch wenn zum damaligen Zeitpunkt die Kosten des Ausbaus als mögliche Begründung angeführt wurden, so ist aus heutiger Sicht, angesichts der gesunkenen Preise und entsprechend angepasster Förderung für den weiteren PV-Ausbau, nur noch mit geringen Kosten zu rechnen. Weiterhin könnte der 52 GW-Deckel womöglich auch mit Restriktionen im Verteil- und Übertragungsnetz und den entsprechenden Ausbaukosten für dezentrale PV-Anlagen begründet werden. Dagegen steht, dass PV-Dachanlagen oft verbrauchsorientiert und mit Batteriespeichern als Eigenversorgungsanlagen installiert werden und der Einbezug in das Einspeisemanagement bzw. die 70 %-Begrenzung der Einspeisung die Netzbelastung dämpft.

216. Zum Stand Ende 2018 waren PV-Anlagen mit insgesamt knapp 46 GW installiert. Folglich können bis zum Erreichen des Deckels weitere 6 GW errichtet werden. Bei einem angenommenen Zubau in Höhe des im EEG festgelegten Zielzubaus von 2,5 GW p.a. werden 52 GW im Jahr 2021 überschritten. Schreibt man den Zubau aus dem Jahr 2018 von 2,9 GW fort und geht man von den zu erwartenden, starken Vorzieheffekten angesichts des Auslaufens der Förderung aus, ist die Erreichung von 52 GW bereits im Jahr 2020 wahrscheinlich.

217. Eine szenariobasierte Untersuchung der Auswirkungen beim Erreichen des 52 GW-Deckels wurde in der „Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien“ (Winkler *et al.*, 2016) durchgeführt. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass der jährliche Bruttozubau außerhalb des Ausschreibungssystem nach dem Erreichen des 52 GW-Deckels und dem Wegfall der Vergütung auf eine Größenordnung von rund 1 GW pro Jahr sinkt (Business as usual-Szenario). Die Untersuchung legt jedoch einen, gegenüber den derzeitigen EEG-Regelungen, erweiterten Eigenversorgungsbegriff (einschließlich Direktversorgung) zugrunde, so dass unter den bestehenden Regelungen von einem niedrigeren Zubau auszugehen ist.

218. Wie bereits unter 5.1 dargelegt, erfordert die Umsetzung des Ziels, bis zum Jahr 2030 65 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien bereitzustellen, einen gegenüber dem gegenwärtigen Zielzubau (bzw. effektivem Zubau) höheren Ausbau der PV. Verschiedene Studien (Agora, 2018d; Kelm *et al.*, 2019) kommen zu der Auffassung, dass der Anteil der kostengünstigen Freiflächenanlagen (und damit der über Ausschreibungen geförderten und über 52 GW hinaus förderfähigen Anlagen) erhöht werden sollte. Der übrige Zubau ist jedoch im Dach-/Gebäudesegment zu leisten. Um dort die notwendigen Volumina zu mobilisieren, ist eine weitere Förderung von Dachanlagen über 52 GW hinaus erforderlich. Im Fortschrittsbericht wird dieses Thema leider nicht adressiert. Aus Sicht der Expertenkommission ist eine Abschaffung des 52 GW-Deckels unerlässlich, wenn das 65 %-Ziel bis 2030 ernsthaft verfolgt werden soll. Zudem stehen heute durch die dynamische Technologieentwicklung im Bereich der dezentralen Batteriespeicher Lösungen zur Zwischenspeicherung bzw. Pufferung von Erzeugungsspitzen zur Verfügung. Somit ist diesbezüglich keine Notwendigkeit zur Begrenzung des weiteren Zubaus gegeben. Hinzu kommen erhebliche Fortschritte hinsichtlich der Kostendegression, die die Zubaubegrenzung ebenfalls nicht nur obsolet erscheinen lassen. Die Aufrechterhaltung des 52-GW-Deckels

würde den kosteneffizienten Ausbau der erneuerbaren Energien sogar behindern. Die im Fortschrittsbericht angesprochenen großen noch vorhandenen Potenziale auf Dachflächen blieben ungenutzt.

5.5 Betrachtung des 65 %-Ziels im Lichte der Flächenverfügbarkeit

219. Der Fortschrittsbericht weist in seinem Fazit zum zukünftigen Ausbau der erneuerbaren Energien auf die Notwendigkeit der Ausweisung neuer Flächen für die Nutzung insbesondere von Windenergie an Land hin. Da jedoch auch hier eine detaillierte Analyse fehlt, möchte die Expertenkommission dies ebenfalls kurz beleuchten. Deutschland bietet ausreichend Flächenpotenziale, um den Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 auf 65 % zu steigern. Mehr und immer größere Anlagen ziehen jedoch Nutzungs- und Interessenskonflikte nach sich. Dies gilt insbesondere für die Nutzung der Windenergie an Land. Das Ziel lässt sich daher nur erreichen, wenn Anwohner und Kommunen stärker eingebunden, mitgenommen und an den Vorzügen der Energiewende beteiligt werden. Dies beginnt bei einer transparenten, vorausschauenden und ausgewogenen Raumplanung.

Wind an Land

220. Die Nutzung der Windenergie im Außenbereich ist seit 1997 planungsrechtlich privilegiert – die Bundesregierung sollte daran auch zukünftig festhalten. Die Expertenkommission stellt sich damit gegen einen entsprechenden Antrag des Landes Brandenburg im Bundesrat (Land Brandenburg, 2018) sowie den Beschluss der CDU Deutschlands vom 31. Parteitag im Dezember 2018 (CDU, 2018). Die Landesregierung in Brandenburg begründet ihren Antrag zur Abschaffung der Privilegierung mit zunehmenden Vorbehalten der Bevölkerung gegen den Ausbau der Windenergie und den Umstand, dass Kommunen aus Rechtsgründen selten ihre Planungsinteressen durchsetzen könnten. Die Planungshoheit der Kommunen müsse daher gestärkt werden.

221. Die gerichtliche Aufhebung von Regional- und Flächennutzungsplänen stellt in der Praxis ein relevantes Problem dar. Dies bestätigen Untersuchungen der Stiftung Umweltenergierecht, die sich in einem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Projekt mit den Herausforderungen im Planungs- und Genehmigungsrecht auseinandersetzt. Demnach seien Planungen nicht nur zeit- und kostenaufwändig, sondern auch fehleranfällig und würden überall beklagt (Stiftung Umweltenergierecht, 2018). Auch die Fachagentur Windenergie an Land bemängelt in einem Hintergrundpapier zur Außenbereichsprivilegierung, dass eine rechtsichere Handhabung auf Grundlage der aktuellen Rechtsprechung fraglich geworden sei (Söfker, 2018). Dennoch sieht die Expertenkommission in der Aufhebung der Außenbereichsprivilegierung den falschen Weg. Wird die Nutzung der Windenergie aus dem Katalog der privilegierten Vorhaben gestrichen, entfällt jegliche Verpflichtung, der Windenergie weiterhin „substanziell Raum zu verschaffen“ (Stoll, 2018). Windenergieanlagen wären nur noch dann zulässig, wenn die zuständige Gemeinde im Rahmen der Bauleitplanung einen entsprechenden Bebauungsplan aufstellt. Unterlässt sie dies – gewollt oder aus Mangel an planerischen Möglichkeiten –, ist die weitere Nutzung der Windenergie in den betreffenden Außenbereichen ausgeschlossen (Söfker, 2018). Das 65 %-Ziel sowie die Energiewende als Ganzes würden damit gefährdet. Vordringliches Ziel muss es stattdessen sein, die Konzentrationszonenplanung robuster, das heißt vor allem rechtssicherer, zu gestalten (Stiftung Umweltenergierecht, 2018).

222. Auch einer Neuauflage der Länderöffnungsklausel zur Vorgabe von Mindestabständen steht die Expertenkommission kritisch gegenüber und empfiehlt, entsprechenden Forderungen nicht nachzukommen. Nordrhein-Westfalen begründet einen dahingehenden Antrag im Bundesrat (Land Nordrhein-Westfalen, 2018) mit dem Akzeptanzverlust, der sich angesichts der wachsenden Zahl an Anlagen und deren zunehmender Gesamthöhen zeige. Zu scharfe Abstandsvorgaben können jedoch die für die Windenergie zur Verfügung stehende Fläche empfindlich reduzieren (UBA, 2014). Das zeigen nicht zuletzt die Erfahrungen mit der 10 H-Regelung in Bayern, wo

der Ausbau inzwischen fast vollständig zum Erliegen gekommen ist. Das Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung stellte hierzu bereits im Jahr 2014 fest, „dass die für die Windenergie grundsätzlich zur Verfügung stehende Fläche [in Bayern] bei einer linearen Erhöhung der Abstandswerte exponentiell abnimmt“ (Einig und Zaspel-Heisters, 2014). Pauschale Regelungen werden dem unterschiedlichen Schutzbedürfnis von Anwohnern, Natur und Landschaft nicht gerecht – die bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung sieht hierzu eine individuelle Prüfung vor. Weitere Steuerungsinteressen lassen sich über die Konzentrationszonenplanung berücksichtigen.

Photovoltaik

223. Zur Erreichung des hier diskutierten Ziels für 2030 ist neben dem weiteren Zubau von Windenergieanlagen auch ein gesteigerter Zubau von Photovoltaik notwendig. Je nach zugrunde gelegtem Szenario wird 2030 eine installierte PV-Leistung in der Größenordnung von 80 und 100 GW benötigt[36], was einem Bruttozubau von rund vier bis fünf Gigawatt pro Jahr entspricht (vgl. Abschnitt 5.1). Die vorhandenen technischen Potenziale auf Dach- und Freiflächen reichen aus, um ein Vielfaches dieses Zubaus zu ermöglichen. In der Praxis ergeben sich z.T. jedoch deutliche Einschränkungen. PV-Dachanlagen weisen eine hohe Akzeptanz auf und sind ohne Eingriffe in Umwelt und Landschaftsbild realisierbar. Vorliegende Hemmnisse wie z.B. die Akteursstruktur (hohe Komplexität für Einmalakteure, Eigentümergemeinschaften) oder die Eignung des Daches (Dachstatik, Alter) begrenzen die Höhe des möglichen Zubaus jedoch. Betrachtet man die zugebaute Anlagenleistung auf Dachflächen in der Vergangenheit wird deutlich, dass die notwendige Größenordnung zur Erreichung des 65 %-Ziels nur in Zeiten erreicht wurde, in denen eine Überförderung der Anlagen vorlag. Da eine Überförderung aus Kosteneffizienzgründen nicht wünschenswert und aufgrund beihilferechtlicher Vorgaben der EU nicht zulässig ist, muss in Frage gestellt werden, ob Dachanlagen im bestehenden Fördersystem einen großen Beitrag zur notwendigen Zubausteigerung bei PV leisten können. Darüber hinaus ist mit dem 52 GW-Deckel die Förderung von Dachanlagen außerhalb der Ausschreibungen begrenzt, wenngleich vieles dafürspricht, diese Restriktion rasch zu beseitigen (vgl. Abschnitt 5.1und 5.2).

224. Neben den Potenzialen auf Dachflächen bestehen weitere erhebliche Potenziale an Fassaden. Zwar weisen Fassadenanlagen bezogen auf den Marktwert häufig ein höherwertiges Einspeiseprofil auf, jedoch sind die bestehenden Hemmnisse von Dachanlagen auch für diesen Anlagentyp relevant. Hinzu kommen weitere Nachteile, wie die geringere Einstrahlung in der vertikalen Ebene, schwierige Nachrüstbarkeit an Bestandsgebäuden, hohe Anforderungen an Planung und Optik der Anlagen im Neubau sowie die mit Blick auf unterschiedlichste Fassadentypen schlechte Standardisierbarkeit der Module. In Summe führt dies zu einer fehlenden Wirtschaftlichkeit von Fassadenanlagen. Vor diesem Hintergrund spielt dieser Anlagentyp bislang nur eine sehr untergeordnete Rolle.

225. Geht man davon aus, dass als Konsequenz der genannten Zubaubeschränkungen von Gebäudeanlagen ein Großteil des zusätzlichen Zubaus durch Freiflächenanlagen erfolgen muss, ergibt sich ein Handlungsbedarf hinsichtlich der verfügbaren Flächenkulisse im EEG, wenn der zusätzliche Ausbau kosteneffizient realisiert werden soll. Der seit Beginn der Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen anhaltende Trend sinkender durchschnittlicher Zuschlagspreise wurde in den Ausschreibungsrunden 2018 von einem gleichbleibenden, bis leicht steigenden Zuschlagsniveau abgelöst (Februar 2018: 4,33 ct/kWh; Juni 2018: 4,59 ct/kWh; Oktober 2018: 4,69 ct/kWh; Februar 2019 4,8 ct/kWh). Mit den in der EEG-Novelle Ende 2018 festgelegten Sonderausschreibungen verdoppeln bis verdreifachen sich die jährlich ausschließlich für Freiflächenanlagen ausgeschriebenen

[36] Vgl. Agora (2018d); BCG und Prognos (2018a); BNetzA (2018c)

Kapazitäten (2019: 1.475 MW, 2020: 1.800 MW, 2021: 1.950 MW). Hinzu kommen die Ausschreibungsvolumina in den gemeinsamen Ausschreibungen mit Wind an Land (bisher alle Zuschläge für PV), deren Volumen jedoch zur Hälfte mit den vorgenannten Mengen verrechnet wird, sowie den Innovationsausschreibungen. Angesichts dieser starken Erhöhung des PV-Ausschreibungsvolumens und ggf. zur Erreichung der genannten Ausbaupfade weiterer notwendiger Kapazitäten von Freiflächenanlagen stellt sich die Frage, ob die derzeitige Projektentwicklung von Freiflächenanlagen innerhalb der geltenden Flächenrestriktionen mit dieser Entwicklung dauerhaft Schritt halten kann. Sollte dies nicht der Fall sein, ist in den künftigen Ausschreibungen von einem steigenden Zuschlagsniveau sowie möglicherweise Unterzeichnungen auszugehen, ähnlich wie dies bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land derzeit der Fall ist. Die Ergebnisse der ersten Sonderausschreibung für PV im März 2019 könnten diese Entwicklungsrichtung mit der bisher geringsten Überzeichnung von rd. 1,7 (davor 1,9 bis 3,8) und einem gegenüber den Vorrunden deutlich gestiegenen mittleren Zuschlagspreis von 6,59 ct/kWh) bereits andeuten.

226. Eine Möglichkeit einer solchen Entwicklung entgegenzuwirken, besteht in der Ausweitung der im EEG zugelassenen Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen. Wie angedeutet, reichen die derzeit verfügbaren, technischen Potenziale für Freiflächenanlagen zwar theoretisch aus, um den erforderlichen Zubau umzusetzen, jedoch ist die tatsächliche Verfügbarkeit der Flächen z.T. deutlich geringer. Einerseits ist die Wirtschaftlichkeit von PV-Projekten nicht bei allen Standorten gegeben, andererseits können sich durch regionale bzw. kommunale Flächenausweisungen sowie im Zuge des Bebauungsplanverfahrens sowie aus Akzeptanzgründen weitere Hindernisse ergeben. Eine Ausweitung der Flächenkulisse erhöht in diesem Zusammenhang einerseits die Wahrscheinlichkeit, dass eine ausreichende Menge an Flächen parallel entwickelt werden kann, andererseits erhöht sich das Potenzial günstig zu entwickelnder Flächen, wodurch die Gesamtkosten zur Erreichung der Zubauziele verringert werden. Möglichkeiten zur Ausweitung der Flächenkulisse bestehen in der Ausweitung der Korridore an Autobahnen und Schienenwegen, der Streichung der Begrenzung der Anlagengröße von 10 MW bei Anlagen auf Konversionsflächen sowie in der bundesweiten Öffnung landwirtschaftlicher Flächen[37]. Da landwirtschaftliche Flächen in Form von Acker- und Grünlandflächen der Erzeugung von Nahrungsmitteln dienen und insbesondere Grünlandflächen teilweise wichtige ökologische Funktionen erfüllen, ist bei der Ausweitung der Flächenkulisse eine Abwägung der unterschiedlichen Interessen notwendig. Mögliche Regelungen bei Ackerflächen könnten darin bestehen, nur Flächen mit geringer Bedeutung für die Landwirtschaft zuzulassen oder Regionen mit hohem Flächendruck von der Nutzung durch Freiflächenanlagen auszunehmen. Insbesondere Grünland sollte wegen seiner hohen ökologischen Bedeutung bei den zugelassenen Flächen ausgeschlossen bleiben. Die Expertenkommission spricht sich aus Kosteneffizienzerwägungen dafür aus, bestehende (Flächen)Restriktionen unter Berücksichtigung ökologischer Aspekte so weit als möglich zu beseitigen. Mindestens sollten der zulässige Korridor entlang von Autobahnen und Schienenwegen erweitert sowie die Begrenzung der Anlagengröße für Anlagen auf Konversionsflächen gestrichen werden.

5.6 Technologieoffene Ausschreibungen als Zukunftsoption?

227. Im Jahr 2018 wurden in Deutschland erstmals gemeinsame Ausschreibungen für Wind- und PV-Anlagen durchgeführt. Die gemeinsamen Ausschreibungen zeichnen sich dadurch aus, dass einerseits kein Standortausgleich für Windenergieanlagen gewährt wird, d. h., dass das in den technologiespezifischen Ausschreibungen für

[37] Zwar sind landwirtschaftliche Flächen in der derzeitigen EEG-Regelung durch die so genannte Länderöffnungsklausel z.T. schon verfügbar, jedoch nur in Bundesländern, die eine entsprechende Verordnung erlassen haben (derzeit Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland) und nur auf Flächen in benachteiligten Gebieten.

Windenergieanlagen geltende Referenzertragsmodell nicht zur Anwendung kommt. Andererseits wird die Gebotsreihung in den gemeinsamen Ausschreibungen durch die sogenannte Verteilernetzkomponente beeinflusst. Gebote erhalten dann einen landkreis- und technologiespezifisch festgelegten Malus, wenn die Leistung der bereits in Betrieb genommenen EE-Anlagen in einem Gebiet höher ist als die dort installierte Höchstlast (sog. Verteilernetzausbaugebiete). Die Verteilernetzkomponente beeinflusst nur die Reihung der Gebote, nicht jedoch die jeweilige Höhe des anzulegenden Werts.

228. Im April und November 2018 wurden jeweils 200 MW ausgeschrieben, wobei in beiden Runden ausschließlich PV-Anlagen bezuschlagt wurden. Während in der ersten gemeinsamen Ausschreibung noch rund 40 % des Gebotsvolumens auf Windenergieanlagen entfielen, waren dies in der zweiten Ausschreibung nur noch 3 %. In diesem Zuge ist auch das Wettbewerbsniveau gesunken (von zweifacher auf 1,5-fache Überzeichnung). Primär ausschlaggebend für den Erfolg der PV ist das niedrige Preisniveau. Ein weiterer Grund ist auch im geringen Gebotsvolumen für Windenergieanlagen zu suchen, was sich auch in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen zeigt.

229. In beiden Ausschreibungsrunden hatte das Instrument der Verteilernetzkomponente keine relevanten Auswirkungen. Die meisten Zuschläge befanden sich zwar in den Verteilernetzausbaugebieten. Jedoch hätte ohne die Komponente lediglich ein Windenergiegebot bezuschlagt werden können und die erfolgreichen Gebote wären ansonsten auch ohne Verteilernetzkomponente bezuschlagt worden.

230. Teilweise bestehen Forderungen oder Überlegungen dahingehend, die gemeinsamen Ausschreibungen auszuweiten bzw. die technologiespezifischen Ausschreibungen vollständig durch gemeinsame Ausschreibungen zu ersetzen. Angesichts der bisherigen einseitigen Ausschreibungsergebnisse ist deren Ausweitung jedoch kritisch zu bewerten. So ist kurzfristig nicht davon auszugehen, dass sich das derzeit geringe Gebotsvolumen im Bereich Windenergie an Land deutlich erhöht, weil entsprechende Projektplanungen und -genehmigungen fehlen (vgl. Abschnitt 5.5). Der ohnehin geringe Wettbewerb bei den Windenergieausschreibungen wird durch die kommenden Sonderausschreibungsmengen noch verstärkt werden. Vor diesem Hintergrund würde im Falle einer Ausweitung die jetzige Einseitigkeit der gemeinsamen Ausschreibungen zementiert werden. Die Dominanz einer Technologie ist aus Systemsicht ineffizient. Außerdem kann die Dominanz einer Technologie bei einer deutlichen Ausweitung der gemeinsamen Ausschreibungen bzw. einer vollständigen Ablösung der technologiespezifischen Ausschreibungen aus industriepolitischer Sicht problematisch sein. Aus Sicht der Expertenkommission sollte deshalb derzeit keine Ausweitung der technologieübergreifenden Ausschreibungen über das heutige Maß hinaus erfolgen.

231. Perspektivisch denkbar ist – vorausgesetzt, das Gebotsvolumen erreicht eine ausreichende Höhe für eine wettbewerbliche Preisfindung –, technologieneutrale Ausschreibungen mit Mindestanteilen für Wind- bzw. PV-Anlagen zu koppeln. Dies würde Wettbewerb zwischen den Technologien erlauben, ohne dass die oben geschilderten Nachteile einer vollständigen Einseitigkeit der Ausschreibungsergebnisse zu Tage treten würden. Der Grad der Neutralität ist in diesem Fall freilich abhängig von der Höhe der Mindestanteile und dem resultierenden „freien“ Ausschreibungsvolumen. Dieses könnte im Zeitverlauf durch Absenkung der Mindestanteile erhöht werden.

5.7 Partizipationsmöglichkeiten für die Bevölkerung

232. Die Beteiligung der Bevölkerung an der Energiewende kann deren Akzeptanz entscheidend erhöhen. In diesem Zusammenhang werden zwei Beispiele für die Beteiligung von Bürgern angeführt. Zum einen die Möglichkeit im Rahmen von Mieterstrom auch PV-Strom selbst zu verbrauchen, ohne selbst Eigentümer eines

Gebäudes mit PV-Anlagen oder Eigentümer der PV-Anlage zu sein. Zum anderen die Beteiligungsmöglichkeit an einem Windpark.

Mieterstrom

233. Beim Mieterstrom sind grundsätzlich zwei Modelle zu unterscheiden. Zum einen „klassische“, ungeförderte Mieterstrommodelle, bei denen mit lokal produziertem Strom (bzw. Wärme) die Mieter von Gebäuden versorgt werden. Oft erfolgt dies mit KWK-Anlagen. In zunehmendem Maße werden im Rahmen von Mieter stromprojekten auch Photovoltaik-Anlagen eingesetzt, für die in definiertem Umfang eine Förderung im Rahmen des Mieterstromgesetzes existiert. Die mit dem Mieterstromzuschlag geförderten Photovoltaik-Projekte erhalten als Ausgleich für die volle Belastung des nicht eingespeisten Stroms mit der EEG-Umlage für die entsprechenden Strommengen den sog. Mieterstromzuschlag. Die Förderung ist auf Anlagen bis 100 kW begrenzt, weiterhin ist das jährliche Fördervolumen auf 500 MW gedeckelt. Letztere Einschränkung wirkt sich bisher jedoch nicht auf den Markt aus, da mit rund 7 MW im Jahr 2018 bislang nur sehr wenige Photovoltaik-Mieterstromprojekte gefördert wurden. Wenngleich eine Dynamik bei den geförderten Mieterstromprojekten erkennbar ist, bleibt die absolute Bedeutung gemessen an der politischen Zielsetzung weiterhin sehr gering. Damit kann – wie bereits in der Stellungnahme des Vorjahres geäußert – weiterhin nicht von einem Erfolgsmodell gesprochen werden.

234. Als wesentliche Gründe für die noch geringe Verbreitung von Mieterstromprojekten sind insbesondere anzuführen die Komplexität der Projekte, die nicht zuletzt aus den gesetzlichen Regelungen resultiert, der technische und finanzielle Aufwand für Messung und Abrechnung sowie die Gefahr eines Verlusts einer bestehenden erweiterten Kürzung der Gewerbesteuer für Vermieter. Weiterhin ist der EEG-Mieterstromzuschlag für die nicht eingespeisten Strommengen zuletzt relativ stark gesunken, da er über einen Abzugsbetrag an die degressiv angelegte Einspeisevergütung gekoppelt ist (Abzugsbetrag von 8,5 ct/kWh bzw. 8,0 ct/kWh über 40 kW) und mit dem Energiesammelgesetz eine Kürzung der Vergütung für neue Anlagen über 40 kW umgesetzt wurde, die auch den Mieterstromzuschlag betrifft.

235. Bereits in der letzten Stellungnahme wurde darauf hingewiesen, dass für Mieter aus dem Mieterstromgesetz keine zusätzliche Partizipationsmöglichkeit entsteht, sofern sich das Gebäude (bzw. ein in unmittelbarer räumlicher Nähe befindliches Gebäude) nicht für eine Mieterstromanlage eignet bzw. trotz Eignung keine Mieterstromanlage errichtet wird. Dadurch beschränkt sich in diesen Fällen die Partizipation an der Energiewende auf die freie Wahl des Stromanbieters.

Bürgerwindparks

236. Bürgerenergiegesellschaften gewährte die Bundesregierung bei der Einführung von Ausschreibungen für die Windenergie an Land besondere Privilegien. Dass sie diese inzwischen fast vollständig aufgehoben hat, betrachtet die Expertenkommission als richtigen Schritt angesichts der Verzerrungen und der daraus resultierenden negativen Folgewirkungen. Nicht mehr abzuwenden ist der Einbruch des Bruttozubaus im Jahr 2019. Zudem bleibt die Ungewissheit darüber, wie viele derjenigen Bürgerenergieprojekte am Ende realisiert werden, die 2017 ohne BImSchG-Genehmigung einen Zuschlag erhielten.

237. Unklar ist, wie es ab Herbst 2020 mit den besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften weitergehen soll – nach aktueller Rechtslage würden diese ab 1. Oktober 2020 erneut in vollem Umfang greifen. Aktuell beschränken sich die Privilegien weitgehend auf die Gewährung des Einheitspreisverfahrens, wonach sich der Zuschlagswert am höchsten noch bezuschlagten Gebot orientiert. Bei den übrigen Bietern entspricht der Zuschlagswert dem individuellen Gebotswert. Die Bundesregierung sollte zügig klären, ob und

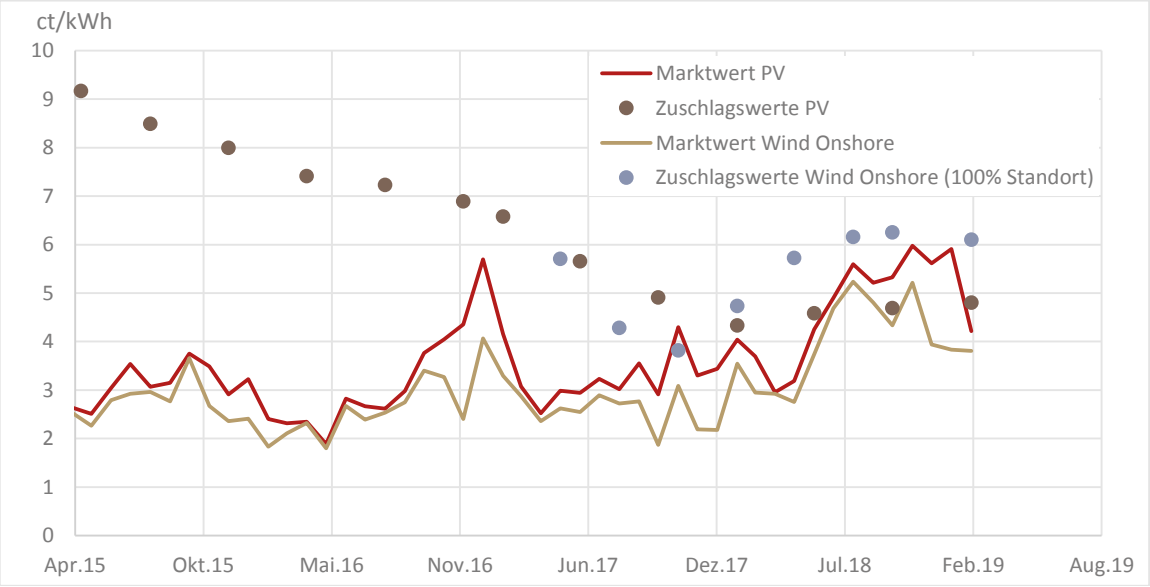
wenn ja, in welcher Form sie Bürgerenergiegesellschaften zukünftig begünstigen will. Unklarheit über die künftige Ausgestaltung der Regelungen, ist in Anbetracht der dringend benötigten Planungssicherheit zu vermeiden. Die Expertenkommission empfiehlt, die Ausnahmen für Bürgerenergiegesellschaften dauerhaft einzuschränken und alternative Ansätze zum Schutz kleinerer Akteure zu prüfen.

238. Anwohner und Kommunen stärker an der Wertschöpfung beteiligen und damit den Rückhalt für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land in der Bevölkerung sichern. Mit diesem Versprechen aus dem Koalitionsvertrag beschäftigt sich seit Januar 2019 die „AG Akzeptanz/Energiewende“, die sich aus Abgeordneten der Regierungsparteien CDU, CSU und SPD zusammensetzt (energate, 2019). Die Expertenkommission begrüßt, dass die Bundesregierung das Thema Bürger- und Kommunalbeteiligung nun auf Bundesebene angeht. Eine einheitliche Regelung ist wichtig, um den Wettbewerb in den Ausschreibungen durch unterschiedliche Beteiligungsauflagen nicht zu verzerren. Der Abschlussbericht der Arbeitsgruppe, die sich neben diesem auch mit anderen Themen befasst, war für Ende März 2019 angekündigt, liegt der Expertenkommission jedoch leider nicht vor.

5.8 PPA und Post-EEG-Geschäftsmodelle

239. In den vergangenen Jahren erlangte das Thema der sogenannten „Power Purchase Agreements (PPA)“ als (Teil-) Finanzierungsmodell für EE Anlagen wachsende Aufmerksamkeit. PPAs bezeichnen dabei im Grundsatz langfristige Strombezugsverträge, die bilateral zwischen Stromerzeugern und Stromkäufern geschlossen werden. Prinzipiell sind PPAs nicht neu und dienen im Energiesektor schon lange dazu, die Finanzierbarkeit von Investitionen durch langfristige Vertragsbeziehungen zu gewährleisten. Die europaweit gestiegenen Großhandelspreise bei gleichzeitig gesunkenen Gestehungskosten von Wind- und PV Anlagen (siehe Abbildung 23) nähren die Hoffnung, dass PPAs die Zukunft eines nachfragegetriebenen förderfreien EE Zubaus sein könnten.

Abbildung 23: Marktwerte für PV und Wind Onshore sowie Zuschlagswerte der Auktionen



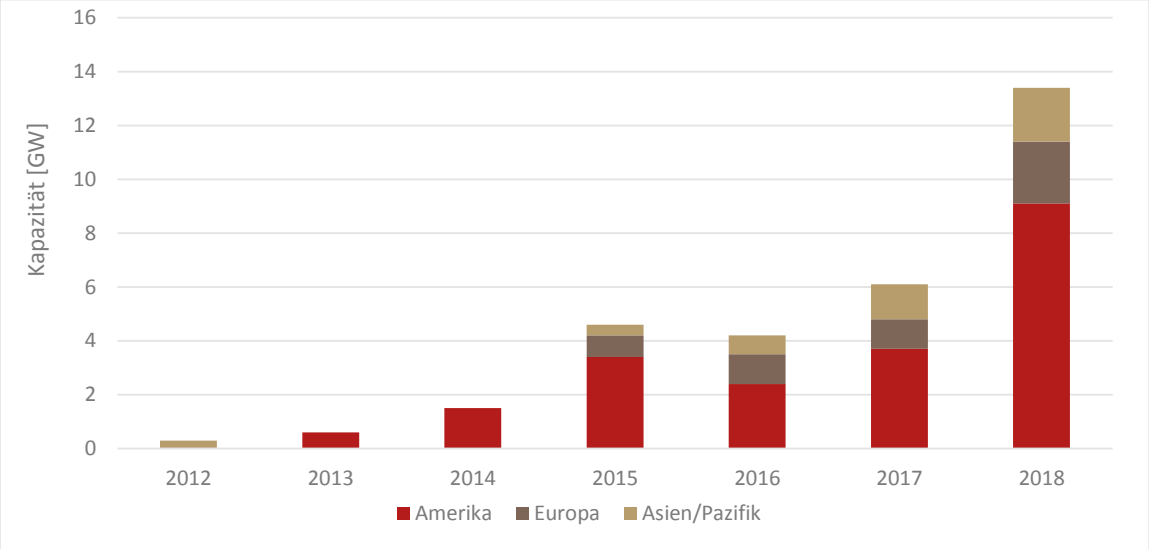
Quelle: BNetzA (2019h); ÜNB (2019)

240. Gestärkt werden diese Erwartungen durch erste förderfreie PPAs für PV in Spanien, Null-Gebote für Off shore Windparks und nicht zuletzt durch freiwillige Selbstverpflichtungen zu Grünstromzielen großer Konzerne.

Viel Aufmerksamkeit erlangte beispielsweise die globale Initiative RE100 (Renewable Energy 100), bei der sich weltweit Großunternehmen verpflichten, ihren Strom zu hundert Prozent aus erneuerbaren Energien zu beziehen. Nach eigenen Angaben lag der Gesamtstromverbrauch der 155 Mitglieder der Initiative im Jahr 2017 bei knapp 190 TWh und der Gesamtumsatz dieser Unternehmen bei 4,5 Billionen US Dollar (RE100, 2018a). Damit ist der potentielle nachfrageseitige Einfluss dieses Konsortiums sicherlich nicht unerheblich. Große IT-Unternehmen wie Google, Amazon und Microsoft stehen hier meist im Zentrum der öffentlichen Wahrnehmung. Google erreichte nach eigenen Angaben bereits im Jahr 2017 eine bilanzielle Grünstromquote von 100 % und hat circa 3 GW Wind und PV unter Vertrag (S&P, 2019). Als nächstes Ziel strebt Google einen 100 %gen Grünstromanteil in Echtzeit bzw. auf Stundenbasis an (Google, 2018).

241. Auch die Ende letzten Jahres beschlossene Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (EU, 2018a) greift das Thema PPA auf. Mit dieser Richtlinie liegt nicht nur erstmals eine Legaldefinition[38] von grünen PPAs vor, sondern die Richtlinie fordert in Art. 15 Abs. 8 die EU-Mitgliedstaaten dazu auf, unangemessene administrative Hindernisse für PPAs abzubauen. In Deutschland und vielen anderen europäischen Nachbarländern wird die Finanzierbarkeit von EE-Anlagen bisher durch „öffentliche PPAs“ in Form von Einspeisetarifen bzw. auktionierten Marktprämien sichergestellt, weshalb eine Finanzierung durch „private PPAs“ bisher nur eine vernachlässigbare Rolle spielte bzw. wirtschaftlich unattraktiv war.

Abbildung 24: Weltweites Volumen grüne PPAs



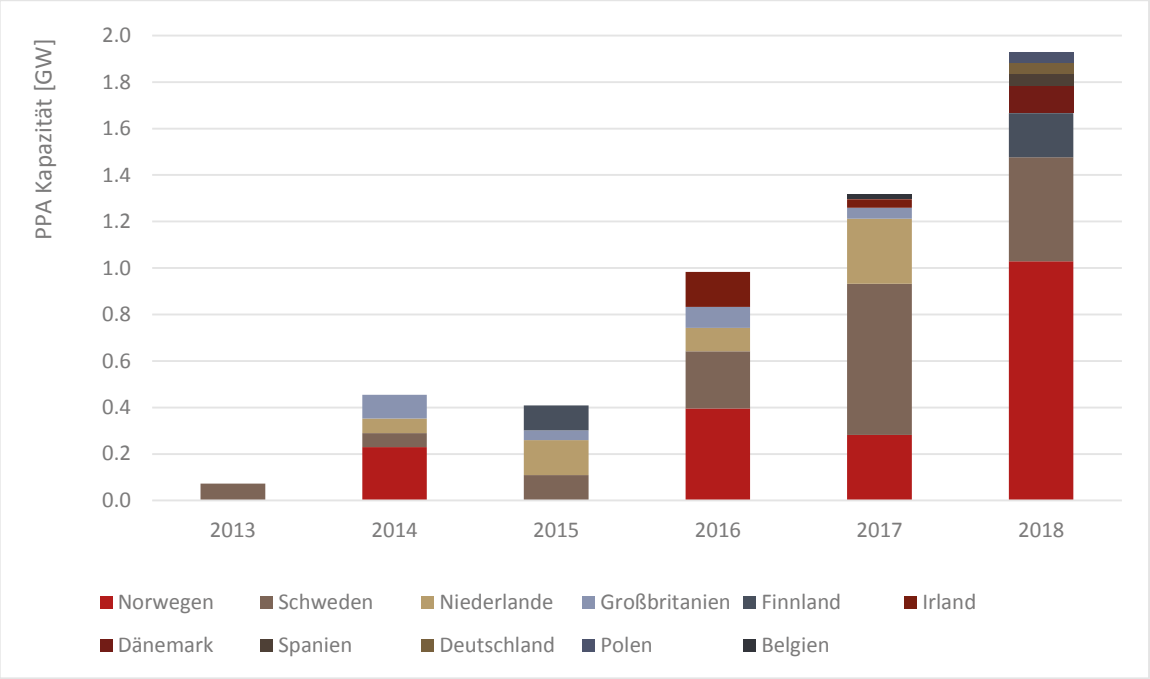
Quelle: AWAW (2019); BNEF (2019); WindEurope (2019)

242. PPAs sind deshalb insbesondere in Ländern mit Grünstromquoten und/oder steuerlichen Anreizen für EE vorherrschend, wie beispielsweise in den USA, Großbritannien oder in Skandinavien. Weltweit konnte im vergangenen Jahr ein starker Zuwachs von grünen PPAs verzeichnet werden, wobei dieses Wachstum insbesondere durch das PPA Volumen in den USA getrieben wurde (Abbildung 24).

[38] Im Sinne dieser Richtlinie bezeichnet der Ausdruck „Vertrag über den Bezug von erneuerbarem Strom“ [englisch „renewables power purchase agreement“] einen Vertrag, bei dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, unmittelbar von einem Elektrizitätsproduzenten erneuerbare Elektrizität zu beziehen.

243. Auch in Europa ist ein signifikant wachsendes PPA Marktvolumen vor allem in Skandinavien und den Niederlanden zu beobachten (siehe Abbildung 25). Im Jahr 2018 lag das PPA Volumen für Wind und PV nach Angaben von WindEurope bei circa 2,4 GW, was immerhin einem Anteil von über 10 % des Zubaus in Europa entspricht. In Europa wird das Wachstum ebenfalls nicht unwesentlich durch US IT-Konzerne getrieben, die ihre Großrechenzentren in den letzten Jahren hier ansiedelten. Google hält beispielsweise circa 600 MW Wind und PV Kapazitäten in europäischen PPAs, die in den Jahren ab 2013 geschlossen wurden. Facebook hat allein im Jahr 2018 einen PPA über 294 MW Wind Kapazitäten in Norwegen geschlossen. Darüber hinaus sind in Skandinavien aber auch Aluminiumproduzenten wie Norsk Hydro und Alcoa für das Wachstum im europäischen PPA Markt verantwortlich.

Abbildung 25: Marktvolumen Wind PPAs in Europa



Quelle: AWAW (2019); BNEF (2019); WindEurope (2019)

244. Aus Sicht der Expertenkommission ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass diese PPAs zumeist keinen förderfreien Zubau darstellen. In Norwegen und Schweden bestehen beispielsweise Grünstromquoten. In den Niederlanden wiederum besteht kein Doppelvermarktungsverbot, d.h. PPAs sind durch staatliche Mittel (teil-) gefördert und können trotzdem unter Weitergabe der grünen Eigenschaft (Herkunftsnachweisen) in PPAs vermarktet werden (Zanchi *et al.*, 2017). Diese Vermarktungsvariante wäre in Deutschland aufgrund des Doppelvermarktungsverbots nach § 80 EEG 2017 nicht möglich. Zwar wäre eine PPA Vermarktung mit einer geförderten Anlage möglich (Hilpert, 2018), aber der Strom wäre dann nicht mehr Grünstrom, sondern Graustrom. Für potentielle Abnehmer mit freiwilligen EE-Zielen (z.B. RE100) käme es wahrscheinlich nicht zu Vertragsabschlüssen, denn die Grünstromeigenschaft wird über die Herkunftsnachweise belegt (RE100, 2018b, S. 100).

245. Das Doppelvermarktungsverbot war zunächst auch Bestandteil des Kommissionsentwurfs für die Richtlinie zur Förderung der Erneuerbaren Energien (RED II), die im Rahmen des Winterpakets aus dem Jahr 2016 vorgelegt wurde. Nach Art. 19 Abs. 2 Satz 6 des Richtlinienentwurfs sollten die Mitgliedstaaten Anlagenbetreibern keine Herkunftsnachweise ausstellen, sofern diese bereits von einem Fördermechanismus profitierten. Dies

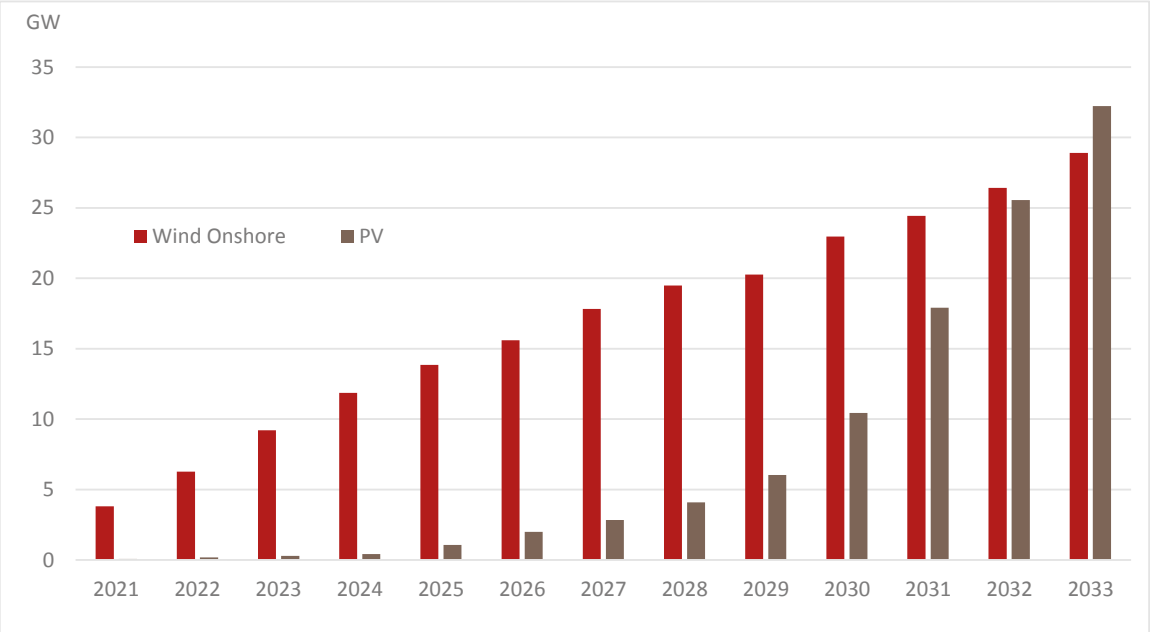
hätte eine europaweite Harmonisierung der Voraussetzungen für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen bedeutet. Im Laufe der Verhandlungen wurde diese Passage aber gestrichen und in ein Wahlrecht der Mitgliedstaaten umgewandelt. Mitgliedsstaaten entscheiden selbst, ob sie Herkunftsnachweise für geförderte Anlagen ausstellen oder nicht. Damit bleibt die bisherige Situation weitestgehend bestehen. Während in einigen wenigen Mitgliedstaaten (z.B. Deutschland) ein Doppelvermarktungsverbot herrscht, können Anlagenbetreiber in den meisten Mitgliedstaaten Förderungen mit der Vermarktung von Herkunftsnachweisen kombinieren.

246. Die neue Richtlinie definiert in diesem Kontext auch explizit eine Rolle von grünen PPAs in Art. 19 Abs. 2. So müssen Mitgliedstaaten, die eine Förderung und die Ausgabe von Herkunftsnachweisen kombinieren, sicherstellen, dass der Marktwert der Nachweise gebührend berücksichtigt wird. Für Einspeisetarife soll dies entsprechend der Richtlinie bei der Festlegung der Tarife erfolgen, während die Richtlinie davon ausgeht, dass der Marktpreis gebührend berücksichtigt wird, wenn die Förderung im Rahmen von Auktionen oder im Rahmen eines Modells mit Grünstromzertifikaten geschieht. Darüber hinaus sieht die Richtlinie dies explizit auch dann gewahrt, „wenn die Herkunftsnachweise nicht unmittelbar dem Produzenten, sondern einem Versorger oder Verbraucher ausgestellt werden, der die Energie aus erneuerbaren Quellen entweder unter Wettbewerbsbedingungen oder im Rahmen eines langfristigen Vertrags über den Bezug von erneuerbarem Strom kauft.“ Schließlich sieht die neue Richtlinie in Art. 15 Abs. 8 auch vor, dass EU-Mitgliedstaaten unangemessene administrative Hindernisse für PPAs abbauen müssen und fordert die Mitgliedstaaten dazu auf, Strategien und Maßnahmen in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen zu beschreiben, die zur Verbreitung von PPAs beitragen.

247. Nach Auffassung der Expertenkommission sollte die Bundesregierung die neue Richtlinie und die Entwicklungen im Bereich der „grüner PPAs“ zum Anlass nehmen, um die Wirkung solcher Vermarktungsmodelle im Rahmen des EEGs auf EE-Ausbauziele und Kosten zu prüfen. Im Zuge dessen wäre auch zu untersuchen, ob und unter welchen Bedingungen auch in Deutschland die Weitergabe von Herkunftsnachweisen für Neuanlagen mit einer Förderung vereinbar und dem Ausbau zuträglich ist.

248. In Deutschland wird das Potential für PPAs vor allem als Vermarktungsoption für Anlagen gesehen, deren Förderung ausläuft. So wurden 2018 bereits die ersten PPAs für Windkraftanlagen geschlossen, die ab dem Jahr 2021 keine EEG-Vergütung mehr erhalten. Das Marktpotential ist hier erheblich, denn in den 2020er Jahren fallen zunehmend Wind- und PV-Anlagen aus der EEG-Förderung (vgl. Abbildung 26). Mitte der 2020er Jahre sind es bereits circa 15 GW Windkapazitäten, die keine Förderung mehr erhalten und Vermarktungsoptionen für einen Weiterbetrieb suchen müssen. Die PV-Kapazitäten ohne Förderung steigen Ende der 2020er Jahren rasant an und Anfang der 2030er Jahre sind es mehr als 30 GW_p und über 1 Mio. PV-Anlagen, die keine EEG Förderung mehr erhalten.

Abbildung 26: Kumulierte Kapazität von Wind Onshore und PV Anlagen mit auslaufender EEG Förderung zwischen 2021 und 2033



Quellen: MaStR (2019)

249. Bis vor wenigen Jahren schien ein Weiterbetrieb von Windkraftanlagen nach Auslaufen der Förderung aufgrund der niedrigen Großhandelspreise und damit zu geringen Erlöspotentiale als unrentabel (WindGuard, 2014). Die jüngst stark gestiegenen Großhandelspreise scheinen genügend hohe Erlöspotentiale zu bieten, so dass ein Weiterbetrieb vieler Anlagen realistischer erscheint. Ferner bieten sich weitere Erlöspotentiale durch eine explizite Vermarktung der grünen Eigenschaft, was bisher in Deutschland nicht möglich war.

250. Hinsichtlich des Weiterbetriebs von kleinen PV-Anlagen unter 100 kW liegen die voraussichtlichen Weiterbetriebskosten bei Volleinspeisung in einer Größenordnung, die bei derzeitigen Marktwerten den Weiterbetrieb in den meisten Fällen ermöglichen würden. Da davon auszugehen ist, dass die überwiegende Anzahl der Anlagenbetreiber die in den frühen EEG-Jahrgängen ausschließlich auf Volleinspeisung ausgelegten Anlagen zudem auf Eigenverbrauch umrüsten wird, kann die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs grundsätzlich als gegeben angenommen werden. Unklar ist nach heutigem Stand jedoch, wie mit der Einspeisung der über den Eigenverbrauch hinausgehenden Strommengen umzugehen ist. Mit der „sonstigen Direktvermarktung“ besteht zwar grundsätzlich eine förderfreie Vermarktungsmöglichkeit für EE-Strom auch nach Ablauf des Vergütungszeitraums, jedoch richten sich die derzeitigen Angebote der Direktvermarkter fast ausschließlich an Anlagen über 100 kW. Bestehende Angebote für Anlagen unter 100 kW sind i.d.R. so gestaltet, dass die Direktvermarktung mit abnehmender Anlagengröße zunehmend finanziell unattraktiv wird. Es bleibt abzuwarten, ob sich zukünftig Geschäftsmodelle auf Basis digitaler Plattformen und Aggregatoren etablieren, die wettbewerbsfähig die große Anzahl kleiner PV Anlagen marktlich integrieren können. An Initiativen mangelt es nicht. Vor diesem Hintergrund sollte der Umgang mit eingespeisten Strommengen für Kleinanlagen frühzeitig geklärt werden. Ist eine Vermarktung durch Aggregatoren nicht absehbar, so könnte an Vorbilder bestehender Regelungen angeknüpft werden. Beispielweise aus dem Bereich der KWK-Anlagen unter 100 kW, bei denen als „üblicher Preis“ der durchschnittliche Base-Preis des vorangegangenen Quartals durchgeleitet wird. Eine Durchleitung des Marktwertes erfolgt bei EEG-Anlagen mit Direktvermarktungspflicht, sobald die Höchstdauer der Vermarktung in Ausnahmefällen

überschritten wird. In diesem Zusammenhang ist auch zu diskutieren, wie die bei der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber anfallenden Strukturierungskosten finanziert werden sollen. Um Planungssicherheit für die betroffenen Anlagenbetreiber zu schaffen, sollten die angesprochenen Fragen zeitnah geklärt werden und ggf. notwendige Regelungen umgesetzt werden.

6 Energieeffizienz

Das Wichtigste in Kürze

Die bisherigen Monitoring-Berichte der Bundesregierung sowie die Kommentierungen der Expertenkommission haben regelmäßig die zu geringen Fortschritte bei der Endenergieeffizienz beklagt und mehr Anreize gefordert. Der nunmehr vorliegende zweite Fortschrittsbericht folgt erneut diesem Muster. Die angestrebte Steigerung der Endenergieproduktivität um jahresdurchschnittlich 2,1 % wird deutlich verfehlt. Sie nahm im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2017 lediglich um rund 1 % zu, im Jahr 2017 ist sie sogar im Vergleich zum Vorjahr um 0,9 % gesunken. Für 2018 gibt es immerhin Anzeichen dafür, dass es erstmals zu einer spürbaren Verbesserung gekommen sein könnte.

Bis 2020 wird das Ziel nicht mehr erreicht werden können. Um bis 2030 auf den Zielpfad zu gelangen, müsste die Zunahme der Endenergieproduktivität noch annähernd um den Faktor 3 gesteigert werden. Eine derartige Entwicklung setzt eine deutliche Verminderung des Endenergieverbrauchs voraus, die aus Sicht der Expertenkommission mit den bisher umgesetzten Maßnahmen kaum zu realisieren sein wird. Bisher ist nur bei den privaten Haushalten eine leicht rückläufige Entwicklung des Endenergieverbrauchs festzustellen, während er in der Industrie praktisch stagniert und im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie vor allem im Verkehr eher steigende Tendenzen aufweist.

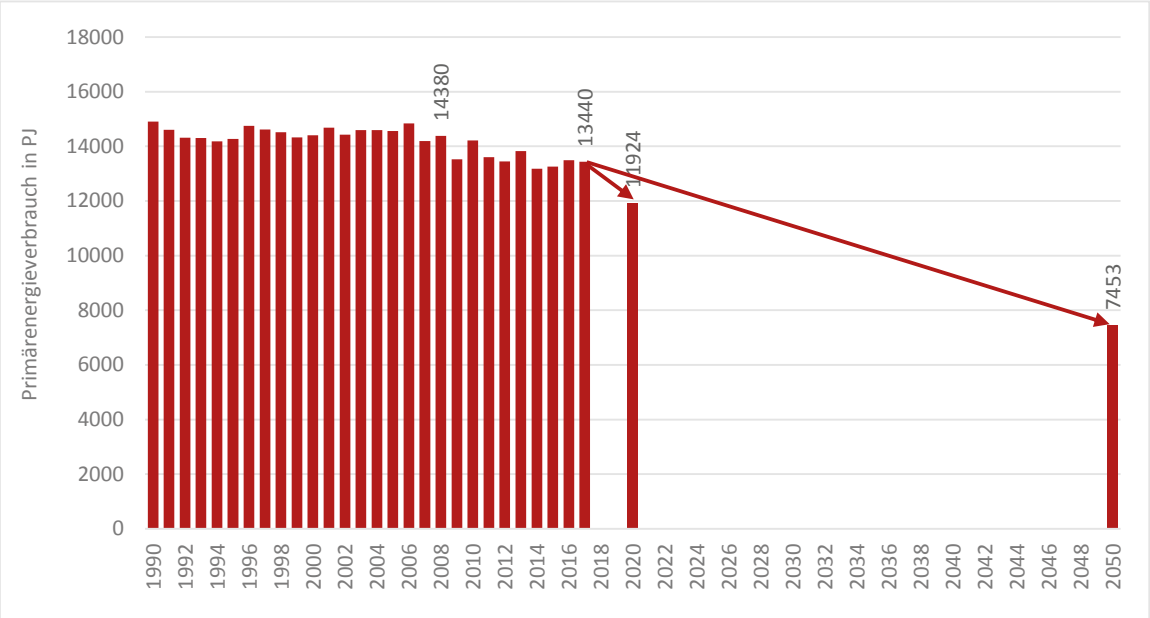
Im Verkehr sind dafür vor allem die steigenden Verkehrsleistungen sowie die strukturellen Veränderungen im Fahrzeugbestand verantwortlich, die durch die Verbesserungen der Energieeffizienz nicht ausgeglichen werden konnten. Bei auch künftig zunehmenden Verkehrsleistungen, wie sie der Bundesverkehrswegeplan unterstellt, müsste die Energieeffizienz drastisch erhöht werden, um einen wirklich sinkenden Energieverbrauch und niedrigere Treibhausgasemissionen zu erreichen. Aus Sicht der Expertenkommission wird auch politisch zu entscheiden sein, ob man weiterhin im Wesentlichen nur auf Effizienz und Kraftstoffsubstitution setzen oder zusätzlich auch verkehrsvermindernde Maßnahmen in den Fokus nehmen will (siehe auch Kapitel 8).

Die notwendige Steigerung der Energieeffizienz setzt auch die Überprüfung der Maßnahmen des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) voraus, deren Wirkungen entsprechend dem zweiten Fortschrittsbericht äußerst begrenzt waren. Bei der bevorstehenden Überarbeitung des Nationalen Energie- und Klimaplanes sollte aus Sicht der Expertenkommission die Gelegenheit genutzt werden, eher größer dimensionierte Förderprogramme aufzulegen. Dies schließt nicht nur direkte Investitionszuschüsse ein, sondern auch eine breite steuerliche Entlastung für energiesparende und klimaschonende Investitionen.

6.1 Überblick zur Entwicklung der Energieeffizienz in Deutschland

251. Deutschland verfolgt das Ziel, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 % zu reduzieren. Dieses Ziel wird nur zu erreichen sein, wenn die Energieeffizienz erheblich verbessert wird. Dem dient explizit auch das Ziel, die Endenergieeffizienz ausgehend von 2008 ohne zeitliche Limitierung im Jahresdurchschnitt um 2,1 % zu steigern. Wie in den vergangenen sechs Monitoring-Berichten regelmäßig festgestellt wurde, werden mit großer Sicherheit beide Ziele bis 2020 nicht erreicht. Abbildung 27 macht dies am Beispiel des Primärenergieverbrauchs deutlich: Im Vergleich zu 1990 ist der Primärenergieverbrauch bis 2017 lediglich um 9,8 % gesunken; bis 2020 müsste er noch um 11,3 % zurückgehen, um das Ziel zu erreichen. Aus Sicht der Expertenkommission ist dies nicht zu erwarten. Hier besteht auch keine Differenz zu den Aussagen der Bundesregierung.

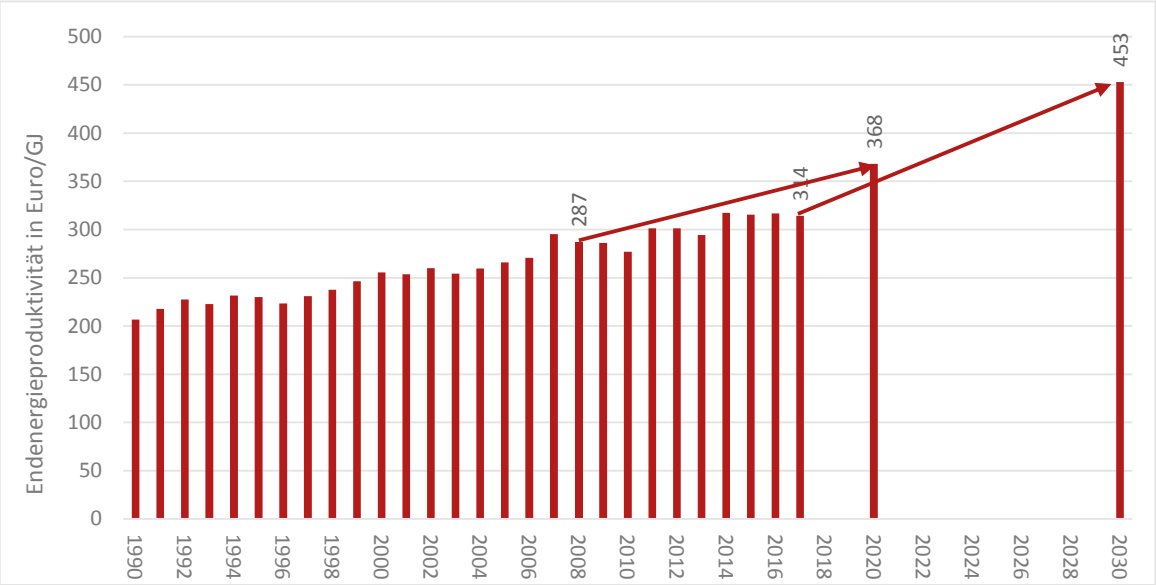
Abbildung 27: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2017 und Ziele bis 2020 und 2050



Quelle: AGEB, 2018.

252. Dies gilt auch mit Blick auf die bisherige Entwicklung der Endenergieeffizienz, wie Abbildung 28 erkennen lässt. Statt einer Effizienzverbesserung gegenüber 2008 um 2,1 % jährlich, wurde bis 2017 nur 1 % erreicht. Die Zielerreichung für 2020 würde bei einer jahresdurchschnittlichen Rate von 5,4 % praktisch einer Effizienzrevolution gleichkommen. Es wird schon ambitioniert genug sein, das Ziel für 2030 zu erreichen. Das setzt für die 13 Jahre bis dahin eine jahresdurchschnittliche Steigerung von 2,9 % voraus.

Abbildung 28: Entwicklung der Endenergieeffizienz in Deutschland von 1990 bis 2017 und Ziele für 2020 und 2030



Quellen: (AGEB, 2018a); (Destatis, 2019g).

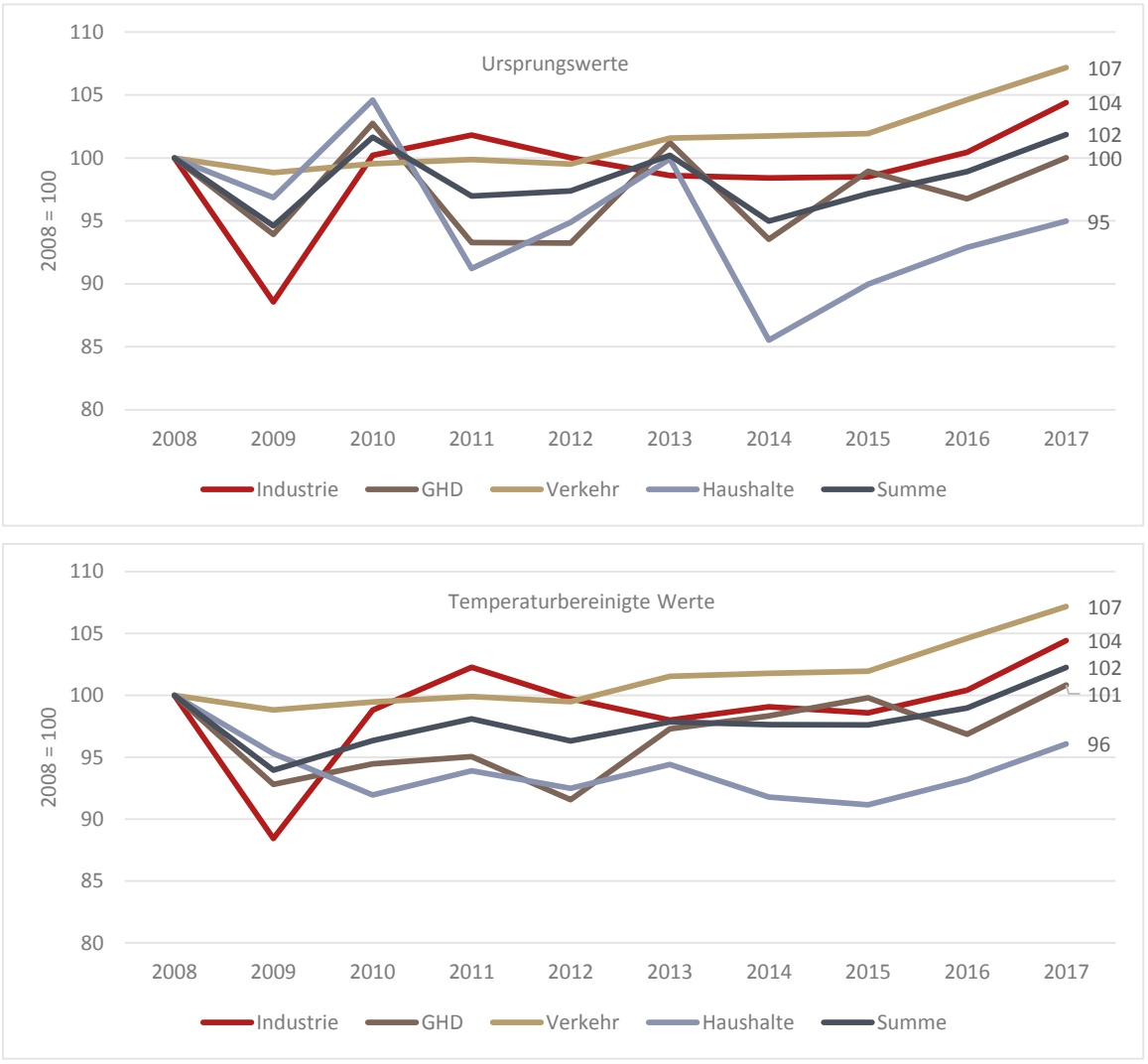
253. Die Endenergieeffizienz bezieht sich auf den gesamten Endenergieverbrauch, zu dem so unterschiedliche Sektoren wie die Industrie, der Verkehr, die Haushalte oder der Bereich von Handel, Gewerbe und Dienstleistungen (GHD) gehören. Von daher ist die Endenergieeffizienz das Resultat der Effizienzveränderungen in diesen zugehörigen Sektoren. Abbildung 29 zeigt dazu zunächst die Entwicklung des absoluten Energieverbrauchs in den vier Endenergiesektoren von 2008 bis 2017. Daraus ergibt sich, dass mit Ausnahme der privaten Haushalte alle anderen Endenergiesektoren im Jahr 2017 einen höheren Energieverbrauch aufweisen als 2008, und zwar bei den Ursprungswerten genauso wie bei den temperaturbereinigten Werten, deren Verlauf aber deutlich gleichförmiger ist. Das wird deutlich bei den stark temperaturabhängigen Sektoren Haushalte und GHD in dem besonders warmen Jahr 2014. Festzustellen ist aber auch, dass in den vergangenen Jahren im Grunde kein Endenergiesektor eine stabil sinkende Verbrauchstendenz erkennen lässt.

254. Schon dies deutet darauf hin, dass es um die Erreichung der Effizienzziele schlecht bestellt ist. Abbildung 30 gibt einen Überblick über die Veränderungen sektorspezifischer Effizienzwerte. Zur Vermeidung von Missverständnissen sei betont, dass dabei die Effizienzveränderungen mit unterschiedlichen Bezugsgrößen gemessen werden. Während die Endenergieeffizienz als Quotient aus preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt zum absoluten Endenergieverbrauch definiert wird, sind die Bezugsgrößen bei der Industrie wie beim Bereich GHD mit der realen Bruttowertschöpfung ebenfalls wirtschaftliche Indikatoren. Anders bei den privaten Haushalten, bei dem die Effizienz als das Verhältnis des Endenergieverbrauchs zur Zahl der Wohnung bzw. der Wohnfläche gewählt wird. Beim Verkehr schließlich wird zwischen dem Straßenpersonenverkehr und dem Straßengüterverkehr unterschieden mit der Bezugsgrößen Personen- bzw. Güterverkehrsleistung.

255. Im Ergebnis zeigt sich, dass keiner der betrachteten Subsektoren auch nur annähernd an die für die gesamte Endenergieeffizienz maßgebliche jährliche Verbesserung von 2,1 % heranreicht. Am günstigsten sieht es noch bei den Haushalten aus, sofern deren Energieverbrauch auf die Wohnfläche der Wohnungen bezogen wird. Die Industrie liegt mit einer Rate von 1,4 % wie der GHD-Bereich mit 0,9 % zwar deutlich unter dem Soll, allerdings noch immer weit vor dem Personen- sowie dem Güterstraßenverkehr, wo gemessen am Verhältnis des

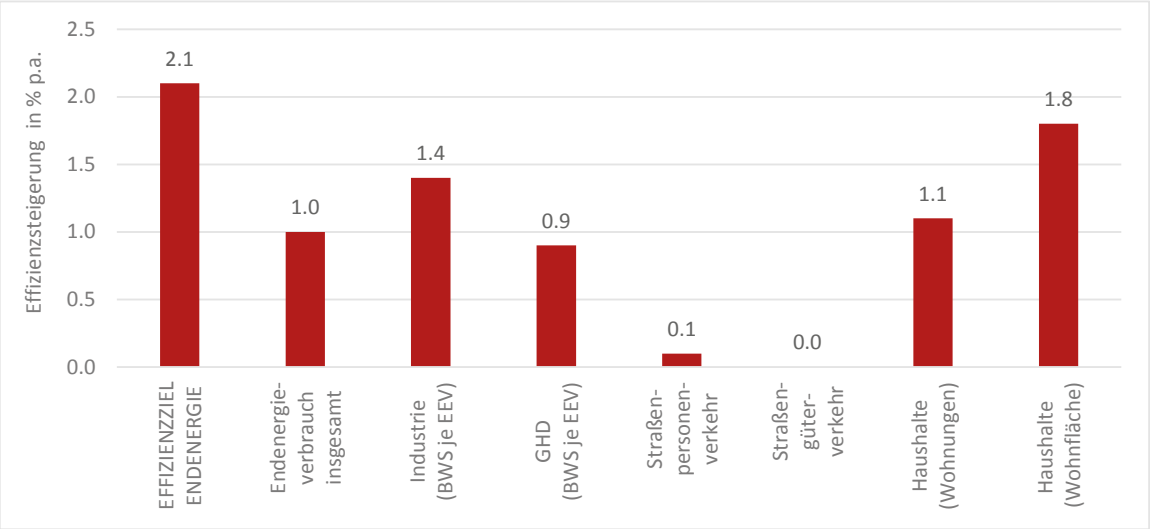
Energieverbrauchs zur Personen- bzw. Güterverkehrsleistung im Straßenverkehr praktisch keine Verbesserungen zu sehen sind. Vor diesem Hintergrund bekommen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in allen Endenergiesektoren ihre besondere Dringlichkeit auf dem Weg zur Energiewende.

Abbildung 29: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Deutschland von 2008 bis 2017 nach Sektoren – Ursprungswerte und temperaturbereinigte Werte



Quellen: AGEB (2018a); Destatis (2019g); BMVI (2018).

Abbildung 30: Entwicklung der Energieeffizienz in einzelnen Endenergieverbrauchssektoren vom Zielbasisjahr 2008 bis 2017

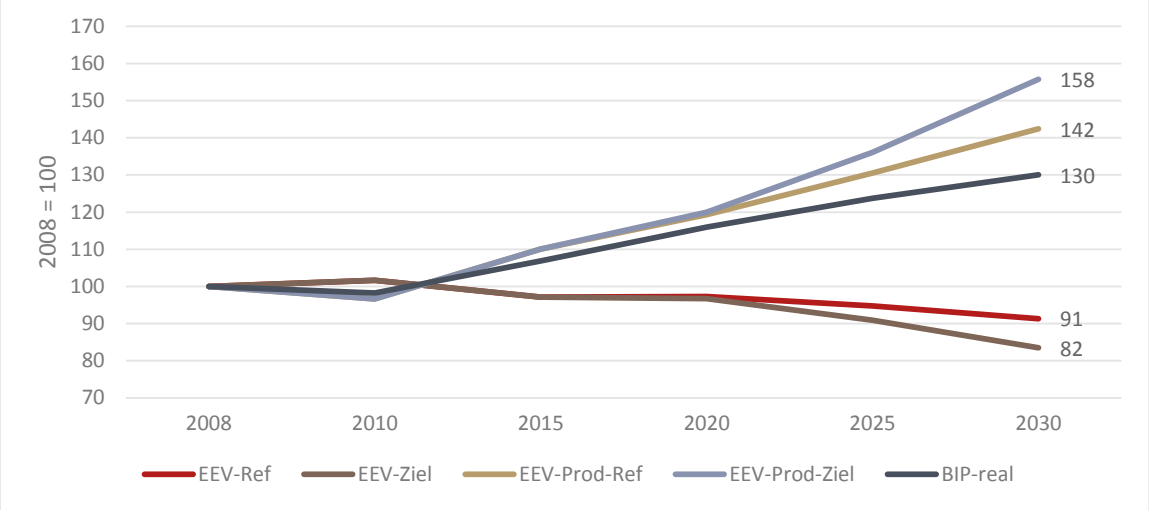


Quellen: AGEB (2018a); Destatis (2019g); BMVI (2018).

256. Offenkundig ist, dass die bisher ergriffenen energie- und klimapolitischen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz nicht ausreichend waren. Diese Beurteilung wird von der vorliegenden Evaluation des Energieeffizienzfonds (ISI, Prognos *et al.*, 2019) ebenso bestätigt wie implizit durch die im Klimaschutzbericht 2018 (BMU, 2019) zitierte gutachterliche Bewertung der Wirkungen von Maßnahmen aus dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und anderer Maßnahmen zur Emissionsminderung (siehe dazu Kapitel 4). Die aktualisierte Prognos-Studie zur Wirkung der Maßnahmen der Bundesregierung innerhalb der Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung liefert dazu weitere Anhaltspunkte, wenn es heißt: *„Die Ziele zur Senkung des Energieverbrauchs in den Sektoren der Zielarchitektur werden, insbesondere aufgrund der hohen Akteursvielfalt und vielfältiger Investitionshemmnisse der Endverbraucher, durch ein breites Spektrum an Instrumenten adressiert. Für sämtliche sektoralen Zielwerte zur Energieeffizienz im Hinblick auf 2020 ist aus heutiger Sicht eine Zielverfehlung zu erwarten. Während beim Stromverbrauch nur eine knappe Zielverfehlung zu erwarten ist, werden die Ziele im Verkehrssektor und im Wärmesektor deutlich verfehlt. Dies wirkt sich insbesondere auf das übergeordnete Primärenergieziel aus, für das eine deutliche Zielverfehlung absehbar ist."* (Prognos und ISI, unveröffentlicht).

257. Folgt man den Ergebnissen aus dem laufenden Vorhaben des BMWi zum Thema „Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030" (Prognos *et al.*, noch nicht veröffentlicht) so wird damit gerechnet, dass sich der Endenergieverbrauch bis 2030 im Vergleich zum Basisjahr 2008 unter Referenzbedingungen um 9 % reduziert. Bei dem unterstellten gesamtwirtschaftlichem Wachstum von 1,2 % pro Jahr errechnet sich eine jahresdurchschnittliche Steigerung der Endenergieproduktivität von 1,6 % im Referenzszenario (vgl. Abbildung 31). Das bedeutet, dass unter Referenzbedingungen das Effizienzziel weiterhin deutlich verfehlt wird. Wird unterstellt, dass sich die Endenergieeffizienz bis 2030 zielentsprechend um 2,1 % pro Jahr verbessert, so beläuft sich bei gegebenem gesamtwirtschaftlichen Wachstum die „Effizienzlücke" im Jahr 2030 im Referenzszenario auf 823 PJ (2020: 629 PJ). Daran gemessen sind die Erfolge der bisherigen Maßnahmen sehr bescheiden.

Abbildung 31: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Endenergieproduktivität in Deutschland von 2008 bis 2030 im Referenzszenario und bei einem zielentsprechenden Pfad



Quelle: BMWi-Vorhaben "Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030"(Prognos *et al.*, nicht veröffentlicht); für Zielszenario eigene Berechnungen.

258. Nach den Ergebnissen des Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplans (BMWi, 2019c) dürfte sich der Endenergieverbrauch bis 2021 (Angaben für 2020 werden nicht ausgewiesen) im Vergleich zum Zielbasisjahr 2008 nur um insgesamt 1,3 % vermindern. Bis zum Jahr 2030 wird mit einer Reduktion um 7,0 % gerechnet. Bei einem jeweils unterstellten jahresdurchschnittlichen Wachstum von 1,2 % bedeutet das eine jahresdurchschnittliche Steigerung gegenüber 2008 um 1,3 % bis 2021 sowie um 1,5 % bis zum Jahr 2030. In beiden Fällen bleibt dies also erheblich unter dem Zielwert für die Effizienzverbesserung von jährlich 2,1 %. Dies schlägt sich auch beim Primärenergieverbrauch nieder, der unter Referenzbedingungen bis 2021 lediglich um knapp 12 % und bis 2030 nur um rund 20 % sinken dürfte.

259. Zu ähnlichen Ergebnissen war zuvor schon der Projektionsbericht 2017 gelangt, der in einem Mit-Maßnahmen-Szenario für die Endenergieproduktivität eine Erhöhung pro Jahr um 1,4 % (2008/2020) bzw. 1,5 % (2008/2030) ermittelte. Für die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs wurde zugleich eine Verringerung um rund 12 % bis 2020 und von knapp 23 % bis 2030 vorausgeschätzt (BMUB, 2017).

260. Die Entwicklung der Energieeffizienz bei der Endenergie und der Primärenergie verdeutlicht, dass zwischen den verfolgten Zielen und den realen Veränderungen erhebliche Differenzen klaffen. Das legt es nahe, sich noch einmal detaillierter mit den Wirkungen der von der Bundesregierung umgesetzten energie- und klimaschutzpolitischen Maßnahmen auseinanderzusetzen. Zunächst soll dazu auf den im Dezember 2014 von der Bundesregierung beschlossenen und inzwischen weiterentwickelten Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) eingegangen werden, der die zentrale Energieeffizienzstrategie für die 18. Legislaturperiode beschreiben sollte. Weitere effizienzsteigernde Wirkungen erhofft sich die Bundesregierung auch von Maßnahmen, die im Rahmen des Energieeffizienzfonds gefördert werden, deren Evaluierung anschließend behandelt werden soll. Dabei gibt es wesentliche Überschneidungen zwischen diesen beiden Programmen, die bei der weiteren Diskussion im Blick behalten werden sollen.

6.2 Zu den Wirkungen des NAPE

261. Mit den NAPE 2014 sollten bis zum Jahr 2020 Einsparungen beim Primärenergieverbrauch in Höhe von rund 390 bis 460 PJ erreicht werden (BMWi, 2014), dies ergänzend zu den etwa 110 bis 162 PJ aus verkehrsbezogenen Maßnahmen nach dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (BMUB, 2016a). Gemessen an dem Primärenergieverbrauch im Jahr 2017 in Höhe von 13.440 PJ wäre das ohne die verkehrsbezogenen Maßnahmen eine Einsparung von lediglich 2,9 bis 3,4 %; mit den verkehrsbezogenen Maßnahmen waren die geplanten Einsparungen 3,7 bis 4,6 %. Inzwischen ist deutlich geworden, dass die mit dem NAPE tatsächlich erbrachten Einsparungen erheblich schwächer ausfallen. Das bekräftigen auch die im zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung quantifizierten Wirkungen des NAPE (einschließlich der nach dem Programm vom 1. Juli 2015 zusätzlich beschlossenen Maßnahmen), wonach die Primärenergieeinsparungen im Jahr 2016 lediglich 147 PJ und im Jahr 2017 etwa 196 PJ betragen haben (BMWi, 2019d). Die Endenergieeinsparungen werden für diese beiden Jahre ausweislich der im Fortschrittsbericht beigefügten Maßnahmenblätter mit 114 PJ (2016) bzw. 139 PJ (2017) beziffert (vgl. Tabelle 27).

262. Betrachtet man die NAPE-Maßnahmen im Einzelnen, so leistet der größte Teil der Maßnahmen eher marginale Beiträge zur Energieeinsparung. Allenfalls kann dem Gebäudesanierungsprogramm für Wohn- und Nichtwohngebäude mit Primärenergieeinsparungen von zusammen 101 PJ (2016) und 122 PJ (2017) eine spürbare Wirksamkeit zugesprochen werden. Diese Maßnahme leistet einen Anteil von 70 % (2016) bzw. 62 % (2017) an den NAPE-Gesamtwirkungen. Mit großem Abstand nächstwichtigste Maßnahmen sind die Energieeffizienznetzwerke mit Anteilen von jeweils 9 % (2016) und 10 % (2017) an den gesamten Primär- und Endenergieeinsparungen, die Energieberatung mit Anteilen zwischen 5 und 7 % sowie das KfW-Effizienzprogramm für Produktionsanlagen mit Anteilen von 7 % (2016) und 5 % (2017) am Primärenergieverbrauch und von etwa 4 bis 5 % an der gesamten Endenergieeinsparung.

263. Selbst gegenüber den wenig ambitionierten Intentionen ist die Wirksamkeit des NAPE aus Sicht der Expertenkommission eher begrenzt. Für diese Bewertung maßgeblich ist nicht die Wirkung der einzelnen Maßnahmen als solche, die es zweifellos gegeben hat. Wesentlich ist die allzu große Differenz zwischen den verfolgten ambitionierten Zielen und der Höhe der Beiträge aus den bisher umgesetzten Maßnahmen. Diese Bewertung gilt selbst dann, wenn – wie es im Bericht der Bundesregierung heißt – „sich die Wirkungen der neuen Instrumente im Laufe ihrer jeweiligen Programmlaufzeiten weiter verstärken werden“ (BMWi, 2019d).

264. Positiv bewertet die Expertenkommission, dass die Bundesregierung erneut gesonderte Datenblätter mit Informationen zu den einzelnen NAPE-Maßnahmen beigefügt hat. Sie hätte sich aber mehr Transparenz im Hinblick auf die jeweils durchgeführten Evaluierungen gewünscht. In der vorliegenden Darstellung sind die ausgewiesenen Ergebnisse der einzelnen Maßnahmen kaum nachvollziehbar, zumal Hinweise auf die Quellen bzw. die Evaluierenden meist fehlen. Insbesondere wäre es interessant zu wissen, welche Annahmen der sehr positiven Bewertung der eher „weichen“ Maßnahmen zur Energieeinsparung zugrunde liegen. Unabhängig davon begrüßt die Expertenkommission die Vergabe eines Gutachtens zur Evaluierung des Energieeffizienzfonds, wie der weiter untenstehenden Diskussion des Endberichts der Gutachter zu entnehmen ist. Zunächst soll aber anhand einer Fallstudie auf Probleme bei der Evaluierung der Initiative Energieeffizienznetzwerke eingegangen werden.

Tabelle 27: Wirkungen der NAPE-Maßnahme und Programme auf Grundlage der Beschlüsse der Parteivorsitzenden der Koalition aus CDU, CSU und SPD vom 01. Juli 2015 (soweit quantifiziert)

Maßnahmen	PEV-Minderung in PJ		EEV-Minderung in PJ	
	2016	2017	2016	2017
NAPE-Maßnahmen (soweit quantifiziert)				
CO_2-Gebäudesanierungsprogramm Wohngebäude	96,50	115,40	76,95	81,34
" Nicht-Wohngebäude	4,79	6,30	3,55	4,62
Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)	1,57	4,12	1,24	3,10
Nationales Effizienzlabel	0,01	2,41	0,01	2,09
MAP Erneuerbare Energien im Wärmemarkt	2,10	3,00	2,30	3,50
KfW-Effizienzprogramm für Produktionsanlagen	9,55	10,09	4,00	6,60
Initiative Energieeffizienznetzwerke	13,26	19,12	9,70	13,90
Energieauditpflicht für Nicht-KMU	4,12	8,25	3,00	6,00
Mittelstandsinitiative Energiewende	0,63	0,88	0,36	0,51
Energieeffiziente und klimaschonende Produktion	2,96	3,94	2,60	3,10
Nationale Top-Runner-Initiative	0,00	0,08	0,00	0,03
StepUp STromEffizienzPotentiale nutzen	0,10	0,62	0,04	0,26
Einsparzähler	0,00	0,01	0,00	0,01
Förderrichtlinie Energiemanagementsysteme	0,52	0,69	0,30	0,40
Energieberatung	7,40	12,80	6,70	8,60
Summe I	**143,51**	**187,71**	**110,75**	**134,05**
Programme auf Grundlage der Beschlüsse vom 1. Juli 2015				
Heizungsoptimierung	0,14	0,85	0,08	0,50
Querschnittstechnologieförderung	2,51	4,61	2,00	2,40
Abwärme	0,78	2,89	0,76	2,44
Summe II	**3,43**	**8,35**	**2,84**	**5,34**
Insgesamt Summe I und II	**147**	**196**	**114**	**139**

Quelle: Auswertung der Maßnahmentableaus im zweiten Fortschrittsbericht zur Energiewende (BMWi, 2019f)

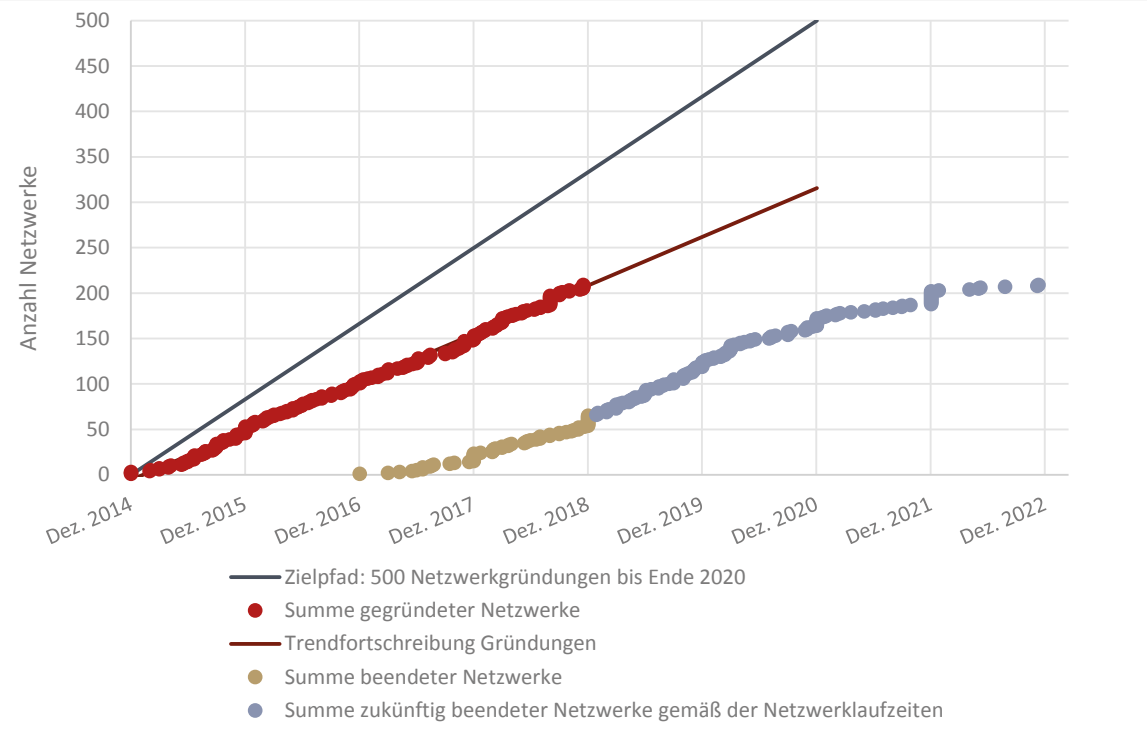
6.3 Fallstudie zur Initiative Energieeffizienznetzwerke

265. Die Expertenkommission verfügt weder über ausreichend Ressourcen noch über die Datenbasis, um die Wirkung aller Einzelmaßnahmen des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) zu überprüfen. Exemplarisch soll daher an dieser Stelle die Initiative Energieeffizienznetzwerke untersucht werden. Im NAPE wird die Initiative Energieeffizienznetzwerke als Sofortmaßnahme mit dem zweithöchsten Einsparpotential aufgeführt: Rund 75 PJ Primärenergie und 5 Mio. t CO_2 sollen bis 2020 jährlich eingespart[39] werden. Dazu sollen von 2015 bis Ende 2020 500 Energieeffizienznetzwerke gegründet werden (BMWi, 2014).

[39] Zu verstehen ist die Aussage folgendermaßen: In den Jahren 2015 bis 2020 werden laufend Energieeinsparmaßnahmen in den Unternehmen umgesetzt. Ab Umsetzung der Maßnahme und über die Lebensdauer der Anlage wird die Einsparung nun jährlich erreicht. Im Jahr 2020 sollen die 500 Netzwerke initiiert und alle Maßnahmen umgesetzt sein. Die aggregierte jährliche Einsparung soll ihr Maximum von knapp 75 Petajoule Primärenergie erreichen und in den darauffolgenden Jahren in gleicher Höhe bestehen bleiben.

266. Abbildung 32 zeigt die bisherige Entwicklung bei der Zahl der Gründungen. Mit Stand Dezember 2018 wurden erst etwas über 200 Netzwerke etabliert (dena, 2019c). In den verbleibenden zwei Jahren bis 2020 müssten also noch knapp 300 Netzwerke gegründet werden, um das Ziel von 500 Netzwerkgründungen bis Ende 2020 zu erreichen. Bei der Betrachtung der bisherigen Dynamik scheint die Zielerfüllung zumindest unwahrscheinlich.

Abbildung 32: Entwicklung bei der Zahl der Gründungen von Energieeffizienznetzwerken



Quelle: Eigene Darstellung nach Grimmer (2018), dena (2019c) und eigenen Berechnungen.

267. Die im NAPE genannte erwartete Einsparwirkung des Instrumentes beruht auf Hochrechnungen der Erfahrungen, die in Vorläuferprojekten gesammelt wurden (ISI *et al.*, 2014). Mittlerweile liegt der zweite Monitoring-Bericht zur Initiative Energieeffizienznetzwerke vor (adelphi und ISI, 2019). Darin werden die Ergebnisse der Evaluierung von 43 Netzwerken vorgestellt. Insgesamt fällt der genannte Monitoring-Bericht ein sehr positives Urteil zu Energieeffizienznetzwerken: Die teilnehmenden Unternehmen bescheinigen der Initiative mit großer Mehrheit ein hohes Kosten-Nutzen-Verhältnis. Die erzielten Einsparungen in den Netzwerken übertreffen die selbstgesteckten Netzwerkziele. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass – bei gleichbleibender Entwicklung der Erfüllungsgrade – die Primärenergieeinsparung von jährlich 75 PJ bereits mit 330 Netzwerken erreicht werden kann. Bei 500 Netzwerkgründungen könnten die Einsparziele sogar deutlich übererfüllt werden (adelphi und ISI, 2019).

268. Nach Prüfung der bereitgestellten Unterlagen auf der Website der Initiative (dena, 2019c, 2019a, 2019b), des Monitoring-Berichts (adelphi und ISI, 2019) und der Untersuchung von Grimmer (2018) bezweifelt die Expertenkommission die Einschätzung, die Initiative könne das Einsparziel realisieren. Hauptkritikpunkt aus Sicht der Expertenkommission ist die Tatsache, dass die im Monitoring der Initiative erfassten Energieeffizienzmaßnahmen auch umfänglich über andere Instrumente gefördert werden. Die Initiative weist auf ihrer Website selbst

auf entsprechende Fördermöglichkeiten für die Potentialanalyse und die Umsetzung der Maßnahmen im Rahmen der Netzwerktätigkeit hin. Unter anderem werden die „Energieberatung im Mittelstand“, „STEP up“ und das „Pilotprogramm Einsparzähler“ genannt. Synergieeffekte sind grundsätzlich zu begrüßen, erschweren aber die Zuordnung von Maßnahmen zu den einzelnen Instrumenten. Im Erhebungsbogen zum Monitoring wird zwar abgefragt, ob weitere Förderprogramme in Anspruch genommen wurden. Es handelt sich aber um eine freiwillige Angabe. Im Monitoring-Bericht zur Initiative wird auf den Sachverhalt nicht eingegangen. Bei der Erfassung der Einsparwirkung muss es zwangsläufig zu Mehrfachzählungen kommen. Ein weiterer Kritikpunkt ist die fehlende Bereinigung der Einsparmaßnahmen um beispielsweise Mitnahme- und Reboundeffekte (für eine Übersicht zu möglichen weiteren Effekten siehe Tabelle 29).

269. Darüber hinaus sind der Expertenkommission die im Folgenden genannten Ungenauigkeiten bei der Berechnung der Einsparung aufgefallen:

- Die Energieträger werden nicht ausreichend differenziert erfasst. Beispielsweise wird bei Strom und sonstigen Gasen nicht zwischen regenerativ und fossil erzeugten Energieträgern unterschieden.
- Die Einsparwirkungen werden unternehmensseitig als Endenergie erfasst. Das Ziel der Initiative ist aber als Einsparung an Primärenergie definiert. Die Initiative gibt Berechnungsvorschriften für die Umrechnung vor. Die fossilen Anteile der Primärenergiefaktoren nach EnEV – oft verkürzt und fälschlicherweise nur als „Primärenergiefaktoren“ bezeichnet – werden zur Umrechnung von Endenergie auf Primärenergie verwendet. Dadurch wird hier nur der fossile Anteil der Primärenergie erfasst. Das Energiewende-Ziel zur Primärenergieeinsparung differenziert aber nicht zwischen fossilen und nicht-fossilen Energieträgern. Durch die Berechnungsvorschrift kommt es bei vielen Effizienzmaßnahmen sogar zu einer Unterschätzung der primärenergetischen Einsparung. Insbesondere bei der Umstellung von Energieträgern kommt es aber durch den nicht definitionsgemäßen Gebrauch der Begriffe Primärenergie und Endenergie und die Verwendung der fossilen Anteile der Primärenergiefaktoren nach EnEV zu einer erheblichen Überschätzung der primärenergetischen Wirkung.
- Im Fall von Erweiterungs- und Zusatzinvestitionen wird die Energieeinsparung durch einen Vergleich mit dem gesetzlichen Mindeststandard oder einem Business-as-usual-Szenario errechnet. Das ist eine gängige Methode. Jedoch kommt es dadurch zu der kuriosen Situation, dass ein absoluter Mehrverbrauch als Energieeinsparung gewertet wird.

270. Der Mehrwert der Initiative Energieeffizienznetzwerke liegt im „Netzwerken“, dem Austausch der Teilnehmer untereinander. Die hohe Anzahl der Teilnehmer – mittlerweile über 2.000 Unternehmen (dena, 2019c) – und das bisherige Monitoring zeigen, dass dieser Austausch von den Teilnehmern der Initiative als sinnvoll und effizient erachtet wird. Vor diesem Hintergrund ist der quantitative Indikator der Anzahl der gegründeten Netzwerke einfach, transparent und verständlich. Es geht darum, möglichst viele Teilnehmer zu gewinnen. Eine Quantifizierung des Mehrwerts der Netzwerke in Energieeinheiten oder Tonnen CO_2-Vermeidung scheint dagegen mit dem bisherigen Monitoring-Ansatz nur schwerlich möglich zu sein. Für ein aussagekräftiges Bottom-up-Monitoring müssten die in den Absätzen 268 und 269 genannten Punkte berücksichtigt und andere und mehr Daten (beispielsweise spezifizierte Energieträger) erhoben werden. Da die Teilhabe und das Engagement aber auf Freiwilligkeit beruht, kann eine erweiterte Datenerhebung die Ziele der Initiative konterkarieren.

271. Die Expertenkommission empfiehlt ergänzende methodische Ansätze für die Evaluierung zu prüfen. Zur Bewertung des Mehrwertes des Netzwerkens könnte analog zu der der Arbeit von Stede (2019) vorgegangen werden. Mithilfe eines Top-down-Ansatzes und Unternehmensdaten der Forschungsdatenzentren der Statischen

Ämter des Bundes und der Länder (FDZ)[40] – unter Verzicht auf Erhebungen bei den Unternehmen – ermittelt der Autor die erzielten Energieeinsparungen von Energieeffizienznetzwerken. Durch den Vergleich der Unternehmen vor und nach der Mitwirkung an einem Energieeffizienznetzwerk sowie den Vergleich mit nichtbeteiligten Unternehmen (Kontrollgruppe) ließen sich Aussagen über die Einsparwirkungen durch die Netzwerktätigkeit treffen. Mitnahme- und Vorzieheffekte sowie Mehrverbräuche durch Produktivitätssteigerungen könnten so berücksichtigen werden.

272. Weder mit dem bisherigen Monitoring-Ansatz noch mit dem hier skizzierten ergänzenden Vorschlag lassen sich jedoch Überschneidungen mit anderen Instrumenten einfach quantifizieren. Dies ist unproblematisch, möchte man nur das Instrument der Energieeffizienznetzwerke für sich bewerten. Möchte man allerdings, wie im NAPE vorgesehen und von der Bundesregierung forciert, eine Aggregation der Einsparwirkungen aller Effizienzinstrumente durchführen, führen die Überschneidungen zu einer Überschätzung der aggregierten Einsparwirkung.

6.4 Zur Evaluierung des Energieeffizienzfonds

273. Zur Durchführung von Maßnahmen zur Erreichung der im Energiekonzept von 2010 festgelegten Ziele wurde bereits im Jahr 2011 der Energieeffizienzfonds auf der Grundlage des „Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens ‚Energie- und Klimafonds'" (EKFG) vom Dezember 2010, zuletzt geändert Ende 2014, etabliert. Er wird aus dem „Sondervermögen Energie- und Klimafonds" gespeist. Der Energieeffizienzfonds untergliedert sich in verschiedene Einzelmaßnahmen, die in Summe den Gesamtfonds bilden. Schon aus rechtlichen Gründen ergibt sich die Notwendigkeit einer Erfolgskontrolle aller staatlich veranlassten Einnahmen und Ausgaben. Dies trifft auch für den Energieeffizienzfonds zu. Dabei ist zu beachten, dass aus dem Energieeffizienzfonds auch vielfach die im NAPE genannten Maßnahmen finanziert werden, so dass es hier zu Überschneidungen kommt. Dies ist bei der Bewertung der jeweiligen Ergebnisse zu beachten. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Expertenkommission die Entscheidung der Bundesregierung, alle Energieeffizienzmaßnahmen seit Januar 2019 ausschließlich aus dem „Energie- und Klimafonds" (EKF) zu finanzieren.

274. Mit der Erfolgskontrolle der aus dem Energieeffizienzfonds geförderten Maßnahmen beauftragte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ein Konsortium aus Fraunhofer ISI, Prognos AG, ifeu und Stiftung Umweltenergierecht (ISI, Prognos *et al.*, 2019). Neben einer Gesamtevaluierung des Energieeffizienzfonds und seiner Einzelmaßnahmen soll das Konsortium auch die Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Fonds aufzeigen.

275. Mit Datum vom 31. Januar 2019 wurde vom Konsortium ein außerordentlich umfangreicher Abschlussbericht mit 549 Seiten vorgelegt, der sich sehr ausführlich mit methodischen Fragen einer Evaluierung auseinandersetzt und dabei u. a. auch Bezug auf die Vorschläge der Expertenkommission für ein „gutes Energieeffizienz-Monitoring" nimmt. Diese Empfehlungen wurden nach Aussagen der Autoren bei der Methodik für die Evaluierung des Energieeffizienzfonds insgesamt und seiner Einzelmaßnahmen berücksichtigt. Die Autoren beabsichtigen, „das Vorgehen zur Evaluierung des Fonds bzw. seiner Maßnahmen auf einer einheitlichen Basis zu beschreiben. Aufgrund der Vielfalt und Heterogenität zielt das Evaluierungssystem darauf, allgemeine Vorgehens- und Handlungsweisen aufzuzeigen und zu beschreiben, die dann je nach Einzelmaßnahme im Einzelnen zu konkretisieren sind. Das vorliegende Dokument folgt der bereits genannten Untergliederung in Ziele, Indikatoren und Methoden" (ISI, Prognos *et al.*, 2019 S. 11).

[40] Forschungsdatenzentren der Statischen Ämter des Bundes und der Länder (FDZ): https://www.forschungsdatenzentrum.de/.

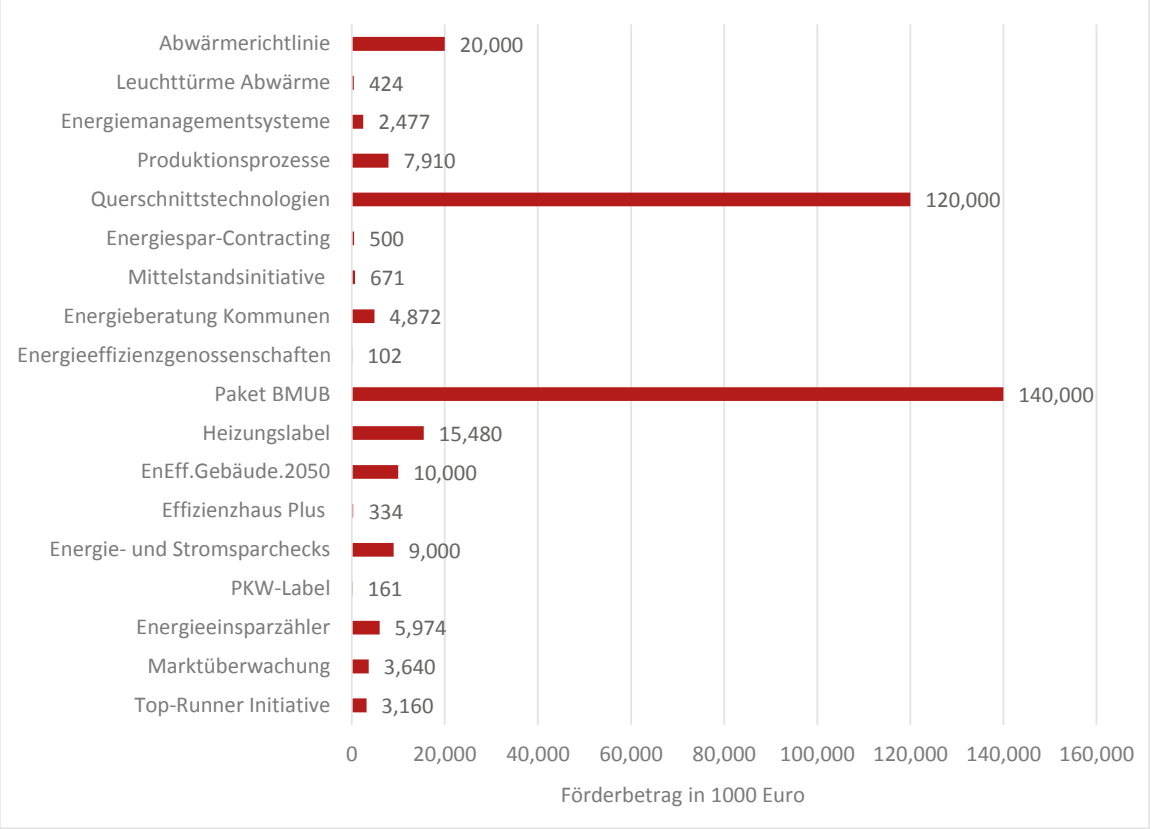
276. Bei dem Energieeffizienzfonds handelt es sich um ein vergleichsweise mittelintensives Förderprogramm wie Abbildung 33 erkennen lässt. Das gesamte Budget für 2017 betrug knapp 345 Mio. Euro, wobei der größte Teil auf nur zwei Programme entfiel, nämlich auf das sog. BMUB-Paket mit 140 Mio. Euro und auf die Förderung von Querschnittstechnologien mit 120 Mio. Euro. Größere Volumen entfallen noch auf die Abwärmerichtlinie mit 20 Mio. Euro, auf die Förderung des Heizungslabels mit 15,5 Mio. Euro und auf das Programm EnEff-Gebäude 2050 mit 10 Mio. Euro. Das BMUB-Programm umfasst die im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) aufgelegte Kommunalrichtlinie sowie den Förderaufruf Kommunale Klimaschutz-Modellprojekte. Da diese Programme extern evaluiert wurden, sind sie nicht Gegenstand der hier vorgelegten Evaluierung des Energieeffizienzfonds.

277. Von den in Abbildung 33 genannten 18 Maßnahmen wurden nur die folgenden 11 Maßnahmen ausführlich evaluiert; davon sind 7 Maßnahmen auch im NAPE (und in Tabelle 27) enthalten :

- Abwärmerichtlinie (auch NAPE)
- Energiemanagementsysteme (auch NAPE)
- Produktionsprozesse (auch NAPE)
- Querschnittstechnologien (auch NAPE)
- Energiespar-Contracting
- Mittelstandsinitiative (auch NAPE)
- Energieberatung Kommunen
- Heizungslabel (auch NAPE)
- Effizienzhaus Plus
- Energie- und Stromsparchecks
- Top-Runner-Initiative (auch NAPE)

Das Fördervolumen für diese Maßnahmen beläuft sich auf insgesamt 184 Mio. Euro, wovon alleine auf die Förderung der Querschnittstechnologien fast zwei Drittel entfallen.

Abbildung 33: Fördervolumen für die im Rahmen des Energieeffizienzfonds behandelten Maßnahmen



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ISI (2019, S. 6).

278. Die Evaluierung der Einzelmaßnahmen folgt einheitlich dem nachstehenden Schema:

- Charakterisierung der Maßnahme: Überblick über die Historie und die rechtlichen Grundlagen der Maßnahme, über die Art und Adressaten der Maßnahmen, ihren Umfang sowie Querverbindungen zu anderen Maßnahmen des Energieeffizienzfonds.
- Ziele und Indikatoren: Ziele der Maßnahme im Gesamtkontext der Evaluierung des Effizienzfonds. Interpretation der Indikatoren für die Bereiche Zielerreichung, Wirkung und Wirtschaftlichkeit.
- Datenerhebung und Auswertung: Überblick über die verwendete Datenbasis und die Art der Daten, die zugrunde gelegte Erhebungsmethodik, die Fortschreibung von Daten und die verwendete Auswertungsmethodik.
- Ergebnisse: Überblick über die Ergebnisse für die Indikatoren in den Hauptbereichen Zielerreichung, Wirkung, Wirtschaftlichkeit und Programmdurchführung.
- Schlussfolgerungen: Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse zu Stärken, Schwächen und Verbesserungspotenzialen für die jeweiligen Maßnahmen in Form von Schlussfolgerungen und Empfehlungen.

279. Für die evaluierten Maßnahmen werden Werte für die jeweiligen Indikatoren (siehe dazu Tabelle 28) für unterschiedliche Jahre bzw. Zeiträume ausgewiesen:

- jährlich neu hinzugekommenen Werte in den Jahren 2011 bis 2017;
- addierte jährliche Werte aus dem letzten Jahr des entsprechenden Förderzeitraums;
- addierte Werte über eine gesamte Evaluierungsperiode (2011-2015, 2011-2016, 2011-2017);
- Werte über die gesamte Lebensdauer einer Effizienzmaßnahme, d. h. einschließlich der über die Evaluierungsperioden hinausgehenden Einsparungen.

280. Bei den Indikatoren wird zwischen quantitativen und qualitativen Indikatoren unterschieden, wobei sich die quantitativen Indikatoren vornehmlich auf die beiden Hauptzielkategorien, nämlich Treibhausgasminderung und Energieeinsparung sowie auf die wirtschaftlichen Indikatoren wie Energiekosteneinsparung, Fördereffizienz und Vollzugskosten beziehen. Die qualitativen Indikatoren betreffen vor allem die Bewertung der Antrags- und Abwicklungsverfahren der jeweiligen Förderung durch die Fördernehmer und Fördergeber. Schließlich wird noch ein qualitativer Indikator zur Bewertung des volkswirtschaftlichen Beitrags der jeweiligen Maßnahme behandelt. Tabelle 28 gibt einen Überblick über die untersuchten Indikatoren und deren jeweilige Maßeinheit. Positiv hervorzuheben ist, dass sämtliche dieser Indikatoren im Bericht ausführlich dargestellt und interpretiert werden.

281. Alle Maßnahmen werden entlang einer Wirkungskette: Mitteleinsatz (Input) – Leistung (Output) – Ergebnis (Outcome) – Wirkung (Impact) bewertet. Ein wichtiger Aspekt der vorliegenden Evaluierung ist die Unterscheidung zwischen Bruttowerten und Nettowerten der Maßnahmenwirkung. Diese Unterscheidung ist insoweit zentral, weil die Evaluierung Aussagen primär dazu treffen sollte, welche Wirkung unmittelbar der zu evaluierenden Maßnahme zuzuschreiben ist. In Tabelle 29 werden die jeweils zu berücksichtigenden Effekte zusammengestellt. Positiv hervorzuheben ist es, dass bei der Bewertung jeder einzelnen Maßnahme auf die jeweils berücksichtigten Effekte je nach Maßgeblichkeit im Text eingegangen wird. Aus Sicht der Expertenkommission wäre es allenfalls wünschenswert, die Einzeleffekte unmittelbar auch tabellarisch auszuweisen. Positiv ist es auch, dass bei der Gesamtschau des Energieeffizienzfonds die Interaktionen zwischen den Einzelmaßnahmen innerhalb des Energieeffizienzfonds berücksichtigt werden.

Tabelle 28: Indikatoren zur Bewertung der zum Energieeffizienzfonds evaluierten Maßnahmen

Indikatoren	Maßeinheit
Beitrag Klimaschutzziele	t CO_2-Äq.
Nutzung Einsparpotentiale Primär- und Endenergie	MWh_{end} bzw. MWh_{pri}
Senkung Brennstoff-, Kraftstoff- und Stromverbrauch	MWh_{end} bzw. MWh_{pri}
Senkung Energiekosten	Euro
THG-Fördereffizienz	kg CO_2-Äq./Euro bzw. Euro/kg CO_2-Äq.
Energie-Fördereffizienz	kWh_{end}/Euro bzw. Euro/kWh_{end}
Kosten Vollzug THG	Euro/kg CO_2-Äq.
Kosten Vollzug Energie	Euro/MWh_{end}
Kosten Vollzug Förderfall	Euro/Förderfall
Hebeleffekt	Dimensionslos
Verfahren (Nehmer)	Qualitativ auf Skala 1 bis 5
Verfahren (Geber) sowie Beitrag Volkswirtschaft	Qualitativ auf Skala 1 bis 10

Quelle: ISI *et al.* (2019, S. 50)

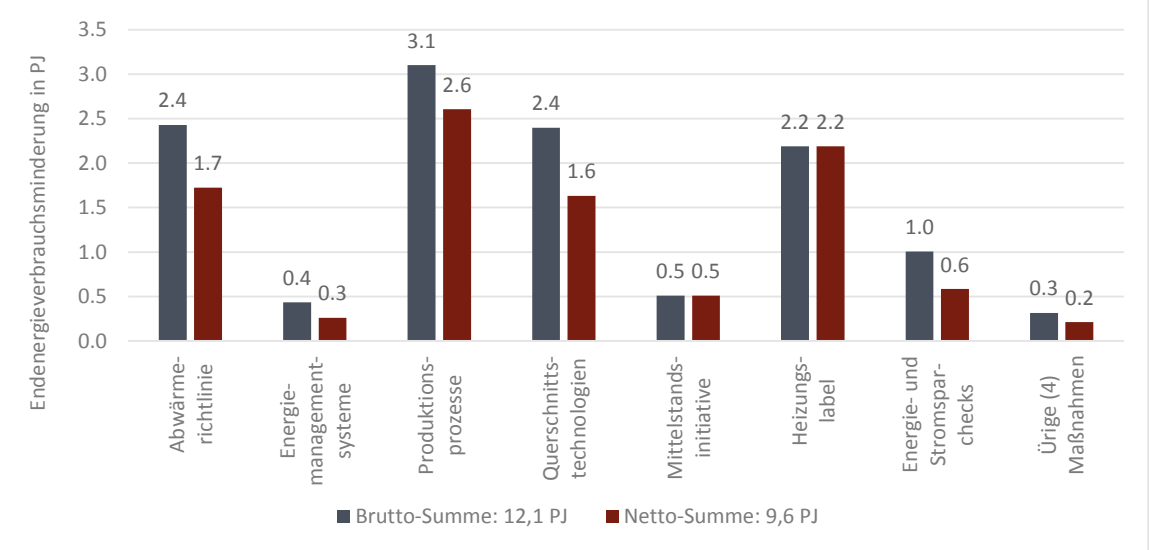
Tabelle 29: Effekte von den Bruttowirkungen zu den Nettowirkungen der Maßnahmen

Effekte	Beschreibung
Bruttowirkung	**Wirkung vor Berücksichtigung der Effekte**
- Mitnahmeeffekte	Effekte durch Mitnahme von Fördermitteln
+ Nachlaufeffekte	Effekte durch noch nicht vollständig realisierte Handlungen
- Vorzieheffekte	Effekte durch frühere Umsetzung von Handlungen
(+/-) Struktureffekte	Effekte durch Veränderungen zentraler Strukturvariablen
(+/-) Übertragungseffekte	Effekte durch Übertragung auf Dritte und andere Bereiche
(+/-) Wechselwirkungen	Effekte durch Wechselwirkungen von Maßnahmen
(+/-) Reboundeffekte	Effekte durch Mehrverbrauch infolge von Energiekosteneinsparungen
= Nettowirkung	**Wirkung nach Bereinigung der Effekte**

Quelle: ISI *et al.* (2019, S. 62)

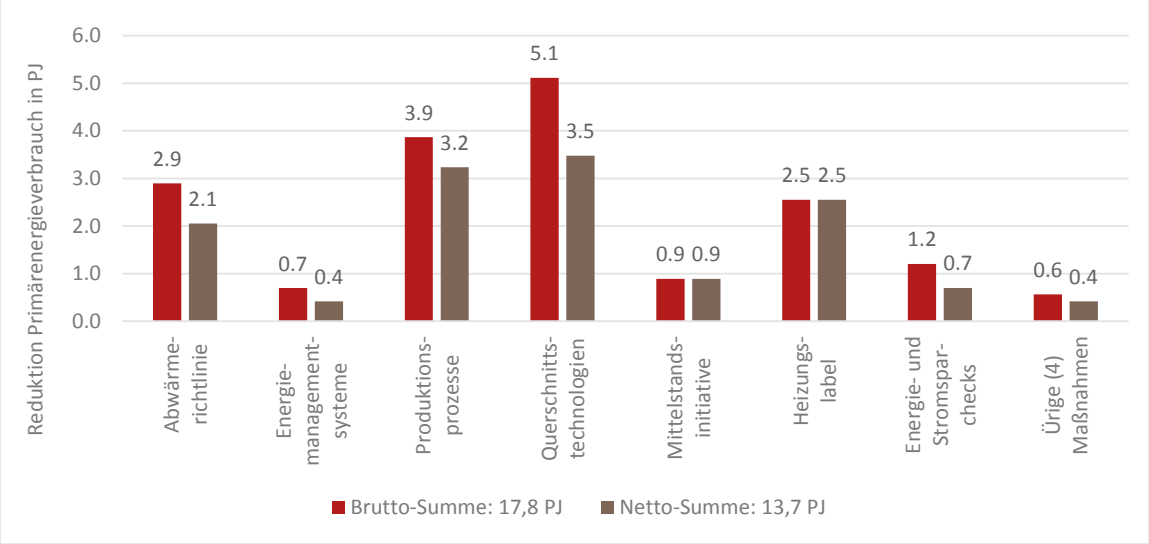
282. Einen Überblick über die evaluierten Maßnahmen zur Reduktion des Endenergieverbrauchs verschafft Abbildung 34. In Summe lassen die 11 evaluierten Maßnahmen eine Brutto-Minderung des Endenergieverbrauchs in Höhe von rund 12 PJ erwarten; unter Berücksichtigung der ergebnisrelevanten Effekte ergibt sich eine Netto-Reduktion um knapp 10 PJ. Auch hier dominieren die Maßnahmen „Querschnittstechnologien“ und „Produktionsprozesse“ das Ergebnis der Endenergieverbrauchsminderung. Zusammen mit der Förderung der Abwärmenutzung und den Heizungslabeln bewirken diese Maßnahmen rund 82 bis 84 % der gesamten Minderungen des Endenergieverbrauchs. Gemessen am Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017 belaufen sich die Anteile der Emissionsminderung aller 11 Maßnahmen ebenfalls auf nur 0,10 bis 0,13 %. Zur Steigerung der Endenergieeffizienz leistet dieser Programmteil offensichtlich einen kaum messbaren Beitrag. Die Ergebnisse für die Reduktion des Primärenergieverbrauchs sind in Abbildung 35 dargestellt. Insgesamt wird hier mit einer Verbrauchsreduktion um nahezu 18 PJ (brutto) bzw. fast 14 PJ (netto) gerechnet, mit der schon bekannten Verteilung auf die vier wirkungsstärksten Maßnahmen.

Abbildung 34: Ergebnisse der Evaluierung des Energieeffizienzfonds: Minderung des Endenergieverbrauchs



Quelle: ISI *et al.* (2019)

Abbildung 35: Ergebnisse der Evaluierung des Energieeffizienzfonds: Reduktion des Primärenergieverbrauchs



Quelle: ISI *et al.* (2019)

283. Wesentlich zur Bewertung der Fördergramme sind nicht nur die Angaben zu den rein quantitativen Wirkungen auf Treibhausgasemissionen und Energieverbrauch, sondern auch Aussagen zur Fördereffizienz der im Rahmen des Energieeffizienzfonds getroffenen Maßnahmen. Als Indikatoren wurden der finanzielle Aufwand je Maßnahme den erwarteten THG-Einsparungen einerseits und den Energieeinsparungen andererseits gegenübergestellt, wobei der finanzielle Aufwand die Summe der spezifischen Maßnahmenaufwendungen (Fördersummen) je Förderprojekt zuzüglich aller Aufwendungen für Abwicklung und Vollzug beinhaltet. Ausgedrückt werden die jeweiligen Ergebnisse in kg CO_2-Äq. / Euro bzw. Euro/ kg CO_2-Äq. für die Fördereffizienz in Bezug auf die Emissionsminderung oder in MWh/Euro bzw. Euro/MWh bezogen auf die Energieverbrauchsreduktion.

284. In folgender Tabelle 30 sind die jeweiligen Werte in Euro je Tonne CO_2-Minderung bzw. in Euro-Cent je eingesparte Kilowattstunde angegeben. Danach zeigen sich beträchtliche Unterschiede zwischen den einzelnen Maßnahmen:

- Die Bruttowerte (Nettowerte) bewegen sich bei der THG-Fördereffizienz zwischen rund 41 (knapp 9) Euro/t CO_2-Äq. beim Energiespar-Contracting und 619 (910) Euro/t CO_2-Äq. bei den Querschnittstechnologien. Es ist bemerkenswert, dass gerade die mit Abstand wirksamste Maßnahmen zur Emissionsreduktion auch die ungünstigste Fördereffizienz aufweist. Vergleichsweise hohe Werte finden sich auch bei der ebenfalls sehr wirksamen Abwärme. Umgekehrt gilt aber auch, dass die zweitwirksamste Maßnahme, die Förderung energieeffizienter Produktionsprozesse, mit lediglich 62 Euro/t CO_2-Äq. (brutto) bzw. 72 Euro/t CO_2-Äq. (netto) eine wesentlich günstigere Fördereffizienz aufweist. Überwiegend bewegt sich die THG-Fördereffizienz brutto wie netto deutlich unterhalb von 100 Euro/t CO_2-Äq.
- Die Relationen der energiebezogenen Fördereffizienz ähneln denjenigen der THG-Fördereffizienz. Die mit Abstand höchsten Brutto- und Nettowerte finden sich bei den Querschnittstechnologien (fast 30

bzw. 44 ct/kWh) und bei der Beratung von Kommunen (14 bzw. 26 ct/kWh). Bei einem Großteil der Maßnahmen liegt die Fördereffizienz bei weniger als 5 ct/kWh.

Tabelle 30: Fördereffizienz ausgewählter Maßnahmen des Energieeffizienzfonds bezogen auf die bewirkte Minderung der Treibhausgasemissionen und des Endenergieverbrauchs

Maßnahmen	THG-Fördereffizienz in Euro/t CO_2-Äq.		Energie-Fördereffizienz in ct/kWh	
	Bruttowert	Nettowert	Bruttowert	Nettowert
Abwärmerichtlinie	325,8	458,9	8,39	11,81
Energiemanagementsysteme	91,0	152,5	2,93	4,90
Produktionsprozesse	62,3	72,4	2,22	2,64
Querschnittstechnologien	618,8	909,9	29,68	43,64
Energiespar-Contracting	41,1	8,6	1,48	0,31
Mittelstandsinitiative	72,5	72,5	2,70	2,70
Energieberatung Kommunen	415,6	815,9	14,31	25,98
Heizungslabel	43,6	43,6	0,10	0,10
Energie- und Stromsparchecks	240,7	415,0	5,82	10,03

Quelle: ISI *et al.* (2019)

285. So sehr die Expertenkommission die Studie inhaltlich und methodisch für gelungen hält, so sehr fühlt sie sich nach den Ergebnissen in der überwiegend kritischen Bewertung der aufgelegten Programme zur Steigerung der Energieeffizienz (wie zur Minderung der Treibhausgasemissionen) bestätigt. Schon die Resultate zu den NAPE-Maßnahmen haben gezeigt, dass die bewirkten Minderungen nur einen kleinen Beitrag zu den vorgegebenen Zielen der Effizienzsteigerung wie der Reduktion des Primärenergieverbrauchs leisten. Die Ergebnisse der Evaluierung von Maßnahmen des Energieeffizienzfonds zeigen durchaus ein ähnliches Bild. Einschränkend möchte die Expertenkommission aber auch darauf hinweisen, dass die Zielsetzung für die jeweiligen Maßnahmen schon von vornherein nicht an den ambitionierten Zielen des Energiekonzepts orientiert waren. Insoweit sind die Ergebnisse der Evaluierung auch vor dem Hintergrund der jeweils maßnahmenbezogenen Ex-ante-Ziele zu sehen. Das erklärt auch, dass das Gutachterkonsortium dem Energieeffizienzfonds eher ein gutes Ergebnis bescheinigt.

Einige Schlussbemerkungen

286. Die Expertenkommission teilt im Wesentlichen die im Kapitel „Energieverbrauch und Energieeffizienz“ des zweiten Fortschrittsberichts der Bundesregierung getroffenen Aussagen zur Ausgangslage und zu den aktuellen wie perspektivischen Problemen. Insbesondere gilt dies für die mehrfach hervorgehobenen Hinweise auf den hohen Handlungsbedarf zur Reduzierung des Energieverbrauchs und zur Steigerung der Energieeffizienz.

287. Solche Aussagen sind auch die originäre Aufgabe eines faktenorientierten Monitoring-Berichts. Für einen Fortschrittsbericht hätte sich die Expertenkommission aber die Benennung konkreter Maßnahmen gewünscht, mit deren Umsetzung die Bundesregierung die Zielerreichung ermöglichen will. Der Hinweis darauf, dass die Bundesregierung plant, im Jahr 2019 eine Energieeffizienzstrategie vorzulegen und zu beschließen, reicht dazu nicht aus. Es wäre für einen Fortschrittsbericht angemessener, wenn der angekündigte „Nationale Aktionsplan Energieeffizienz 2.0“ mit dem „konkreten Maßnahmenpaket für die Dekade 2021-2030 mit Maßnahmen für die Sektoren und übergreifenden Instrumenten“ schon jetzt vorgelegt oder zumindest konkretisiert worden wäre.

288. Es ist auch nicht zu übersehen, dass die jetzt beklagten Zielverfehlungen schon in nahezu allen bisherigen Monitoring-Berichten und den Stellungnahmen der Expertenkommission betont und daraus folgende Gegenmaßnahmen angemahnt wurden. Meist blieb dies aber weitgehend folgenlos. Insoweit wurde in den vergangenen Jahren schon viel Zeit verloren, die es nun gilt, mit umso stärker wirkenden Maßnahmen aufzuholen. Geschieht dies nicht, drohen die Ziele für 2030 deutlich verfehlt zu werden. Es wird auch nicht ausreichen, die vorhandenen, meist kleinteiligen Maßnahmen nur zu intensivieren, vielmehr geht es darum, auf breiter Ebene wirksame Maßnahmen umzusetzen. Dazu können beispielsweise klare wirtschaftliche Anreize durch eine ins Gewicht fallende steuerliche Förderung der Gebäudesanierung und eine merkliche aufkommensneutrale CO_2-Bepreisung (siehe dazu Kapitel 12) gehören.

7 Gebäude

Das Wichtigste in Kürze

Das Energieeinsparziel für den Gebäudesektor wird bis 2020 mit großer Wahrscheinlichkeit verfehlt, da der Endenergiebedarf der Gebäude in den Jahren 2016 und 2017 gestiegen ist. Sowohl in Wohngebäuden als auch im GHD-Sektor sind die seit 2008 erreichten Reduzierungen des Endenergiebedarfs für Raumwärme, Warmwasserzubereitung sowie Prozesswärme und Kälte im GHD-Sektor unzureichend und nicht zielkonform.

Auch die Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte verläuft unzureichend, auch wenn sie auf den ersten Blick scheinbar auf dem Zielpfad liegt: mit einem Anteil von 13,4 % im Jahr 2017 und 13,9 % im Jahr 2018 scheint das Ziel von 14 % im Jahr 2020 formal erreichbar. Da jedoch Änderungen in der Berechnungssystematik nicht durch Anpassungen der Zielsetzung flankiert wurden, sind die ausgewiesenen Anteile mit dem ursprünglich intendierten Ziel nicht vergleichbar. Das Ziel hätte nach einer ersten Abschätzung auf 18-20 % angehoben werden müssen. Somit entsteht eine deutliche Diskrepanz von 4-6 %-Punkten.

Die Effizienzstrategie Gebäude ist gegenüber den Einsparzielen des Energiekonzepts der Bundesregierung zu wenig ambitioniert, setzt aber einen guten Rahmen für die Zielerreichung bis 2030. Es fehlt aber ein entsprechendes Maßnahmenpaket, um die Entwicklung auf den Zielpfad zu bringen.

Die im Berichtszeitraum implementierten Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zu Erhöhung des Anteils Erneuerbaren Energien im Gebäudesektor beschränken sich im Wesentlichen auf Förder-, Informations- und Forschungsprogramme sowie auf eine veränderte Nachweisführung für die Einhaltung rechtlicher Standards. Auf eine Verschärfung des Ordnungsrechts im Kontext des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) wurde verzichtet, und auch die angekündigte steuerliche Absetzbarkeit von energetischen Sanierungen wurde bislang nicht umgesetzt. Zusätzlich erschwert die starke Auslastung des Baugewerbes die Modernisierung des Gebäudebestands.

Für einige Maßnahmen gibt der Fortschrittsbericht erreichte Endenergieeinsparungen in einzelnen Jahren an; diese sind aber hinsichtlich ihrer Berechnungsgrundlage schwer nachvollziehbar. Auch fehlen Informationen darüber, inwieweit diese Maßnahmen komplementär sind oder Überlappungen bestehen. Die Expertenkommission empfiehlt eine nachvollziehbare Darstellung der Annahmen zur Evaluierung der einzelnen Maßnahmen.

Der Fortschrittsbericht nennt keine neuen bzw. zusätzlichen Maßnahmen im Gebäudebereich, sondern verweist auf einen internen Prozess zur Erstellung einer neuen Effizienzstrategie. Ohne Frage sind dringend neue Maßnahmen erforderlich, um die energetische Instandsetzung voranzubringen, doch muss diese sowohl für Gebäudeeigentümer als auch für Mieter attraktiver werden. Die Expertenkommission empfiehlt auch die Einführung einer sektorübergreifenden CO_2-Bepreisung, um die Rahmenbedingungen für energieeffiziente Technologien und die Energieversorgung mit Erneuerbaren zu verbessern (vgl. Kapitel 12).

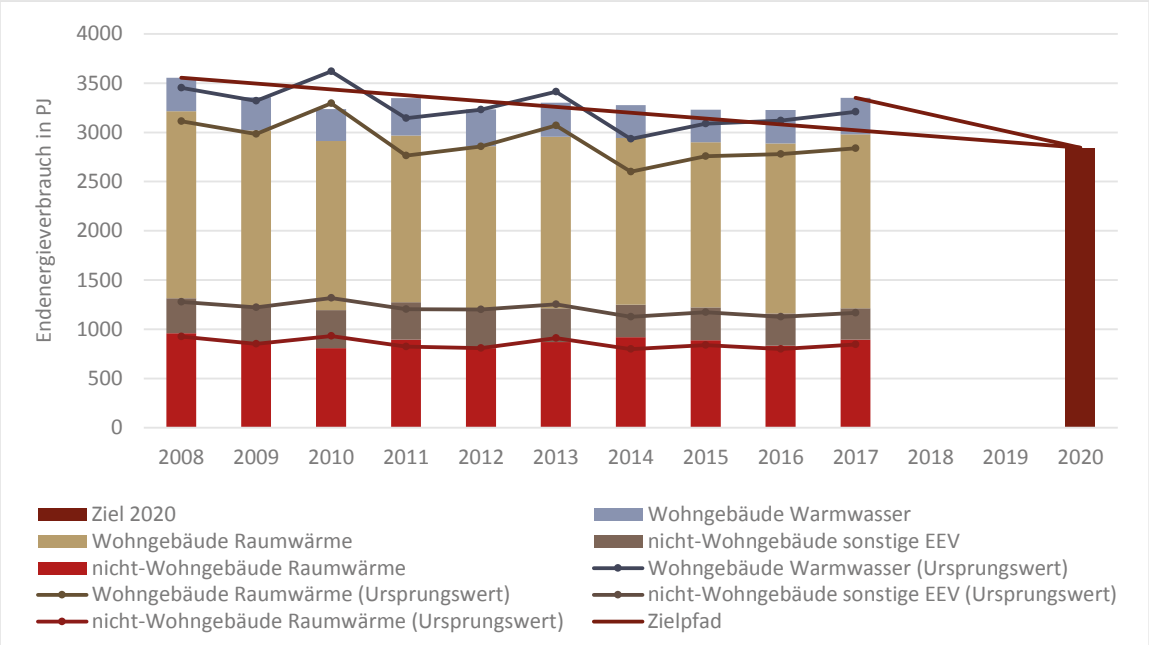
7.1 Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Gebäuden

289. Im Gebäudebereich hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, bis 2020 den Endenergiebedarf für Wärme im Vergleich zum Jahr 2008 um 20 % zu senken. Dieser Indikator umfasst die Raumwärme, die Raumkühlung und Warmwasserbereitung sowie zusätzlich den Stromverbrauch für die fest installierte Beleuchtung in Nichtwohngebäuden. Für das Jahr 2030 hat die Bundesregierung mit ihrem Klimaschutzplan 2050 ein CO_2-basiertes Ziel eingeführt. Die Treibhausgasemissionen sollen auf 70 bis 72 Mio. t CO_2-Äq. von rund 119 Mio. tCO_2Äq. im Jahr 2014 gemindert werden (BMUB, 2016a). Bis zum Jahr 2050 soll ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand erreicht werden.

290. Mit der Trendentwicklung bis zum Jahr 2015 wäre die Erreichung des 2020-Ziels noch möglich gewesen (EWK, 2016). In den Jahren 2016 und 2017 ist der Endenergiebedarf der Gebäude jedoch gestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr beträgt die relative Steigerung für das Jahr 2017 2,9 % (Ursprungswerte) bzw. 3,9 % (temperaturbereinigt). Absolut ist der Bedarf im genannten Zeitraum um ca. 100 PJ gestiegen. Dies ist insbesondere auf einen Anstieg des Endenergiebedarfs des GHD-Sektors und des Warmwasserbedarfs der Haushalte zurückzuführen.

291. Von 2008 bis 2017 ist der Endenergiebedarf der Gebäude damit im Durchschnitt nur um 0,7 % pro Jahr (Ursprungswerte) bzw. 0,8 % pro Jahr (bereinigt) gesunken (vgl. Abbildung 36). Zur Zielerreichung müsste die Reduktion auf 5 % pro Jahr etwa verfünffacht werden. Dies bedeutet, dass die Erreichung des 2020-Ziels nicht mehr realistisch erscheint (vgl. Kapitel 1.1).

Abbildung 36: Entwicklung des temperaturbereinigten Wärmebedarfs (und Ursprungswerte) im Vergleich zum 2020 und 2030 Ziel



Nicht-Wohngebäude sonstige EEV umfasst den Energiebedarf für Warmwasser, Raumkälte und Beleuchtung
Quelle: (AGEB, 2018a)

292. Hauptgründe für den unzureichenden Rückgang sind ein geringer Rückgang des Endenergiebedarfs im GHD-Sektor von nur knapp 4 % und in den Wohngebäuden von knapp 5 %. Insbesondere der Raumwärmebedarf im GHD-Sektor zeigt kaum eine Reduktion über den Zeitraum. Bei den Wohngebäuden sollte sich der Blick insbesondere auch auf den Energieverbrauch zur Warmwasserbereitung und zur sonstigen Prozesswärme und -kälte richten, der seit 2008 stetig gestiegen ist und nun 9 % über dem Wert im Jahr 2008 liegt. Beim Raumwärmebedarf der Wohngebäude ist seit 2015 eine steigende Tendenz zu erkennen. Dies gilt auch für den spezifischen Bedarf pro Quadratmeter Wohnfläche (BMWi, 2019f). Der gebäudebezogene Endenergiebedarf der Industrie hat sich hingegen zielkonform um knapp 22 % von 2008 bis 2017 reduziert. Dieser spielt jedoch im Vergleich zu den anderen beiden Sektoren eine untergeordnete Rolle.

293. Die Effizienzstrategie Gebäude (ESG) (BMWi, 2015) wird im Fortschrittsbericht als der wichtige Leitfaden für die langfristige Zielerreichung im Gebäudebereich benannt. Der klimaneutrale Gebäudebestand soll durch

eine gesteigerte Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien erreicht werden. Dabei können sich Effizienz und Erneuerbare Energien zum Teil ersetzen. Dies wird über zwei mögliche Zielkorridore aufgezeigt, die damit einen Rahmen für die Entwicklung setzen: die erste Zielplanke setzt auf eine verstärkte Energieeffizienz, die zweite Planke auf einen verstärkten Anteil Erneuerbare Energien.

294. Zu kritisieren ist, dass die ESG nicht das 2020-Ziel im Gebäudebereich berücksichtigt: Bereits das Szenario, das auf Effizienz setzt, weist einen höheren Endenergieverbrauch auf als dem 2020-Ziel entsprechen würde. Mit Blick auf 2030 und das gesetzte Ziel aus dem Klimaschutzplan von 70- 72 Mio. t CO_2-Äq. ist die Gebäudestrategie aber zielkonform: der Effizienz-Pfad resultiert in Treibhausgasemissionen in der Größenordnung von 70 Mio. t CO_2 während der Erneuerbare-Energien-Pfad das Ziel unterschreitet und in Treibhausgasemissionen von rund 61 Mio. t CO_2 resultiert.

295. In der Analyse der vergangenen Entwicklung im Gebäudebereich stimmt die Expertenkommission weitgehend den im zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung enthaltenen Aussagen zu, die sich im Vergleich zum letzten Monitoring-Bericht (BMWi 2016) im Übrigen nicht sonderlich geändert haben. Dies gilt insbesondere für die Aussage, dass es „unwahrscheinlich“ ist, den Wärmebedarfs bis 2020 um 20 % zu reduzieren und dass insofern noch „erhebliche weitere Anstrengungen erforderlich [sind], um das Ziel so schnell wie möglich zu erreichen“ (vgl. Kapitel 6.1.1 und „Zentrale Botschaften des zweiten Fortschrittsberichts“ in BMWi, 2019f).

296. Der Fortschrittsbericht nennt aber (fast) keine weiteren Maßnahmen, die diese Diskrepanz adressieren sollen, sondern verweist auf einen internen Prozess zur Erstellung einer Effizienzstrategie (vgl. auch Kap. 7.4). Klar ist, das dringend neuen Maßnahmen erforderlich sind, um das 2030 Ziel zu erreichen, die die energetische Instandsetzung für Gebäudebesitzer, aber auch für Mieter attraktiver machen.

297. Die Expertenkommission erneuert daher ihre Empfehlung, eine für alle Sektoren wirksame CO_2-Bepreisung einzuführen. Eine Abgabe auf CO_2 setzt Anreize, in klimaneutrale Gebäude und Energieträger zu investieren und dabei technologieoffen und kosteneffizient zu bauen bzw. zu sanieren. Darüber hinaus würde eine CO_2-Abgabe zu der im Koalitionsvertrag angekündigten Entbürokratisierung des Ordnungsrechts beitragen, da sie die Vielfalt an Abgaben und Umlagen (EEG-Umlage/KWKG-Umlage, Stromsteuer, Energiesteuer etc.) aufkommensneutral ersetzen könnte (vgl. Kapitel 12).

7.2 Entwicklung der erneuerbaren Wärme- und Kälteerzeugung

298. Im Fortschrittsbericht (BMWi, 2019f) wird die Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nur äußerst knapp dargestellt. Die Darstellung enthält die wesentliche Aussage, dass in 2017 die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien um rund 5,5 TWh auf 170,93 TWh leicht zugenommen hat. Im Jahr 2018 konnte das Niveau mit 170,88 TWh gehalten werden (BMWi, 2019e). Der Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte war jedoch im Jahr 2017 trotz des absoluten Zuwachses rückläufig. Er betrug im Jahr 2017 nur 13,4 % (2016: 13,5 %). Im Jahr 2018 stieg der Anteil bei gleicher absoluter Erzeugung um einen halben Prozentpunkt auf 13,9 %, was auf den vor allem witterungsbedingt rückläufigen gesamten Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte zurückzuführen war.

299. Aus Sicht der Expertenkommission lässt die Darstellung im Fortschrittsbericht erneut wichtige Aussagen vermissen. Am 1. Januar 2009 trat das Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz – EEWärmeG) in Kraft. Das Gesetz sieht vor, dass zur Beheizung neuer Gebäude zu einem bestimmten Anteil auf erneuerbare Energien zurückgegriffen werden muss. Ziel und Zweck der Vorschrift ist es, durch die Einführung einer verpflichtenden Quote zur Nutzung von Wärme aus erneuerbaren Energiequellen im Neubaubereich (keine Sanierungen) den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis spätestens zum Jahr 2020 auf 14 Prozent zu erhöhen. Als Bezugsgröße zur Messung der

Zielerreichung dient der Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte (2018 vorläufige Schätzung der AGEE-Stat: 1.230 Mrd. Kilowattstunden). Der Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte ist definiert als der gesamte Energieverbrauch zur Erzeugung von Wärme und Kälte in den Anwendungsbereichen Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klima- und Prozesskälte in den Sektoren Private Haushalte, GHD und Industrie ohne den Einsatz von elektrischer Energie.[41]

300. Auffällig ist, dass die Zeitreihe des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach den Publikationen der AGEE-Stat (Erneuerbare Energien in Zahlen) (BMWi, 2019e), die zugleich die Grundlage für den Fortschrittsbericht der Bundesregierung darstellen, in der Vergangenheit erheblichen Korrekturen und rückwirkenden Anpassungen unterlag. So variiert der Anteil erneuerbarer Energien, je nachdem welchen Datenstand man der Betrachtung zugrunde legt, z.B. im Berichtjahr 2013 zwischen 9,1 % (Erneuerbare Energien in Zahlen 2013) und 14,3 % (Erneuerbare Energien in Zahlen 2017). Für andere Berichtsjahre ergeben sich ähnliche Spreizungen (siehe Abbildung 37). Eine belastbare und zugleich sachgerechte Festlegung der Kennziffer „Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch Wärme und Kälte“ stößt offensichtlich auf erhebliche empirische Schwierigkeiten. Häufige methodische Änderungen und damit verbundene rückwirkende Anpassungen der Daten zur Festlegung des Wärmeverbrauchs aus erneuerbaren Energien (Zähler) sowie der Bezugsgröße Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte (Nenner) implizieren naturgemäß hohe Unsicherheiten im Rahmen der Evaluation von Zielerreichungsfortschritten.

301. Leider ist die Bundesregierung – weder in früheren, noch im vorliegenden Fortschrittsbericht – auf die Ursachen der zahlreichen (auch rückwirkenden) Veränderungen dieser Zeitreihen bzw. den damit zwangsläufig verbundenen Unsicherheiten bei der Festlegung des endgültig zu beobachtenden Anteils des Wärmeverbrauchs aus erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte eingegangen. Die methodischen Hintergründe der laufenden Revisionen und Anpassungen werden nicht beleuchtet. Es liegt auf der Hand, dass all dies eine abschließende Beurteilung der tatsächlich realisierten Zielfortschritte im Rahmen der Umsetzung des EEWärmeG durch die Expertenkommission erheblich erschwert. Auf dieser unsicheren Grundlage lassen sich letztendlich auch keine belastbaren Maßnahmen bzw. Empfehlungen zur Forcierung bzw. Unterstützung der im EEWärmeG formulierten Zielsetzungen herleiten.

302. Aus Sicht der Expertenkommission lässt sich ein Teil der skizzierten rückwirkenden Veränderungen und Revisionen der Zeitreihen und damit verbundene Schwankungen des Zielwertes vor allem auf zwei Ereignisse zurückführen:

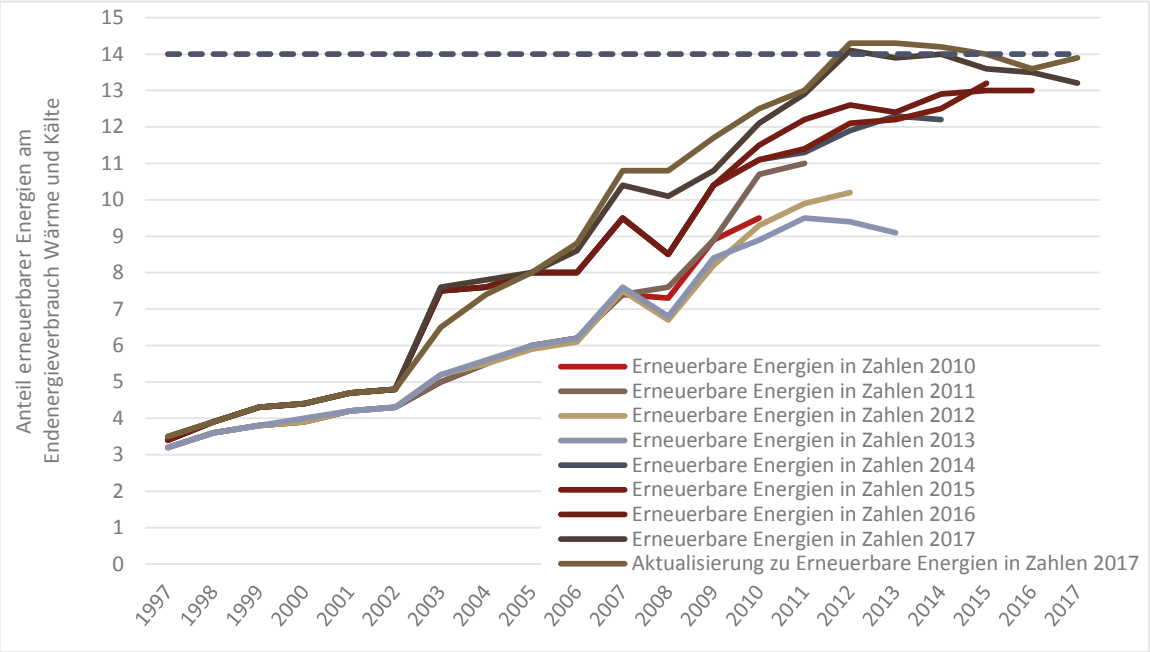
- Berichtsjahr 2014: Der Stromverbrauch für Wärme und Kälte wird nicht mehr im Nenner berücksichtigt. Allein diese methodische Änderung bedeutet einen Anstieg des erneuerbaren Anteils am Wärmeverbrauch (Endenergieverbrauch) um rund 2 Prozentpunkte.
- Berichtsjahr 2017: Es erfolgten offensichtlich umfangreiche Revisionen diverser Zeitreihen der AGEE-Stat, darunter insbesondere der Daten zum Wärmeverbrauch aus erneuerbaren Energien. Die mit Abstand deutlichste Anpassung erfuhr die Zeitreihe zur Erfassung Holzverbrauchs in privaten Haushalten ab dem Berichtsjahr 2005.

303. Kritisch erscheint in diesem Zusammenhang, dass die durchgeführten Revisionen, veränderten Ausgangswerte und Wechsel in der Rechenmethodik nicht durch eine entsprechende Anpassung der Zielsetzung flankiert

[41] Völlig unklar bleibt an dieser Stelle, wie in früheren Berichten bereits diskutiert, der Zusammenhang zwischen den Zielsetzungen des EEWärmeG in den Bereichen Gebäudebeheizung und Warmwasserbereitstellung und dem Energieverbrauch für Prozesswärme und -kälte im Industriesektor, der immerhin rund 35 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte verursacht, jedoch konjunkturellen Einflüssen unterliegt und somit in keinerlei Wechselwirkung mit dem EEWärmeG steht.

wurden, worauf die Expertenkommission bereits in vorherigen Stellungnahmen (z.B. zum Monitoring-Bericht 2014) ausdrücklich hingewiesen hat. Das ursprünglich avisierte Ziel von 14 % hätte nach eigner Schätzung unter Berücksichtigung unterschiedlicher Entwicklungstrends auf 18 bis 20 % angehoben werden müssen. Die sich ergebende Diskrepanz zu dem im Jahr 2018 erreichten Anteil (13,9 %) von 4-6 %-Punkten verdeutlicht die fehlende Dynamik in der Wärmewende.

Abbildung 37: Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach AGEE-Stat und BREG-Monitoring- bzw. Fortschrittsberichten



Quelle: AGEE-Stat (2019e) und BMWi (2016)

304. Im zweiten Fortschrittsbericht fehlt darüber hinaus eine Analyse der Entwicklung der einzelnen erneuerbaren Wärmetechnologien, die Rückschlüsse auf die verschiedenen Entwicklungstrends bei der „Wärmewende“ erlauben würde. So heißt es im Kapitel 6 des zweiten Fortschrittsberichts zwar, dass im Zuge des Marktanreizprogramms 2017 Investitionszuschüsse in Höhe von 196,7 Mio. Euro ausgereicht wurden. Hier wird eine positive Entwicklung suggeriert, da dies einer Steigerung um 8 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Eine Einordnung gegenüber dem ursprünglichen Ziel des EEWärmeG, Fördermittel in Höhe von bis zu 500 Mio. Euro pro Jahr zur Unterstützung von Investitionen in Technologien zur Nutzung erneuerbarer Wärme bereitzustellen, erfolgt jedoch ebenso wenig wie eine Analyse zur Investitionsverteilung auf die Einzeltechnologien. Die Expertenkommission hält eine tiefergehende Analyse für eine Erfolgskontrolle unerlässlich, nicht zuletzt um im Sinne eines Fortschrittsberichts die Zukunftsperspektive für die erneuerbare Wärmebereitstellung aufzuspannen (siehe auch Kapitel 2) und weiterführende Maßnahmen zu entwickeln.

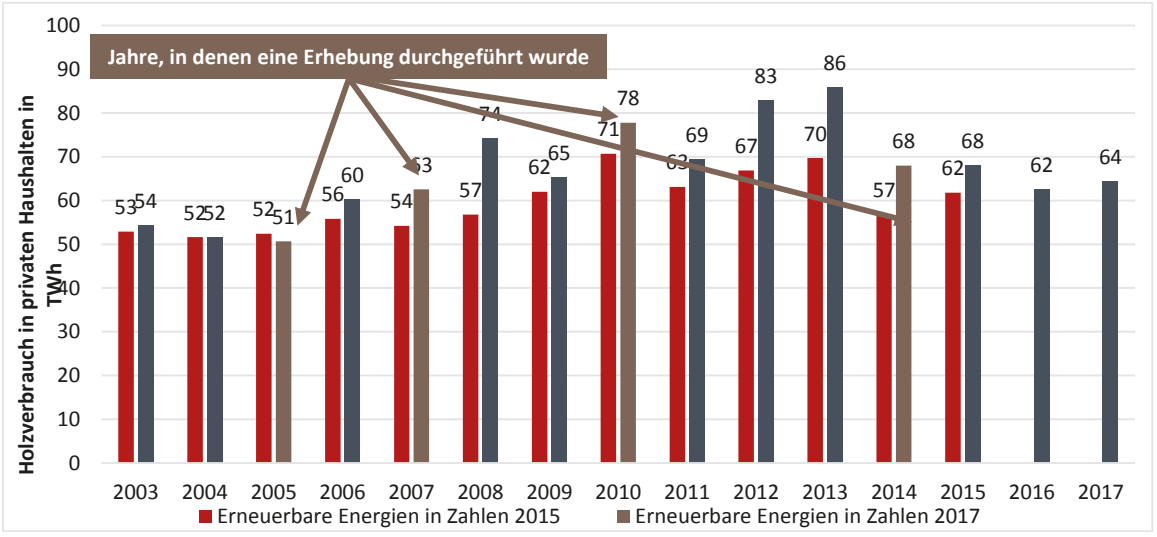
305. In der Einzelbetrachtung des Jahres 2017 ist der Zuwachs von rund 4,1 TWh gegenüber dem Jahr 2016 auf den vermehrten Einsatz von Biomasse – insbesondere von biogenen Festbrennstoffen – zurückzuführen. Betrachtet man allerdings die Zeitreihe, lag der Holzverbrauch von privaten Haushalten in den Vorjahren bereits deutlich höher. Gemäß AGEE-Stat (2019e) wurde das Maximum im Jahr 2012 mit 84 TWh erreicht, was gut 19 TWh höher lag als 2017. Die Schlussfolgerung aus dem Fortschrittsbericht, dass der Zuwachs im Jahr 2017 auf der weiteren Verbreitung moderner Holzpelletheizungen beruht, erscheint vor diesem Hintergrund nicht belegt.

Auch ein Blick auf die Investitionszeitreihe (BMWi, 2019e) scheint diese These nicht zu stützen: Die Investitionen in Biomasseanlagen zur Wärmeerzeugung verharren seit Jahren auf eher gleichbleibendem Niveau mit leicht rückläufiger Tendenz. Im Jahr 2018 ging die Wärmebereitstellung aus Biomasse leicht zurück (ca. 2 TWh). Hier werden auch die obengenannten Unsicherheiten bezügliche der Belastbarkeit der Zahlen erneut sichtbar.

306. Aus Sicht der Expertenkommission sind gerade die Ergebnisse der Revision des Holzverbrauchs der privaten Haushalte unplausibel volatil. Betrachtet man die Erhebungen der Mantau-Studien zur Energieholzverwendung (Mantau und Sörgel, 2006; Mantau und Mantau, 2008; Mantau, 2012) (blaue Balken) und die mit Hilfe des eingesetzten Regressionsmodells geschätzten Zwischenjahre (gelbe Balken), so fallen insbesondere in den Jahren 2008, 2012 und 2013 sprunghafte Ausreißer bzw. Steigerungen des geschätzten Holzverbrauchs der privaten Haushalte ins Auge (vgl. Abbildung 38). Diese wiederholten extremen Ausschläge sind aus Sicht der Expertenkommission nicht nachvollziehbar, da der Holzverbrauch in privaten Haushalten zwar eine gewisse Abhängigkeit von der Witterung und den Energiepreisen aufweist, jedoch in erster Linie durch den Kapitalstock (Bestand) an Erst- und Zweitheizungssystemen in Wohngebäuden beeinflusst wird.

307. Die Wärmebereitstellung aus Solarthermie nahm trotz verbesserter Witterungsbedingungen im Jahr 2017 lediglich um 160 GWh zu, im Jahr 2018 um gut 1 TWh. Mit diesem starken Zuwachs wurden im Jahr 2018 insgesamt 8,8 TWh solarthermische Wärme erzeugt. Diese Steigerung dürfte zumindest teilweise witterungsbedingt gewesen sein und kann daher nicht als Indiz für eine neue Investitionswelle in die Solarthermie gewertet werden. Die Expertenkommission möchte auch in diesem Zusammenhang auf Auffälligkeiten hinweisen. Die bisherige Berechnung des Beitrages solarthermischer Energie zur Raumheizung und Warmwasserbereitstellung fußt auf Berechnungen zum Bestand der installierten Kollektorfläche, Informationen zur horizontalen Globalstrahlung und einer dimensionslosen, in geographischer, zeitlicher und technologiespezifischer Hinsicht konstanten Kennziffer.

Abbildung 38: Holzverbrauch der Privaten Haushalte nach AGEE-Stat und BREG-Monitoring- bzw. Fortschrittsberichte



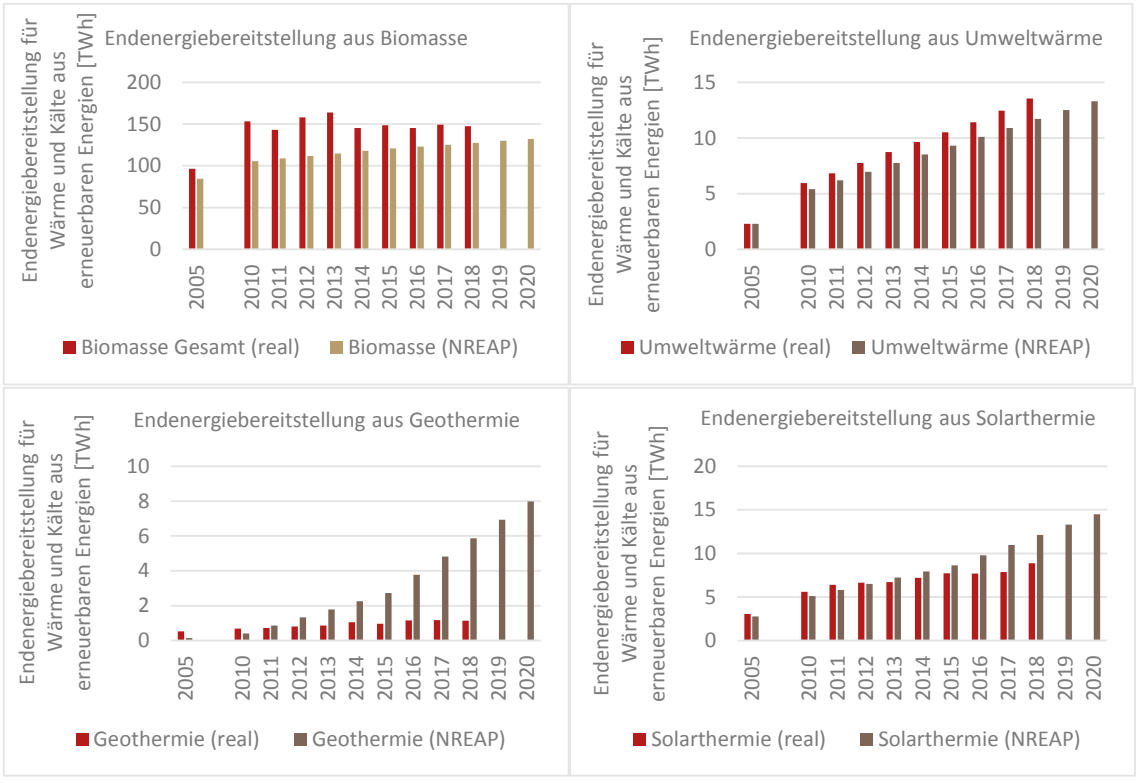
Quelle: AGEE-Stat (2019) und BMWi (2016)

308. Im Vergleich zu früheren Publikationen wurde die Zeitreihe der solarthermischen Energiegewinnung im Vorfeld des vorliegenden Fortschrittsberichts von der AGEE-Stat überarbeitet: In den Berechnungen der Kollektorfläche wurde eine gestaffelte Lebensdauer einzelner Betriebsjahrgänge unterstellt, um den Austausch oder

die Außerbetriebnahme von älteren bzw. defekten Kollektoren abzubilden. Die Auswirkungen dieser sachgerechten Änderung auf das Ergebnis sind jedoch eher vernachlässigbar: Im Jahr 2016 verringert sich der Wärmeertrag nur geringfügig um 1,4 % gegenüber vorangegangenen Publikationen.

309. Vergleicht man jedoch den (revidierten) Kollektorflächenbestand der AGEE-Stat mit dem Kollektorflächenbestand, den die AG Energiebilanzen für Deutschland ansetzt, wird eine spürbare Diskrepanz sichtbar. Während die AGEE-Stat von insgesamt 19,1 Mio. m^2 installierter Kollektorfläche ausgeht, kommt die AG Energiebilanzen lediglich auf 15,4 Mio. m^2. Die Gründe für diese Differenzen sind nicht ersichtlich. Die Umstellung der Kollektorsterberate, die die AGEE-Stat auch in Anlehnung an die publizierten Annahmen der AG Energiebilanzen vollzogen hat, scheidet aufgrund der geringen Auswirkungen als Ursache aus. Als plausible Erklärung der Unterschiede kommt die Definition der tatsächlich für die Wärmegewinnung nutzbaren Kollektorfläche in Frage. In den Modellen der AG Energiebilanzen kommt zur Berechnung des nutzbaren Kollektorflächenbestandes die im Vergleich zu den Abmessungen eines Kollektors wesentlich kleinere Aperturfläche zum Einsatz. Die Aperturfläche lässt Bereiche wie z.B. den Kollektorrahmen, der selbstverständlich keinen Beitrag zur Energiegewinnung liefert, unberücksichtigt. Im Rahmen einer tiefergehenden Analyse des verwendeten methodischen Ansatzes der AGEE-Stat fällt eine weitere Besonderheit ins Auge: der Kollektorflächenbestand multipliziert mit dem Globalstrahlungsangebot und einer dimensionslosen, unveränderlichen Kennziffer ergibt im Ergebnis den vom Kollektor bereitgestellten Solarertrag bzw. das strahlungsabhängige Solarpotenzial und nicht den Verbrauch an solarthermischer Energie. Die Expertenkommission weist darauf hin, dass der im EEWärmeG festgelegte Zielparameter nicht auf Potenziale oder theoretische Ertragsmengen abzielt, sondern den Endenergieverbrauch, also die tatsächlich vom Endverbraucher genutzte (solarthermische) Energie.

Abbildung 39: Entwicklung der absoluten Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien für Wärme und Kälte in TWh real und nach NREAP nach Einzeltechnologien.



Quellen: AGEE-Stat (2019e) und BRD (o.D.)

310. Die Bereitstellung aus Umweltwärme und oberflächennaher Geothermie stieg im Jahr 2017 nennenswert um 1 TWh auf 12,4 TWh. Dieser kontinuierliche Wachstumspfad konnte auch 2018 fortgesetzt werden, so dass 13,55 TWh aus Umweltwärme erreicht wurden. Die Entwicklung der Wärmepumpen findet in Kapitel 13 des Fortschrittsberichts kurz Erwähnung. So wird der Zuwachs seit 2008 hinsichtlich der Anzahl, der thermischen und der elektrischen Leistung erwähnt. Auch dies lässt jedoch keine Schlüsse auf den Erfolg oder Misserfolg der Wärmewende zu. Hierzu bedürfte es eines Vergleichs mit einer Zielgröße, etwa mit den im Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien (NREAP) (BReg, o.D.) avisierten Beiträgen der Einzeltechnologien zur Wärmebereitstellung. Hier lassen sich teilweise deutliche Abweichungen erkennen, wie Abbildung 39 ausweist.

311. So wurde bei der Erstellung des Nationalen Aktionsplans für erneuerbare Energie (NREAP) von deutlich größeren Beiträgen der tiefen Geothermie und der Solarthermie ausgegangen. Die Entwicklung der Umweltwärme durch den Einsatz von Wärmepumpen bewegt sich leicht über dem NREAP-Zielpfad. Für die Biomasse wurde im NREAP nur der Einsatz von Biogas, Bioöl und fester Biomasse (Holz) modelliert. In die Bilanz der AGEE-Stat fließen jedoch auch Klärgas, Deponiegas und der biogene Anteil des Abfalls auf die Wärmebereitstellung aus Biomasse ein. Daher ist der von der AGEE-Stat ausgewiesene Anteil der Biomasse für Wärme entsprechend höher. Hierdurch übersteigt die aktuell erreichte Gesamtsumme für erneuerbare Wärme und Kälte von 170 TWh (2018) den NREAP-Zielpfad (2018: 157 TWh) und hätte somit in absoluten Zahlen den für 2020 gesetzten Zielwert von 167 TWh bereits übererfüllt. Für den NREAP-Zielpfad war hinsichtlich des Anteils der erneuerbaren Energien ein deutlich stärkerer Rückgang des Gesamtverbrauchs unterstellt als in der Realität zu beobachten war. Da insbesondere die Beiträge der Technologien außerhalb der Biomasse deutlich hinter den Zielpfad zurückfallen, sind bezüglich der Wärmewende doch erhebliche Defizite zu beklagen. Die Einschätzung des Fortschrittsberichts über die Zielerreichung für das Jahr 2020, die sich ausschließlich auf die Zielarchitekturstudie stützt und von einer Übererfüllung des Wärmeziels ausgeht, wird von der Expertenkommission daher nicht geteilt.

7.3 Bestehende Förderprogramme und Neuerungen im Ordnungsrecht

312. Der Fortschrittsbericht listet eine Reihe von bestehenden Maßnahmen auf. Die Mehrheit der Maßnahmen sind Förderprogramme. Die einzige ordnungsrechtliche Neuerung ist die Zusammenführung der den Gebäudesektor betreffende Regulierungen im neuen Gebäudeenergiegesetz (GEG). Auf eine Verschärfung des Ordnungsrechts wurde dabei verzichtet. Insbesondere wurden die bisherigen energetischen Anforderungen an den Neubau (vgl. Ziffer 318ff) und Sanierungen (vgl. Ziffer 319ff) im Kern unverändert fortgeschrieben.

313. Zwei wesentliche Neuerungen betreffen die Nachweisführung für die gesetzlichen Anforderungen bei Neubauten sowie Sanierungen. Die erste Neuerung ist die Aufnahme einer Innovationsklausel, der zufolge die Erfüllung der gesetzlichen Mindestanforderungen nicht über die Primärenergie, sondern über eine Reduzierung der Treibhaugasemissionen in Kombination mit einem Höchstwert für den Endenergiebedarf nachgewiesen werden darf. Da sich die politische Zielsetzung seit dem Erlass der ersten Energieeinsparverordnung 1976 verschoben hat und das übergeordnete Ziel der Klimaschutz und nicht die Energieeffizienz ist, kann eine solche Anpassung der Bewertungsgröße sinnvoll sein. Insbesondere bei Sanierungen kann eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen gegebenenfalls kostengünstiger über einen Austausch der technischen Anlagen und Energieträger als über eine umfassende Dämmung erreicht werden (vgl. z. B. Holm *et al.* 2011). Allerdings erhöht eine Änderung der Bewertungsgröße alleine nicht die Sanierungsaktivität oder -tiefe. Hierfür sind weitere Maßnahmen erforderlich, insbesondere die bereits mehrfach erwähnte CO_2-Bepreisung.

314. Die zweite Änderung ist die Ermöglichung der Quartiersbilanzierung. In einem Quartier müssen somit die energetischen Anforderungen nicht von den einzelnen Gebäuden, sondern von dem Quartier als Ganzes erfüllt werden. Diese Neuerung ermöglicht die Implementierung von Systemlösungen und kann in Kombination mit der

Nachweisführung über das CO_2-Äquivalent (siehe Abschnitt 313) z.B. den Bau von Nahwärmenetzen sowie Lastverschiebungen im Quartier begünstigen. Diese Gesetzesänderung trägt der Tatsache Rechnung, dass ein klimaneutraler Gebäudestand nicht nur durch Maßnahmen an einzelnen Gebäuden, sondern auch durch Quartierslösungen zu erreichen ist (vgl. z. B. Stockinger 2016). Diese Neuerung ist begrüßenswert, sie bedarf allerdings eines sorgfältigen Monitorings, um sicherzustellen, dass sie tatsächlich zu einer Effizienzverbesserung und Emissionsreduzierung und nicht zum Aufweichen gesetzlicher Standards führt.

315. Der Fortschrittsbericht nennt neben dem GEG eine Reihe von weiteren Maßnahmen, hauptsächlich die finanzielle Förderung für Gebäudeeffizienzmaßnahmen. Das BMWi möchte die Förderprogramme „CO_2-Gebäudesanierungsprogramm“ und „Marktanreizprogramm“ (MAP) bis 2020 zusammenlegen (BMWi, 2019f). Dies hatte die Expertenkommission schon in früheren Stellungnahmen angeregt und begrüßt daher dieses Vorhaben. Auch die Erarbeitung von leicht verständlichen Förderangeboten und schlankere Antragsverfahren begrüßt die Expertenkommission, wobei die Resultate noch zu bewerten sein werden.

316. Für acht Maßnahmen gibt der Fortschrittsbericht die jeweils erreichte Endenergieeinsparung für die Jahre 2016 und 2017 an. Dies sind hauptsächlich Förderprogramme für Sanierungen. Dazu kommen zwei Informationsinstrumente, die ebenfalls auf Sanierungen zielen und ein Programm zur Forschungsförderung, das auf neue Lösungen sowohl für den Neubau als auch für Sanierungen zielt. Mit Ausnahme des Anreizprogramms Energieeffizienz (APEE), das speziell Wohnungseigentümer adressiert, zielen alle Förderprogramme auf Wohn- und Nichtwohngebäude. Gemäß Fortschrittsbericht wurden die höchsten Endenergieeinsparungen im Jahr 2017 durch das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm für Wohngebäude erzielt, gefolgt von der Energieberatung, dem CO_2-Gebäudesanierungsprogramm für Nichtwohngebäude und dem Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP). Deutlich weniger Einsparungen werden durch das Programm nationale Effizienzlabel für Heizungsanlagen und das Programm Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich ausgewiesen. Für das Energieforschungsprogramm EnEff.Gebäude 2050 können die erzielten Einsparungen nicht quantifiziert werden.

317. Die erzielten Endenergieeinsparungen summieren sich auf rund 100 PJ für das Jahr 2017, wobei das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm für Wohngebäude rund 80 PJ davon liefert. Im Fortschrittsabgaben fehlen Angaben zu wichtige Maßnahmen mit ihrer Einsparwirkung wie insbesondere die bisherige Energieeinsparverordnung bzw. das jetzige GEG. Im Fortschrittsbericht wird nicht geklärt, gegenüber welcher Referenz die genannten Einsparungen zu beurteilen sind, ob und in wie weit Überlappungen der Programme berücksichtigt wurden und ob Rebound-Effekte einbezogen wurden. Es gibt zudem keine erklärende Bewertung der angegebenen Größen, also der Primärenergieeinsparung, der Endenergieeinsparung und der THG-Emissionsreduktion. Damit stehen die Zahlen ohne Kontext und sind ohne weitere Erklärungen nicht zu interpretieren. Auch fehlen Angaben zur finanziellen Ausstattung der Förderprogramme, so dass die Effizienz der Förderprogramme nicht verglichen werden kann. Schließlich fehlt im Fortschrittsbericht auch die Verbindung der genannten Maßnahmen mit den bisherigen Entwicklungen.[42]

Neubau: Weder Verschärfung noch Erweiterung des Mindeststandards

318. Für den Neubau hat sich im Berichtszeitraum wenig verändert. Insbesondere wurde im GEG auf eine Verschärfung des gesetzlichen Mindeststandards verzichtet; dieser bleibt der KfW 70-Standard. Darüber hinaus gibt

[42] Die Abb. 6.3 im Fortschrittsbericht (BMWi, 2019f) etwa zeigt die historische Entwicklung im Vergleich zu einer Referenzentwicklung mit Maßnahmen, die bis zum Jahr 2008 ergriffen wurden. Bei diesem Vergleich läge die Endenergieeinsparung aller Maßnahmen, die ab 2009 ergriffen wurden, bei knapp 300 PJ im Jahr 2017. Wie sich dieser Wert zu der Summe der Endenergieeinsparung der genannten Maßnahmen im Abschnitt 6.2 (Tabellen) verhält, wird nicht erläutert.

es keine Neuerungen bei den Mindestanforderungen für den sommerlichen Wärmeschutz. Angesichts der globalen Klimaveränderung und urbaner Hitzeeffekte wird sich der Energiebedarf für die Kühlung von Gebäuden bis 2050 signifikant erhöhen, weswegen hier ein schnelles Handeln erforderlich ist (IEA, 2019). Dies betrifft insbesondere GHD-Gebäude, da hier größere interne Wärmelasten vorhanden sind (IKT-Technik), die bauliche Beschaffenheit ein Aufheizen begünstigt und arbeitsschutzrechtliche Vorschriften gelten, die wirksame Maßnahmen gegen überhitzte Arbeitsräume erfordern (UBA, 2016). Aber auch im Wohnsektor wird der Anteil der Energie, die für die Raumkühlung aufgewendet wird, angesichts steigender Temperaturen und wachsender Komfortansprüche weiter zunehmen. Hier sollten Maßnahmen getroffen werden, um den Energiebedarf für Raumkühlung in den verschiedenen Sektoren zu erfassen und zu minimieren bzw. einen Anstieg zu vermeiden.

Sanierungen: Fortschritte bei der Förderung der Sanierungstiefe, aber weiterhin geringe Sanierungsrate

319. Eine der größten Herausforderungen der Energiewende ist die energetische Optimierung bestehender Gebäude. Die Expertenkommission begrüßt die Förderung weitgehender Sanierungsmaßnamen, wie sie insbesondere durch die CO_2-Gebäudesanierungsprogramme ermöglicht werden. In Kombination mit der Ausweitung der Energieberatung ermöglichen sie Gebäudeeigentümern eine schrittweise Sanierung. Dabei sollte analysiert werden, ob nicht eine weitere Verschärfung des Gebäudeenergiegesetzes für Sanierungen sinnvoll ist oder ob dies weiteren Sanierungen entgegensteht. Eine Förderung der energetischen Gebäudesanierung sollte für tiefe Sanierungen besonderen Anreiz bieten und etwa mindestens KfW-Effizienzhaus 70 anstreben. So könnten ggf. niedrige Effizienzklassen gelöscht werden bzw. könnten verbesserte Förderbedingungen für hoch-effiziente Klassen (EH 70 und EH 55) umgesetzt werden. Für die Förderung von Einzelmaßnahmen sollte eher längerfristig eine Revision anstehen, da diese zumindest hinsichtlich der Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) dem KfW-Effizienzhauses 70 entsprechen (vgl. EWK, 2014). Zudem hält die Expertenkommission es für notwendig, die Mittel für die Gebäudesanierung in einer Größenordnung aufzustocken, die geeignet ist, die große Herausforderung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands in den kommenden 30 Jahren zu bewältigen.

320. Unklar bleibt, wie die anhaltend niedrige Sanierungsrate gesteigert werden soll. Eventuell kann hier die steuerliche Förderung von Sanierungen, die bereits seit längerem auf der Agenda der Bundesregierung steht, einen Anreiz für zusätzliche Sanierungsaktivitäten leisten. Diese konnte jedoch bisher nicht realisiert werden, da sie zu Steuerausfällen bei den Ländern führt und die entsprechend erforderliche Zustimmung des Bundesrats mehrfach nicht erreicht werden konnte. Die Bundesregierung hat den Bundesländern eine Kompensation der Steuerausfälle bisher versagt, auch mit dem Argument, dass die Länder über höhere Mehrwertsteuereinnahmen aus Handwerkerdienstleistungen die Einkommensteuerausfälle mehr als kompensieren würde (vgl. EWK 2014). Wie diese Problematik überwunden werden soll, wird im Fortschrittsbericht nicht adressiert; es wird lediglich auf verschiedene Ausgestaltungsoptionen verwiesen.

321. Im Fortschrittsbericht wird auch nicht darauf eingegangen, dass angesichts steigender Mieten und niedriger Energiekosten die Akzeptanz für energetische Sanierungen sinkt und dass in der Folge Wohnungsunternehmen Modernisierungen zurückstellen (siehe z. B. Vonovia 2018). Angesichts der Reduzierung und Deckelung der Modernisierungsumlage, die 2019 in Kraft getreten ist,[43] sind dringend Maßnahmen erforderlich, die den finanziellen Nutzen von Sanierungen für Mieter und Vermieter steigern. Hier sollte ein integriertes Konzept erarbeitet werden, das eine ausgewogene Verteilung der Kosten der Gebäudeenergiewende sicherstellt. In Betracht gezogen werden sollte hier die Förderung von Wohneigentum und

[43] Die Mietrechtsänderungen, die zum 1.1.19 in Kraft getreten ist, reduziert die Umlage von Modernisierungskosten, die vom Vermieter auf den Mieter umgelegt werden können, von bisher 11 % auf 8 %.

genossenschaftlichem Wohnen, um das Mieter-Vermieter-Dilemma zu begrenzen, Konzeptvergaben bei der Veräußerung städtischer Grundstücke zur Förderung innovativer Wohn-, Arbeits- und Energiekonzepte sowie eine stärkere Kontrolle der Trennung von Modernisierung und Instandhaltung im Mietsektor.

322. Ein wesentliches Hemmnis für eine Steigerung der Sanierungsrate ist auch die hohe Kapazitätsauslastung im Bausektor. Im Jahr 2017 lag die Auslastung im Baugewerbe bei 80 % und hat damit ihren höchsten Stand seit der Wiedervereinigung erreicht (BBSR, 2017a). Dabei behindert der Fachkräftemangel einen schnellen Aufbau von Kapazitäten; dies gilt insbesondere für das Ausbaugewerbe. Laut der aktuellen DIHK-Konjunkturumfrage stellt der Mangel an qualifiziertem Personal das größte Geschäftsrisiko für Bauunternehmen dar (DIHK, 2019). Gleichzeitig steigt die Anzahl der Neubaugenehmigungen (Destatis, 2019d). Da die Gewinnmargen im Neubau im Durchschnitt höher sind als im Bestand, werden vorhandene Kapazitäten vorrangig dort eingesetzt und verringern die Kapazitäten, die für Sanierungen zur Verfügung stehen (Voigtländer, 2018). Das Problem der hohen Auslastung der Branche wird im Fortschrittsbericht zwar benannt, konkrete Handlungsansätze fehlen hingegen. Hier sollte die Bundesregierung dringend ein Konzept erarbeiten, dass die Erhöhung der Sanierungsrate bei stark ausgelastetem Baugewerbe adressiert.

323. Bisher werden Sanierungsmaßnamen in der Regel gebäudeindividuell geplant und vor Ort von verschiedenen Gewerken umgesetzt. Diese handwerkliche Einzelerrichtung bringt einen hohen Planungs- und Koordinationsaufwand sowie lange Bauzeiten mit sich. Darüber hinaus sind weder die Planer noch die ausführenden Gewerke für die tatsächlich erreichte Energieperformance des Gebäudes verantwortlich, sondern lediglich für die Planung bzw. Umsetzung von Maßnahmen. Serielle Sanierungen, bei denen mehrere Gebäude mithilfe von industriell gefertigten Bauelementen ausgestattet werden, könnten dazu beitragen, den Planungsaufwand, die Kosten und die Dauer von Sanierungsmaßnamen zu senken. Performance-basierte Vergütungsmodelle, bei denen eine Mindestenergieeinsparung Teil der zu erbringenden Leistung der Baufirmen ist, setzen Anreize für eine integriere Planung sowie für eine optimale Auslegung und Betrieb von technischen Anlagen. In Deutschland läuft seit 2018 ein Innovationsprogramm der dena in Zusammenarbeit mit der niederländischen Initiative Energie Sprong, das die Förderung der seriellen Sanierung von Mehrfamilienhäusern zum Ziel hat. Ziel dieses Programms ist die Etablierung eines neuen Geschäftsmodells, bei dem eine Komplettsanierung von einem Projektentwickler umgesetzt wird. Dieser garantiert die Warmmietenneutralität der Sanierungen (dena, 2019d). Die dena (2018) schätzt dabei das Marktvolumen auf ca. 500 000 Gebäude, was einem Anteil von ca. 15 % aller Mehrfamilienhäuser in Deutschland entspricht (vgl. dena, 2016). Auch das Land Baden-Württemberg hat ein Förderprogramm für serielle Sanierungen von Wohngebäuden aufgesetzt (UM BaWü, 2019).

324. Die im Fortschrittsbericht angegebene durch eine Sanierung erreichte Energieeinsparung wird auf Basis berechneter Energiebedarfswerte ermittelt. Diese Berechnungen berücksichtigen keine Rebound-Effekte und gehen ferner davon aus, dass die technischen Anlagen optimal einreguliert sind. In der Praxis kann es zu signifikanten Abweichungen zwischen dem errechneten Energiebedarf und dem tatsächlichen Verbrauch kommen (Calì *et al.*, 2016; BBSR, 2017b). Teilweise verbrauchen unsanierte Gebäude weniger Energie, sanierte Gebäude mehr Energie als berechnet. Dies wird unter anderem darauf zurückgeführt, dass Gebäudenutzer ihr Verbrauchsverhalten an den energetischen Gebäudezustand anpassen. So werden z. B. in unsanierten Gebäuden weniger Räume beheizt als in sanierten (ibid). Darüber hinaus kann es zu erhöhtem Energieverbrauch aufgrund nicht optimal betriebener technischer Anlagen kommen (Ebert *et al.*, 2018). Um eine systematische Überschätzung der durch Sanierungsprogramme erreichten Energieeinsparung zu vermeiden, empfiehlt die Expertenkommission ein stichprobenartiges Monitoring des tatsächlichen Energieverbrauchs von Gebäuden.

7.4 Neue Maßnahmen im Gebäudebereich

325. Die Bundesregierung will weitere zusätzliche Maßnahmen ergreifen, die laut des Fortschrittberichts in Erarbeitung sind und in eine sektorübergreifenden Effizienzstrategie einfließen sollen (BMWi, 2019f). Diese soll bis Ende 2019 vorliegen und Eingang in den Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) finden, der Ende 2019 an die EU übermittelt werden muss. Der NECP soll bestehende und zusätzliche Maßnahmen listen, die es Deutschland erlauben, sein Treibhausgasziel der nicht-ETS Sektoren (vgl. Kap. 4), das Effizienzziel und das Ziel für Erneuerbare Energien zu erreichen.

326. Da die zusätzlichen Maßnahmen bisher nicht bekannt sind, kann hier deren Angemessenheit gegenüber dem 2020 und 2030-Ziels nicht eingeschätzt werden. Sicher ist, dass die Steuererleichterung in Höhe von rund 1 Mrd. über einen Zeitraum von 4 Jahren nicht ausreichen wird, um die benötigten Investitionen anzureizen. Die Energieeffizienzstrategie Gebäude zeigt auf, dass zusätzlichen Kosten für die energetische Modernisierung in Höhe von 31 – 94 Mrd. Euro über den Zeitraum von 2008 bis 2030 getätigt werden müssten, wenn das 2030-Ziel ansatzweise erreicht werden soll. Dieser Betrag addiert sich zu den rund 140 Mrd. Euro, die in der Referenzentwicklung anfallen (BMWi, 2015). Im Vergleich zum Jahr 2008 wurde bisher nur rund 1/5 der geplanten Energieeinsparung erreicht.

327. Eine wichtige Maßnahme wäre die bereits genannte Einführung eines CO_2-Preises, so dass Investitionen in Gebäudesanierung und in erneuerbare Wärme angereizt werden und sich ökonomisch rechnen. Zusätzlich sollte für zukünftige Maßnahmen der Fokus auf Wohngebäude und Gebäude des GHD-Sektors liegen. Bei den Wohngebäuden sind dringend Maßnahmen zur Reduktion des Energiebedarfs für Raumwärme, aber auch der Kältebereitstellung notwendig, da dieser seit 2008 keinerlei Rückgang verzeichnet hat. Hinsichtlich des GHD-Sektors scheint es einen erheblichen Sanierungsbedarf zu geben (vgl. BMWi (2019f) und Ziffer 292). Das Gebäudesanierungsprogramm der KfW für Nicht-Wohngebäude adressiert diese Gebäude. Das Programm wird zurzeit evaluiert; eine frühere Evaluierung bezog sich ausschließlich auf kommunale und soziale Gebäude (IFAM, 2015). Die Evaluierung sollte zeigen, welche Gebäudetypen bisher hauptsächlich das Programm genutzt haben und welche Einsparung durch das Programm generiert werden konnte. Auch sollten dabei Mitnahmeeffekte, Überlappungen mit anderen Förderprogrammen und Vorschriften sowie die Qualität des Programms (hinsichtlich Sanierungsrate und -intensität) analysiert werden.

8 Verkehr

Das Wichtigste in Kürze

Trotz der Zielformulierung im Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 wurde seither keine Reduktion des Energieverbrauchs oder der Treibhausgase im Verkehr erzielt, im Gegenteil: Der Endenergieverbrauch des Verkehrs ist im Jahr 2017 um 2,4 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Dies ist der fünfte Anstieg in Folge. Laut Klimaschutzplan 2050 soll der Verkehrssektor aber bis zum Jahr 2030 seine Emissionen auf 98 Mio. t CO_2-Äq. senken. Im Vergleich zu den Emissionen im Jahr 2017 von 168 Mio. t CO_2-Äq. besteht somit ein Reduktionsbedarf von 70 Mio. t CO_2-Äq. bzw. ca. 42 %.

Der Koalitionsvertrag stellt zwar fest, dass die deutsche Verkehrspolitik dem Klimaschutzplan 2050 und dem Pariser Klimaschutzabkommen verpflichtet ist, konkrete Pläne zur Umsetzung stehen bisher aber noch immer aus. Alle bisherigen Anzeichen sprechen vielmehr dafür, dass die für 2020 angestrebten Energiewendeziele im Verkehrsbereich noch nicht einmal im Jahr 2030 erreicht sein werden.

Die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität zeigt in ihrem im März 2019 vorgelegten Zwischenbericht der Arbeitsgruppe „Klimaschutz im Verkehr“ viele Möglichkeiten zugunsten eines klimaverträglicheren Verkehrs auf und gibt Hinweise zur Instrumentierung, die für die Verwirklichung der 2030er-Ziele – oder zumindest deren Approximation – geeignet erscheinen. Allerdings setzt dies eine unverzügliche Umsetzung der Maßnahmen voraus. Die Expertenkommission bewertet die Vorschläge als eine gute Grundlage für eine klimagerechte Verkehrspolitik. Darüber hinaus müssten allerdings noch weitere Maßnahmen umgesetzt werden. Dazu zählt etwa die Einführung eines bepreisten Zugangs zu bestimmten Bereichen von Städten. Eine solche „City-Maut“ könnte nicht nur zur Emissionsminderung und parallel dazu zur Verkehrsentlastung führen, sondern auch andere negative externe Effekte wie Stau, Lärm und Luftschadstoffe internalisieren. Damit würden die volkswirtschaftlichen Kosten der Fahrzeugnutzung verursachergerecht zugeordnet.

Mit der Fortschreibung der CO_2-Flottengrenzwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge sowie deren Einführung für schwere Nutzfahrzeuge (Lkw und Busse) wird der europäische Rahmen für Neufahrzeuge bis zum Jahr 2030 gesetzt. Die EU-Vorgaben lassen sich durch Effizienzsteigerungen und den Einsatz elektrischer Antriebe erfüllen. Es werden aber weitere Anstrengungen zur Verkehrsvermeidung und Verkehrsverlagerung auf klimafreundlichere Verkehrsträger nötig sein. So wird die Verbreitung elektrischer Antriebe maßgeblich von dem Ausbau der Ladeinfrastruktur abhängen. Dabei geht es nicht nur um die Verbesserung der öffentlichen Ladeinfrastruktur, sondern auch darum, bestehende rechtliche Hürden für die Installation von Ladevorrichtungen im privaten Bereich schnellstmöglich abzubauen.

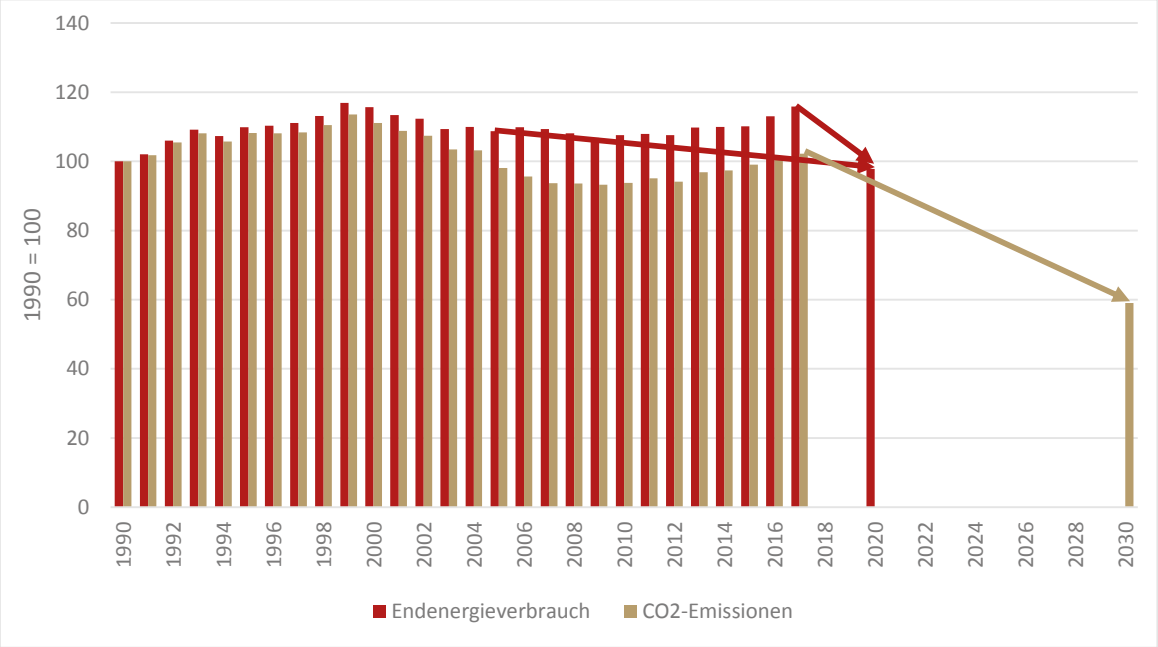
Auch der Einsatz von CO_2-neutralen, strombasierten flüssigen oder gasförmige Kraftstoffen (eFuels) kann einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Obwohl der Einsatz von strombasierten Kraftstoffen im Vergleich zur direkten Elektrifizierung mit hohen Umwandlungsverlusten und derzeit hohen Kosten behaftet ist, ist deren Nutzung in Betracht zu ziehen, insbesondere für Teile des Schwerlast- und Eisenbahnverkehrs sowie – mangels absehbarer Alternativen – auch für den Luft- und Schiffsverkehr. Dabei ist aus heutiger Sicht überwiegend von einem Import regenerativer Kraftstoffe auszugehen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, zeitnah eine Roadmap für strombasierte Kraftstoffe zu definieren und dabei auch klare Regelungen für deren Markteinführung zu erarbeiten.

8.1 Entwicklung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen im Verkehr

328. Energieverbrauch und CO_2-Emissionen sind im Verkehrssektor im Jahr 2017 abermals gestiegen, so dass seit dem Beschluss des Energiekonzeptes im Jahr 2010 kein Fortschritt hinsichtlich einer absoluten Reduktion des Energieverbrauchs oder der Treibhausgase erreicht wurde. Entsprechend weichen die Entwicklungen weiter erheblich vom Zielpfad ab. Das Energiekonzept sieht eine Endenergiereduktion im Verkehr von 10 % von 2005 bis 2020 vor; bis 2050 soll der Endenergieverbrauch um 40 % reduziert werden. Mit dem weiteren Anstieg des Endenergieverbrauchs im Jahr 2017 liegt dieser nun 6,6 % höher als 2005. Damit wird das Energieverbrauchsziel für 2020 mit Sicherheit verfehlt, denn die Zielmarke von minus 10 % bis 2020 ließe sich nur erreichen, wenn der Energieverbrauch gegenüber 2017 noch um fast 16 % reduziert werden könnte. Selbst bei einer Umsetzung der Vielzahl der im Koalitionsvertrag vereinbarten Maßnahmen ist dies ausgeschlossen. In dieser Einschätzung stimmt die Expertenkommission mit den Befunden im zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung überein.

329. Der Klimaschutzplan 2050 gibt für den Verkehrssektor bis 2030 als Ziel eine Reduktion der Treibhausgase um 40-42 % gegenüber 1990 vor. Das Sektorziel 2030 soll auch dazu dienen, das Verkehrssystem bis 2050 von Kraftstoffen mit fossilem Kohlenstoff nahezu unabhängig zu machen (BMUB, 2016a). Abbildung 40 zeigt, dass sich vom Zielbasisjahr des Energiekonzepts 2005 an nicht nur der Energieverbrauch, sondern parallel dazu auch die Treibhausgasemissionen im Verkehr nahezu durchgängig erhöht haben und damit im Jahr 2017 um fast 7 Mio. t CO_2-Äq. bzw. 4,2 % höher waren als 2005. Das für 2030 angestrebte Emissionsniveau von 95 bis 98 Mio. t CO_2-Äq. bedeutet gegenüber dem aktuellen Wert für 2017 eine Reduktion um 70 bis 73 Mio. t CO_2-Äq. oder in den verbleibenden Jahren bis 2030 eine jährliche Minderung um 5 bis 6 Mio. t CO_2-Äq. Für eine solche über mehrere Jahre andauernde Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor gibt es historisch kein Beispiel. Entsprechend muss so schnell wie möglich eine grundlegende Trendumkehr eingeleitet werden.

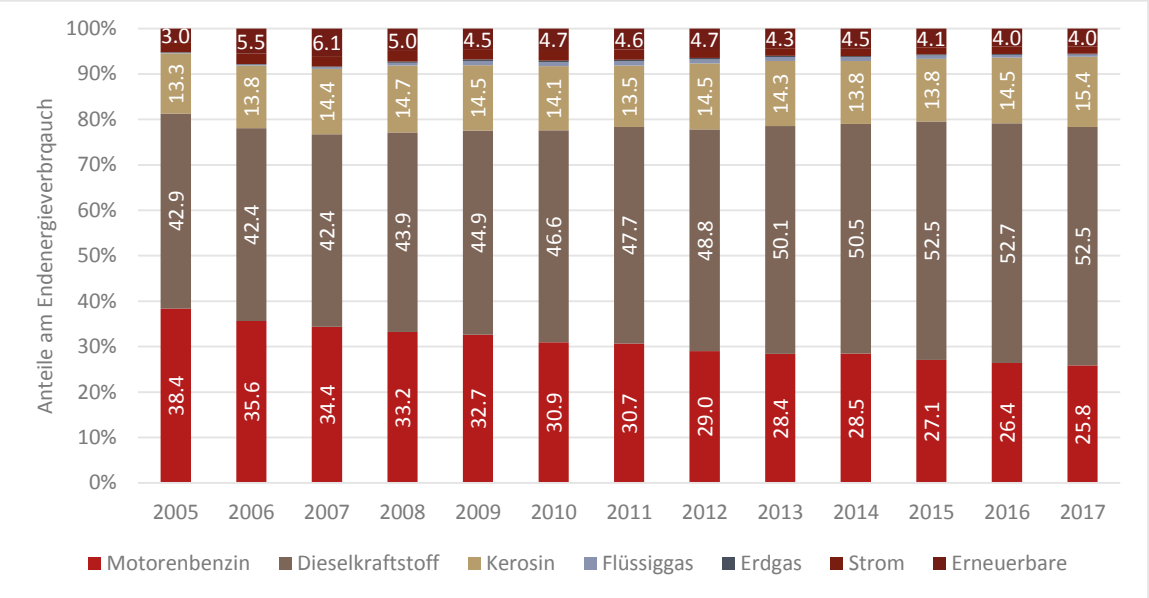
Abbildung 40: Endenergieverbrauch und CO_2-Emissionen im Verkehr von 1990 bis 2017 sowie Ziele für 2020 (Endenergieverbrauch) und 2030 (Treibhausgasemissionen)



Quellen: AG Energiebilanzen (AGEB, 2018); Umweltbundesamt (UBA, 2019).

330. Der Verkehrssektor basiert nach wie vor zu rund 94 % auf Mineralölprodukten, wobei hier 2017 der Dieselkraftstoff mit einem Anteil von fast 53 % weit vor dem Ottokraftstoff mit 26 %, den Flugtreibstoffen mit 15 % und den erneuerbaren Energien mit 4 % rangiert. Der Trend bis 2017 war auch eindeutig: Der Verbrauch von Ottokraftstoff ging gegenüber 2005 um 28 % zurück, während Dieselkraftstoff einen Verbrauchszuwachs von fast 31 % aufwies. Ob diese Tendenz angesichts des Dieselskandals andauert, bleibt abzuwarten. Der Anteil des Stromverbrauchs ist mit 2 % nach wie vor gering und wird weit überwiegend im Schienenverkehr eingesetzt; Flüssiggas und Erdgas spielen nur eine untergeordnete Rolle (vgl. Abbildung 41).

Abbildung 41: Entwicklung der Struktur des Endenergieverbrauchs im Verkehr von 2005 bis 2017 nach Energieträgern



Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB, 2018)

331. Beim Endenergieverbrauch des Verkehrs kommt dem Straßenverkehr mit Anteilen von 80 % die mit Abstand größte Bedeutung zu, wobei der Anteil des Personenverkehrs rund 57 % und derjenige des Güterverkehrs etwa ein Viertel des gesamten verkehrsbedingten Energieverbrauchs ausmachen. Vom Zielbasisjahr 2005 bis 2017 hat sich die Personenverkehrsleistung um rund 10 % und die Güterverkehrsleistung sogar um 20 % erhöht. Dabei dominiert der motorisierte Individualverkehr die gesamte Personenverkehrsleistung mit rund 80 %. Den größten Zuwachs von 2005 bis 2017 hatten die Eisenbahnen und der Luftverkehr. Diese beiden Bereiche sind auch im Güterverkehr am schnellsten gewachsen, spielen aber im Vergleich zum Lastwagenverkehr auf der Straße eine untergeordnete Rolle. Rund 70 % der Güterverkehrsleistung findet auf der Straße statt. Besonders bemerkenswert ist dabei die starke Expansion von über 50 % und der inzwischen erreichte hohe Anteil von knapp 29 % von ausländischen LKW auf deutschen Straßen. Diese haben auch maßgeblich den schnellen Anstieg der Güterverkehrsleistung im Straßengüterverkehr mit einer Rate von fast 22 % von 2005 bis 2017 bewirkt, wogegen die Güterverkehrsleistung der deutschen LKW nur um 7 % zunahm.

332. Aus klimaschutzpolitischer Sicht ist die Struktur der im Verkehr emittierten Treibhausgase von zentraler Bedeutung. Mit einem Anteil von rund 96 % ist der Straßenverkehr hier mit Abstand der größte Verursacher. Gemessen an der Struktur des jeweiligen Energieverbrauchs ist davon auszugehen, dass auf den motorisierten

Individualverkehr rund zwei Drittel und auf den Güterkehr nahezu ein Drittel entfallen. Der motorisierte Individualverkehr gefolgt vom Straßengüterverkehr müssen daher im Zentrum klimaschutzpolitischer Maßnahmen stehen. Die bisherige Politik konzentriert sich überwiegend auf den Ersatz der fossilen Kraftstoffe durch emissionsfreie erneuerbare Energien und hier insbesondere auf erneuerbar erzeugten Strom bzw. strombasierte Kraftstoffe. Das Maßnahmenbündel muss aber weit darüber hinausgehen und Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung und -verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsmittel sehr viel stärker in den Fokus rücken.

8.2 Verkehrspolitische Aussagen im Koalitionsvertrag

333. In der Koalitionsvereinbarung nimmt der Verkehr mit ungefähr neun Seiten einen relativ großen Raum ein (CDU/CSU und SPD, 2018). Allerdings wird daraus nicht ersichtlich, wie der Verkehr seinen Beitrag zu den klimaschutzpolitischen Zielen Deutschlands leisten soll. Unter dem Stichwort „Mobilität und Umwelt“ wird auf die Verkehrs-Kommission hingewiesen, die bis Anfang 2019 eine Strategie „Zukunft der bezahlbaren und nachhaltigen Mobilität“ vorlegen soll. Dabei wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die „Mobilitätspolitik [...] dem Pariser Klimaschutzabkommen und dem Klimaschutzplan 2020 verpflichtet (ist)“. Angedeutet wird auch, was dazu notwendig ist: „Dafür bedarf es eines ganzen Bündels von Maßnahmen, wie z. B. der Förderung der Elektromobilität, des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und des Schienenverkehrs, effizienteren und sauberen Verbrennungsmotoren inklusive Nachrüstungen sowie der Verstetigung der Mittel im Rahmen des Nationalen Forums Diesel.“ Die im Koalitionsvertrag genannte Kommission zum Klimaschutz wurde im Herbst 2018 als Arbeitsgruppe 1 „Klimaschutz im Verkehr“ in der „Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität“ (NPM, 2019) eingerichtet. Im März 2019 wurde von dieser AG ein umfassender Zwischenbericht erstellt, der aber offenkundig wegen einiger strittiger Maßnahmenvorschläge noch keinen endgültigen Konsens gefunden hat. Zur Kommentierung dieses Zwischenberichts siehe weiter unten Kapitel 8.4.

334. Der Koalitionsvertrag spricht zum einen die Änderung der genutzten Antriebe im Verkehr an: etwa der Umstieg der Fahrzeugparks von Behörden, Taxiunternehmen, Handwerksbetrieben sowie des ÖPNV auf emissionsarme bzw. -freie Antriebstechnologien, die Fortführung des Nationalen Investitionsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, die Förderung der Sektorkopplung wie der Elektromobilität sowie Förderprogramme für die Elektrifizierung des Schienennetzes (bis 2025 Elektrifizierung von 70 %). Zum anderen will die Koalition mehr Verkehr auf die Schiene verlagern, etwa den Pendlerverkehr; zudem sollen bis 2030 doppelt so viele Bahnkundinnen und Bahnkunden gewonnen werden und es soll mehr Güterverkehr auf die klimafreundliche Schiene. Dem Radverkehr wird gegen Ende des Koalitionsvertrags Platz eingeräumt: Es sollen mehr Mittel für den Ausbau der Infrastruktur bereitgestellt werden und die Straßenverkehrsordnung hinsichtlich der Förderung des Radverkehrs überprüft werden. Auffällig ist, dass die im Koalitionsvertrag genannten Maßnahmen fast ausschließlich eine Förderung von gewünschten neuen Formen der Mobilität umfassen, eine Nennung und Adressierung ungewünschter Formen jedoch nicht vorgenommen wird. Angesichts der weiter wachsenden Verkehrsleistung bleibt deshalb unklar, ob mit den Maßnahmen lediglich der Anstieg der Treibhausgasemissionen verlangsamt werden soll, oder ob eine Intensität geplant ist, die zu einer substanziellen Minderung führt.

335. So widmet sich ein Teil des Koalitionsvertrages den Investitionen in die verkehrliche Infrastruktur und es wird betont, dass der Schwerpunkt auf den Erhalt vor dem Neu- und Ausbau liegen soll. Schon die Frage, wie dies im Verhältnis zur Verkehrsverflechtungsprognose 2030 des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) steht, wonach eine Steigerung der Fahrleistungen des Pkw-Verkehrs von 2010 bis 2030 um etwa 10 % und für den LKW-Verkehr sogar um rund 28 % prognostiziert wird, bleibt unbeantwortet.

8.3 Bisherige verkehrspolitische Maßnahmen zum Klimaschutz und Perspektiven

336. Die bisher umgesetzten Maßnahmen im Verkehrsbereich umfassen die Förderung neuer Antriebe (u. a. der Umweltbonus für Elektrofahrzeuge[44], das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) und die Verlagerung von Verkehr. Im Schienenverkehr wurden neue Förderprogramme gestartet, die etwa den Güterschienenverkehr betreffen. Sie stellen Gelder bereit für die anteilige Übernahme von Trassenentgelten (bereits 2017 im Masterplan Schienengüterverkehr angesetzt), für Umschlaganlagen des kombinierten Verkehrs oder für den Neu- und Ausbaus sowie der Reaktivierung von privaten Gleisanschlüssen und für innovative neue Antriebe (zusammen rund 457 Mio. Euro). Die veranschlagten Ausgaben im Bundeshaushalt für die Schieneninfrastruktur lagen aber in den Jahren 2018 und 2019 bei 5,4 bzw. 5,6 Mrd. Euro und damit in der Größenordnung von rund 300 Mio. Euro unter denen im Jahr 2017.

337. Um die Erhöhung der Bundesmittel für die Förderung des ÖPNVs zu ermöglichen, wurde das Grundgesetz hinsichtlich des Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetzes (GVFG) geändert (Bundesrat, 2019b; VDV, 2019). Hier ist angedacht, die Mittel von aktuell 330 Mio. Euro auf 1 Mrd. Euro aufzustocken. Förderprogramme adressieren die Elektrifizierung von ÖPNV und Taxen aus dem „Sofortprogramms saubere Luft“, das bereits 2017 beschlossen wurde. Für den Ausbau der Fahrradverkehrswege wurde bereits 2017 eine Erhöhung von 130 Mio. auf 200 Mio. Euro angekündigt (BMVI *et al.*, 2017; vgl. auch ADFC, 2018). Der Bundeshaushalt weist für 2018 und 2019 aber nur Gelder in Höhe von 130 Mio. bzw. 150 Mio. Euro aus (BMF, 2019).

338. Die bisher ergriffenen Maßnahmen erscheinen nicht angemessen mit Blick auf das ambitionierte Klimaschutzziel für 2030. Weitere Maßnahmen sind notwendig. Die Bundesregierung sollte sich bei der Verkehrswende nicht ausschließlich auf Innovation und technische Lösungen verlassen. Angesichts der kaum erkennbaren Ansätze für eine wirksame Klimaschutzpolitik im Verkehr ist die Expertenkommission auch hinsichtlich der Zielerreichung bis 2030 skeptisch. Sie fühlt sich dabei von den Ergebnissen der im Projektionsbericht 2017 (BMUB, 2017) und im Entwurf des Nationalen Energie- und Klimaplans 2018 (BMWi, 2019c) skizzierten Referenzentwicklungen bestätigt (vgl. Tabelle 31).

[44] Ursprünglich sollte die Gewährung einer Kaufprämie für Elektroautos und Plug-in-Hybride im Juni 2019 beendet werden. Inzwischen denkt die Bundesregierung nach Pressemeldungen offenbar über eine Verlängerung bis Ende 2020 nach (vgl. elective.net https://www.electrive.net/2019/02/13/regierung-denkt-ueber-umweltbonus-verlaengerung-nach/).

Tabelle 31: Entwicklung von Energieverbrauch und THG-Emissionen im Verkehr nach dem Projektionsbericht 2017 und dem Entwurf des Nationalen Energie- und Klimaplans 2018

		Istwerte			Projektionswerte		
Projektionsbericht 2017	Einheit	1990	2005	2014	2020	2025	2030
Endenergieverbrauch	PJ	2379	2.586	2638	2683	2635	2644
THG-Emissionen*	Mio. t CO_2-Äq.	164,3	161,2	159,9	159,1	152,7	150,0
		Veränderungen gegenüber 2005					
Endenergieverbrauch	2005 = 100	92,0	100,0	102,0	103,7	101,9	102,2
THG-Emissionen*	2005 = 100	101,9	100,0	99,2	98,7	94,7	93,1
NECP-Referenzszenario	Einheit	1990	2005	2015	2020	2025	2030
Endenergieverbrauch	PJ	2379	2.586	2621	2755	2783	2701
THG-Emissionen**	Mio. t CO_2-Äq.	164,3	161,2	159,7	163,3	159,5	147,2
		Veränderungen gegenüber 2005					
Endenergieverbrauch	2005 = 100	92,0	100,0	101,3	106,5	107,6	104,4
THG-Emissionen**	2005 = 100	101,9	100,0	99,1	101,3	99,0	91,3

*) 1990 bis 2016 nach Nationalem Emissionsinventar, Inventory 2017, Submission 2019 v1 vom 13.03.2019. (EEA, 2019)
**) 1990 bis 2016 in der Abgrenzung des Klimaschutzplans 2050.

339. Danach würden das Ziel der Energieverbrauchsminderung von 10 % bis 2020 in beiden Fällen drastisch verfehlt: Statt der geforderten Minderung wäre der Endenergieverbrauch sogar um knapp 3,7 % bis 6,5 % höher und das Ziel könnte noch nicht einmal bis zum Jahr 2030 erreicht werden. Mit gravierenden Zielverfehlungen ist auch im Hinblick auf die Entwicklung der Treibhausgasemissionen zu rechnen. Statt des vorgegebenen Ziels für 2030 von 95 bis 98 Mio. t wird eine Emission in Höhe von 150 Mio. t bzw. 147 Mio. t erreicht; die zulässigen Emissionen würden also jeweils um mehr als 50 % überschritten.

340. In der im Wesentlichen negativen Beurteilung der Ausgangslage und der unter Referenzbedingungen zu erwartenden Veränderungen stimmt die Expertenkommission weitgehend mit den Befunden im Fortschrittsbericht überein. So ist die dortige Feststellung auch zutreffend, dass „[a]ngesichts dieser absehbaren Entwicklung [...] die bisherigen Anstrengungen im Bereich Verkehr noch nicht aus(reichen), um die entsprechenden Ziele zu erreichen“ (vgl. Kapitel 7.3 in BMWi, 2019f). Ergänzend wäre hinzuzufügen, dass es die bisherigen Maßnahmen noch nicht einmal vermocht haben, auch nur eine Tendenzwende in der Entwicklung von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen einzuleiten. Deshalb ist der Bundesregierung auch zuzustimmen, dass nun „erhebliche weitere Anstrengungen erforderlich (sind), um so schnell wie möglich eine Trendumkehr einzuleiten“ (vgl. Kapitel 7.3 in BMWi, 2019f).

341. Vor dem Hintergrund des vorstehenden Rück- und Ausblicks möchte die Expertenkommission daran erinnern, dass sie schon in allen bisherigen Stellungnahmen zu den Monitoring-Berichten der Bundesregierung auf die (nicht nur) klimaschutzpolitisch negative Rolle des Verkehrssektors hingewiesen hat. Sie muss nun erneut feststellen, dass sich im Verkehrssektor nichts geändert hat und alle Empfehlungen unbeachtet blieben. Offenkundig handelt es sich hier um einen Sektor, für den die notwendigen Veränderungen auf keine Akzeptanz bei den zuständigen verkehrspolitischen Entscheidungsträgern treffen. Insbesondere möchte die Expertenkommission an ihre Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht erinnern (EWK, 2016). Zusammenfassend wurde hier empfohlen, den „Verkehr nicht zu eng (zu) denken“ und zu berücksichtigen, „dass die negativen Wirkungen des

Verkehrs vielfältig sind und über reine CO_2-Emissionen hinausgehen. Emissionen von Schadstoffen und Lärmbelastung erzeugen hohe Kosten für das Gesundheitssystem und beeinflussen die Lebensqualität in Ballungszentren. Die vom Verkehr beanspruchten Flächen begrenzen die Möglichkeiten alternativer Nutzungen und zerschneiden Habitate und Lebensräume. Verkehrsstaus verursachen hohe volkswirtschaftliche Kosten. Des Weiteren führt der Straßenverkehr immer noch zu einer großen Zahl an Unfällen und [...] an Verkehrstoten" (EWK, 2016).

342. So sehr eine große Übereinstimmung bei der negativen Beurteilung der Ausganglage und der unter Referenzbedingungen zu erwartenden Entwicklung im Verkehrsbereich zwischen dem Fortschrittsbericht und der Stellungnahme der Expertenkommission besteht, so sehr beklagt die Expertenkommission die im Fortschrittsbericht zum Ausdruck kommende beengte Sicht auf die in Zukunft notwendigen Maßnahmen. Im Wesentlichen werden im Fortschrittsbericht angebotsseitige Maßnahmen hervorgehoben. Das gilt in erster Linie für die Bevorzugung alternativer Antriebe und hier schwerpunktmäßig die Förderung der Elektromobilität und die Schaffung der dafür notwendigen Infrastruktur. So wird im Kapitel 7.2, in dem ein Überblick über „wesentliche bisherige Maßnahmen" verschafft werden soll, in 16 von 25 Absätzen ausschließlich auf alternative Antriebe und Kraftstoffe eingegangen, während in lediglich 8 Absätzen Fragen der Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger angesprochen werden.

343. Die Expertenkommission erkennt an, dass im Kapitel 7.2 des Fortschrittsberichts viele richtige Aspekte angesprochen werden, doch fällt auf, dass vielfach Formulierungen verwendet werden, die die Wünschbarkeit und Vorteilhaftigkeit bestimmter Strategien und die Notwendigkeit zum Handeln betonen, aber Hinweise auf konkrete Maßnahmen zur zielorientierten Umsetzung vermissen lassen. Das gilt im Übrigen auch für Strategien, die auf Verkehrsvermeidung setzen. Dieser Ansatz wird im Fortschrittsbericht lediglich bei den Schlussfolgerungen in einem kleinen Absatz angesprochen, in dem es heißt: „Auch Potenziale, um Transportbedarf zu vermeiden bzw. Verkehrsleistungen zu verringern, gilt es noch stärker auszuschöpfen" (vgl. Kapitel 7.4 in BMWi, 2019f). Versprochen wird auch, dass die Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) „solche Bereiche künftig stärker in den Fokus rücken" wird.

344. Was aus Sicht der Expertenkommission aber zur Zielerreichung erforderlich ist, ist ein Handlungsprogramm mit konkreten Maßnahmen sowie deren Umsetzung. Weitere Verzögerungen sind nicht akzeptabel. Hierfür lassen sich aus dem im Folgenden angesprochenen Zwischenbericht der AG 1 der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität nützliche Hinweise entnehmen.

8.4 Zum Zwischenbericht der AG 1 „Klimaschutz im Verkehr" der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität

345. Aufgabe der AG 1 „Klimaschutz im Verkehr" ist es „unter Einbeziehung verschiedenster Akteure aus Wirtschaft, Umweltverbänden, Gewerkschaften, Verbraucherorganisationen sowie Vertretern von Ländern und Kommunen […] – in gemeinsamer Verantwortung mit dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) und dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) – geeignete Instrumentenbündel zur Erreichung des Sektorziels 2030 unter Berücksichtigung ihrer Wechselwirkungen in Ökonomie und Gesellschaft [zu identifizieren]" (NPM, 2019, S. 12). Im März 2019 wurde von der Arbeitsgruppe 1 der Zwischenbericht 03/2019 vorgelegt.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

346. Der Zwischenbericht gibt einen guten Überblick über die bisherige Arbeit der AG 1, die sich auf die folgenden sechs Handlungsfelder bezieht:

- Handlungsfeld 1: Antriebswechsel bei Pkw und Lkw
- Handlungsfeld 2: Effizienzsteigerung bei Pkw und Lkw
- Handlungsfeld 3: Regenerative Kraftstoffe
- Handlungsfeld 4: Stärkung von Schienenpersonenverkehr, Bus-, Rad- und Fußverkehr
- Handlungsfeld 5: Stärkung von Schienengüterverkehr und Binnenschifffahrt
- Handlungsfeld 6: Digitalisierung

347. Die Berechnungen der AG1 zu den Zielszenarien zeigen, dass das im Klimaschutzplan 2050 für den Verkehrssektor im Jahr 2030 festgelegte Ziel von 95 bis 98 Mio. t CO_2 im Grundsatz erreichbar ist. Dazu „müssen in allen sechs Handlungsfeldern gleichzeitig umfangreiche Maßnahmen mit hohem Ambitionsniveau ergriffen und umgesetzt werden. Alle Verkehrsträger und Technologien werden gebraucht. Die damit verbundenen Investitionen in Technologien, Produktionskapazitäten und Infrastrukturen müssen umgehend getätigt werden, da sich anderenfalls der erforderliche Markthochlauf verzögert und die Ziele nicht bis zum Jahr 2030 erreicht werden können.“ (Zwischenbericht, S. 52). Für die jeweiligen Handlungsfelder hat die Arbeitsgruppe Zielkorridore für die wichtigsten Kenngrößen für das Jahr 2030 erarbeitet (vgl. Tabelle 32). Die Modellrechnungen zu dem von der AG 1 erarbeiteten Bündel von konkreten Instrumenten mit dem Schwerpunkt „Innovationen, Infrastruktur und Digitalisierung“ haben gezeigt, dass durch dieses – vorwiegend auf Infrastrukturverbesserung, direkte Förderung und Angebotserweiterung ausgerichtete – Instrumentenbündel zusammen mit den bereits beschlossenen EU-Standards ein CO_2-Minderungspotenzial von 29 bis 39 Mio. t CO_2-Äq. erschlossen werden kann. Gemessen an den unter Referenzbedingungen für 2030 erwarteten Emissionen in Höhe von rund 150 Mio. t CO_2-Äq. bewegt sich die Lücke in einer Größenordnung von 16 bis 26 Mio. t CO_2-Äq. Es wird betont, dass es für das Schließen der Lücke „geeignete Konzepte der Instrumentierung gibt, über die jedoch zwischen den Mitgliedern der AG 1 noch keine Einigkeit besteht“. Immerhin empfiehlt die AG 1 der Bundesregierung, „das Instrument einer CO_2-Bepreisung näher zu prüfen“, das in allen Handlungsfeldern eine Lenkungswirkung entfalten sollte.

Tabelle 32: Zielkorridore für die wichtigsten Kenngrößen in den 6 Handlungsfeldern der AG1

Handlungsfeld 1: Antriebswechsel von Pkw und Lkw	7 - 10,5 Mio. E-Pkw; Einsatz von E-LKW, massive Elektrifizierung kleinerer Lkw und Busse; Wechsel auf weitere Antriebsarten (Gas, LNG, H2)
Handlungsfeld 2: Effizienzsteigerung von Pkw und Lkw	Bei verbrennungsmotorischen Pkw, LNF und Lkw Potenzial von 30 % versus 2015
Handlungsfeld 3: Regenerative Kraftstoffe	Zielkorridor Biokraftstoffe 1,8 bis 16 %, strombasierte Kraftstoffe 2,1 bis 8,4 % bezogen auf den gesamten Energiebedarf im Verkehr
Handlungsfeld 4: Stärkung von Schienenpersonenverkehr, Bus-, Rad- und Fußverkehr	Oberer Zielkorridor: 12 % Schiene, 8 % Bus, U- und Straßenbahn, 9 % Rad-/Fußverkehr Anteile an Pkm; entspricht einer Pkm-Steigerung von 53 % bei Schiene, 17 % bei Bus, U- und Straßenbahn sowie 45 % bei Fuß-/Radverkehr gegenüber 2015
Handlungsfeld 5: Stärkung von Schienengüterverkehr und Binnenschifffahrt	Anteilspotentiale Schienengüterverkehr 25 %, Binnenschifffahrt 9,5 % der Güterverkehrsleistung; Steigerung der tkm gegenüber 2015 von 70 % bei Schiene bzw. 50 % bei Binnenschiffen.
Handlungsfeld 6: Digitalisierung	Digitalisierung beeinflusst weite Teile des Lebensablaufs; z. B. Anteil Homeoffice bis zu 30 % der sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten

Quelle: NPM (2019, S. 52).

348. In dem Zwischenbericht werden viele Möglichkeiten zugunsten eines klimaverträglicheren Verkehrs aufgezeigt und Hinweise zur Instrumentierung in den verschiedenen Handlungsfeldern gegeben. Dazu zählen auch die Überlegungen zur Steigerung der Systemeffizienz im Güter- und Personenverkehr. Dabei wird auch darauf hingewiesen, dass unter anderem auch die Geschwindigkeit und Flüssigkeit des Verkehrs über die Emissionsmenge entscheiden. In diesem Kontext wird auch die Einführung einer generellen Geschwindigkeitsbegrenzung auf Bundesautobahnen als „zielführend“ angesehen. Damit seien bei einer Höchstgeschwindigkeit von 120 km/h jährliche Einsparungen bis zu 3 Mio. t CO_2 und bei 130 km/h solche von 1,2 Mio. t CO_2 möglich. In der Auflistung der Instrumente in den sechs Handlungsfeldern nicht enthalten sind einige Handlungsvorschläge zu den Anwendungsmöglichkeiten der Digitalisierung. So können auf diesem Wege intelligente Parkplatzlösungen (Smart-Parking-Konzepte) zur Emissionsminderung beitragen. Als eine weitere Möglichkeit dazu wird auf „bepreisten Zugang zu bestimmten Bereichen von Städten“ (S. 47) hingewiesen.

349. Eine solche „City-Maut“, wie sie z. B. in London seit 2003 und einer Reihe von weiteren europäischen Städten besteht, würde nicht nur zur Emissionsminderung und parallel dazu zur Verkehrsentlastung führen, sondern auch andere negative externe Effekte adressieren. In diesem Zusammenhang soll auch auf eine Initiative von Canzler *et al.* (2019) hingewiesen werden, in dem eine entfernungs- und schadstoffabhängige Straßennutzungsgebühr vorgeschlagen wird, die zeitlich fein gestaffelt alle negativen externen Effekte wie Stau, Lärm und Luftschadstoffe internalisiert. Damit würden die volkswirtschaftlichen Kosten der Autonutzung verursachergerecht zugeordnet werden können. Ein weiterer Vorzug bestünde auch darin, dass eine Städte-Maut den Städten und Kommunen zusätzliche Einnahmen beschert, die zweckgebunden in den Ausbau des ÖPNV und der Rad- und Fußwege fließen könnten (Canzler *et al.*, 2019).

350. Abgesehen davon, dass sich die Expertenkommission eine vertiefte Untersuchung von Vermeidungsstrategien gewünscht hätte, gibt der Zwischenbericht der AG 1 wichtige Hinweise auf die Möglichkeiten einer klimaverträglichen Gestaltung des Verkehrs. Es bleibt abzuwarten, wann und mit welchen Inhalten der Gesamtbericht zur Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität vorgelegt wird und wie weit dann die maßnahmen-

bezogenen Vorschläge von der Politik aufgenommen und umgesetzt werden. In dem vorliegenden Entwurf des zweiten Fortschrittsberichts wurde der Zwischenbericht der AG 1 zwar genannt, aber inhaltlich nicht berücksichtigt.

8.5 Vermeiden und Verlagern

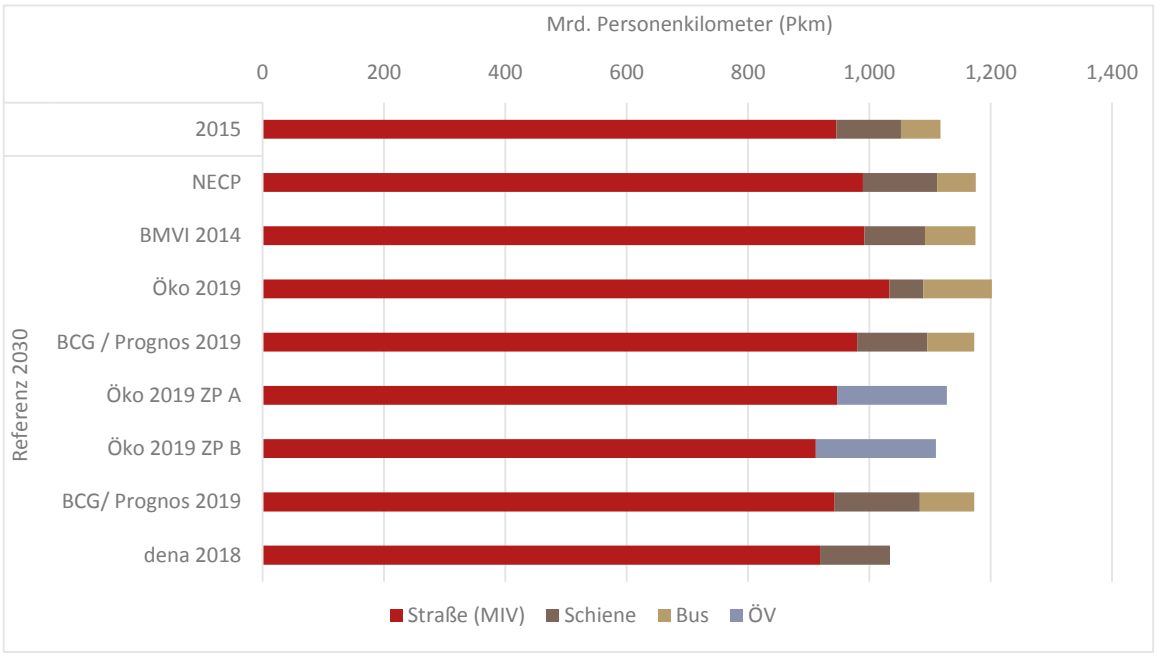
351. Die Referenzentwicklungen im Verkehr zeigen, dass sowohl die Personen- als auch die Güterverkehrsleistungen bis 2030 weiter steigen. Die Personenverkehrsleistung (PKW, Bahn und Bus) steigt um bis zu 6 % an während im Güterverkehr die Steigerung wesentlich höher ausfällt mit bis zu 25 % zwischen 2005 und 2030. Die größten absoluten Steigerungen der Verkehrsleistung werden auf der Straße erwartet. Dies gilt für den Personenverkehr sowie für den Güterverkehr wobei die Abschätzungen insbesondere von der Bevölkerung und Kraftstoffpreisen abhängen. Insgesamt scheint die Verteilung der Personenverkehrsleistung auf die Straße oder Schiene in den Studien stark von den jeweilig angesetzten Kraftstoffpreisen abzuhängen (vgl. Abbildung 42). Der Straßengüterverkehr wächst ebenfalls in der Referenzentwicklung in allen Studien (BMVI, 2014; BCG und Prognos, 2018; Öko-Institut *et al.*, 2019) um etwa 24-25 % zwischen 2015 und 2030. Für den Schienengüterverkehr zeigen alle Studien eine deutliche Steigerung von knapp 24 % bis zu 34 % über den Zeitraum von 2015 bis 2030 (vgl. Abbildung 43).

Personenverkehr

352. Zur Erreichung des 2030-Ziels muss die Verkehrsleistung im Personenverkehr im Jahr 2030 auf ähnlichem Niveau wie im Jahr 2015 liegen. Die Zielpfade der verfügbaren Studien zeigen Personenverkehrsleistungen, die leicht unter dem Niveau von 2015 liegen bzw. bis zu 4 % über dem Wert von 2015 (vgl. Abbildung 42). Eine Stagnation bedeutet dabei nicht, dass die Mobilität insgesamt eingeschränkt wird (vgl. Öko-Institut *et al.*, 2019). Vielmehr bleibt die Anzahl zurückgelegter Wege gleich oder sinkt nur minimal. Das Gleichbleiben der Verkehrsleistung wird vielmehr über eine bessere Versorgung in unmittelbarer Nähe zur Bevölkerung (Stichworte: Stadt der kurzen Wege; Nahraumversorgung) erreicht und durch eine generelle Urbanisierung, die in Deutschland von statten geht.

353. Vergleicht man die unterschiedlichen Mobilitätsoptionen der Zielpfade mit den Werten von 2015 wird deutlich, dass Reduktionen vor allem im motorisierten Individualverkehr anfallen. Ein Teil dieser Reduktionen kann durch eine Steigerung der Verkehrsleistung im öffentlichen Personenverkehr ausgeglichen werden. Dieser Ausgleich variiert stark zwischen den Studien. So wird in BCG und Prognos (2019) die angenommene Reduktion des privaten PKW-Verkehrs in seiner Gänze über die Steigerung im öffentlichen Personenverkehr in Höhe von 26 % kompensiert; in Öko-Institut (2019) liegt die Steigerung bei 14 % (Zielpfad A) bzw. 24 % (Zielpfad B). Abbildung 42 veranschaulicht die Veränderungen der Personenverkehrsleistung auf Straße, Schiene und mit Bussen zwischen 2015 und 2030 in den Referenz- und Zielszenarien.

Abbildung 42: Veränderung der Personenverkehrsleistung auf der Straße, Schiene und mit Bussen zwischen 2015 und 2030



dena (2018) ohne Bus oder ÖV; NECP: Nationaler Energie- und Klimaplan (BMWi, 2019c)
Quelle: BMVI (2014); BCG und Prognos (2018, 2019); dena (2018); BMWi (2019c); Öko-Institut *et al.* (2019)

Güterverkehr

354. Zur Erreichung des 2030-Ziels kann die Verkehrsleistung im Güterverkehr im Jahr 2030 um bis zu 25 % von 2015 bis 2030 ansteigen. Die größte Steigerung muss dabei auf der Schiene passieren, gefolgt von der Binnenschifffahrt. Auf der Straße kann die Verkehrsleistung im Mittel nur um rund 9 % ansteigen. Im Vergleich zur Referenzentwicklung ist die Straßenverkehrsleistung entsprechend bis zu 26 % geringer – was auf einen deutlichen Handlungsbedarf hinweist. Die Reduktion kann auch nur teilweise durch eine Steigerung der Verkehrsleistung im Bereich Schiene und Binnenschifffahrt im Vergleich zur Referenz ausgeglichen werden. Um aber schon diese zusätzliche Leistung bereitstellen zu können, bedarf es entsprechender Investitionen in Neu- und Ausbau des Schienenverkehrs. Eine geringe Güterverkehrsleistung gegenüber der Referenzentwicklung kann hauptsächlich über die Reduktion von Wegelängen durch eine fortschreitende Digitalisierung, eine Optimierung der Routen und eine verstärkte Nachfrage an regionalen Produkten realisiert werden (Öko-Institut *et al.*, 2019). Abbildung 43 zeigt die Veränderungen der Güterverkehrsleistung auf Straße, Schiene und Binnenschifffahrt zwischen 2015 und 2030 in den Referenz- und Zielszenarien.

Abbildung 43: Veränderung der Güterverkehrsleistung auf der Straße, Schiene und in der Binnenschifffahrt zwischen 2015 und 2030



Quelle: BMVI (2014); BCG und Prognos (2018, 2019); dena (2018); BMWi (2019c); Öko-Institut *et al.* (2019)

355. Auch ein kurzer Abschnitt im Koalitionsvertrag spricht die Aspekte der Digitalisierung im Verkehr und speziell die Chancen von digitalen Innovationen wie die des automatisierten und vernetzten Fahrens an. In diesem Zusammenhang erscheint eine im Auftrag des BMVI erstellte Studie über die „Energie- und Treibhausgaswirkungen des automatisierten und vernetzten Fahrens im Straßenverkehr“ (ISI, IML *et al.*, 2019) interessant. Die Studie geht anhand verschiedener Annahmen davon aus, dass der Endenergieverbrauch je nach Szenario bis 2030 um 72 bis 105 PJ und bis 2050 um 110 bis 174 PJ gesenkt werden könnte. Das sind 2030 etwa 2,6 bis 3,8 % und 2050 rund 4,0 bis 6,3 % des verkehrsbedingten Endenergiebedarfs im Jahr 2017. Die gesamten Einsparungen an Treibhausgasemissionen durch die Automatisierung werden für 2030 mit 5,2 bis knapp 7,6 Mio. t CO_2-Äq. und für 2050 mit 7,8 bis 11,5 Mio. t CO_2-Äq. veranschlagt. Gemessen an den verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen im Jahr 2017 von rund 168 Mio. t CO_2-Äq. sind das 3,1 bis 4,5 % im Jahr 2030 sowie 4,7 bis 6,8 % im Jahr 2050. Bemerkenswert ist, dass in allen Fällen der mit Abstand größte Einspareffekt bei den LKW auftritt, während der Beitrag der PKW marginal bleibt. Vor diesem Hintergrund sollten die Erwartungen an die klimaschutzpolitischen Erfolge des automatisierten und vernetzten Fahrens nicht überschätzt werden. Ein allzu großer Beitrag zu den im Verkehr gesetzten Minderungszielen für 2030 und 2050 ist auf diesem Wege offenkundig nicht zu erwarten.

Maßnahmen

356. Um die Entwicklungen auf den entsprechenden Zielpfad zu lenken, also die Personenverkehrsleistung konstant zu halten oder zu verringern und auf die Schiene zu verlagern, sowie die Güterverkehrsleistung nur begrenzt weiter zu steigern und die zusätzlichen Strecken auf die Schiene zu verlegen, benötigt es einen Mix an Maßnahmen. Diese müssen zum einen den öffentlichen Personennah- und -fernverkehr auf der Straße und Schiene besserstellen als den konventionellen individuellen Straßenverkehr; zum anderen müssen sie für ein Umfeld sorgen, dass Fahrradfahren und zu Fuß gehen ermöglicht und fördert.

357. In früheren Stellungnahmen der Expertenkommission sowie NPM (2019) und BMUB (2017) finden sich eine Reihe von Maßnahmen, die entweder direkt den Verkehr adressieren oder als horizontale Maßnahme Auswirkung auf den Verkehrssektor haben und zu einer Vermeidung oder Verlagerung des motorisierten Individualverkehrs führen.

358. Preisinstrumente können helfen, Rebound-Effekte aus Effizienzverbesserungen einzudämmen und Externalitäten des Verkehrs zu internalisieren. Die Expertenkommission rät der Bundesregierung entsprechend ihrer letzten Stellungnahme die weitreichende Einführung eines Bepreisungssystems für die Straßennutzung voranzubringen, denn durch eine Änderung der Wegekosten wird es u. a. zu Verlagerungen auf andere Verkehrsträger kommen. Die Verlagerung fällt unterschiedlich hoch aus je nach Höhe der Maut und Anwendung der Maut (etwa auch für LKW < 7,5 t und Fernbusse sowie nicht nur für Autobahnen, sondern auch für Bundesstraßen oder für alle außerörtlichen Straßen). Zudem kann über eine Spreizung der Maut nach Effizienzklassen ein Anreiz für die Nutzung von effizienten LKW geschaffen werden. Zusätzlich kann eine auf den Externalitäten des Verkehrs basierende Bepreisung der Straßennutzung die Wettbewerbsfähigkeit der Schiene verbessern. Die derzeitig im Koalitionsvertrag festgehaltene Ausdehnung der LKW-Maut für Fahrzeuge ab 7,5 Tonnen auf alle Bundestraßen wird voraussichtlich im Kontext des 2030-Ziels nicht genügen und ist auch aufgrund ihres starren Erhebungsbereiches und der voraussichtlich relativ starren Bepreisung nicht in der Lage alle relevanten Externalitäten anzulasten (vgl. EWK, 2018).

359. Darüber hinaus erhöht die Einführung eines CO_2-Preises die Kosten für Benzin und Diesel, während der Strompreis entlastet wird. Dadurch kann ein Anreiz geschaffen werden, auf alternative Antriebe – insbesondere Elektrofahrzeuge (EVs) – umzusteigen (vgl. Kapitel 12).

360. Eine verbesserte Schieneninfrastruktur ermöglicht und führt zur Verlagerung von Personen- und Güterverkehr von der Straße auf die Schiene. Die Expertenkommission begrüßt die Vorhaben, die im Koalitionsvertrag formuliert wurden. Existierende Potenziale zur Verlagerung des Verkehrs auf die Schiene sollten umfassend erschlossen werden. Vor dem Hintergrund des Klimaschutzplans 2050 sollte die Bundesregierung insbesondere die Frage der nötigen Infrastrukturinvestitionen und der Verteilung zwischen Straße und Schiene im Bundesverkehrswegeplan neu bewerten.

361. Ein verbessertes Angebot und ein besserer Service im ÖPNV erhöhen die Anzahl von Fahrgästen, die alternativ mit privatem PKW die Strecke zurückgelegt hätten. Eine erhöhte Finanzierung des ÖPNV führt entsprechend zu einem Anstieg der Verkehrsleistung des ÖPNV. Öko-Institut *et al.* (2019) geben an, dass etwa 80 % der Steigerung auf verlagerte Personenverkehrsleistung vom motorisierten Individualverkehr und 20 % durch die Maßnahme hervorgerufenen zusätzlichen Verkehr umgerechnet werden kann. Um die oben angegeben Verkehrsleistung im ÖPNV zu erreichen wäre bei einer Finanzierung von 0,8 Mrd. Euro im Jahr 2016 eine jährliche Erhöhung der Förderung um 1,8 % nötig, um in etwa eine Steigerung der ÖPNV-Leistung auf Zielniveau zu erreichen. Damit würde die Förderung des ÖPNVs auf mindestens 1 Mrd. Euro im Jahr 2030 ansteigen.

362. In Deutschland sind ca. 50 % aller zurückgelegten Autofahrten kürzer als 5 Kilometer. Ein Großteil dieser Fahrten könnte durch das Fahrrad ersetzt werden (Koopmann, 2018). In der Mehrzahl der Städte in Deutschland fehlt hierfür jedoch die Infrastruktur. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der PKW-Verkehr bei der Verkehrsplanung Vorrang vor der Fahrradinfrastruktur hat. In Berlin wurde mit dem Mobilitätsgesetz zum ersten Mal in Deutschland eine gesetzliche Grundlage für den Vorrang von ÖPNV, Fahrrad- und Fußverkehr geschaffen (Senatsverwaltung Berlin, 2018). Hier ist dringend eine deutschlandweite Strategie und gesetzliche Verankerung für den Ausbau der Fahrradinfrastruktur erforderlich.

363. Diese Maßnahmen würden einen wichtigen Beitrag leisten, um dem 2030-Ziel im Verkehr ein Stück näher zu kommen. Bei nicht-ergreifen der Maßnahmen und entsprechender Steigerung des motorisierten Straßenverkehrs wird das 2030-Ziel auch mit guten Fortschritten bei der Effizienz von Antrieben und der Nutzung von motorisiertem Verkehr ohne direkte Emissionen nicht erreichbar sein.

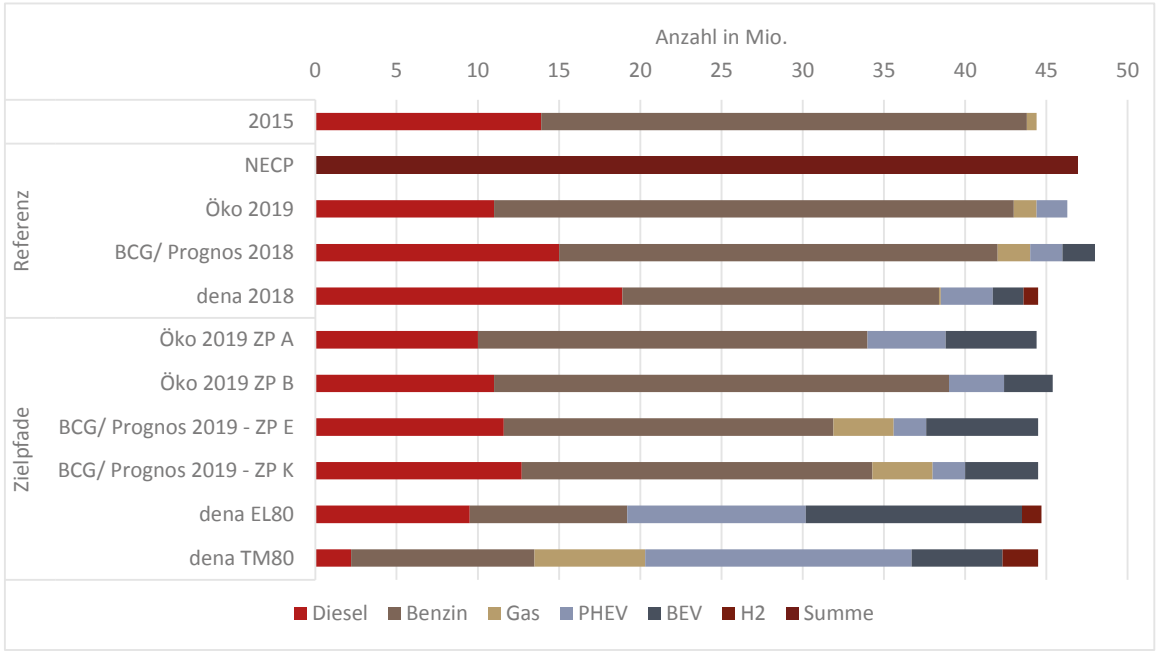
8.6 Verbessern: Effizientere und neue Antriebstechnologien

364. Das Erreichen des 2030-Ziels bedeutet eine Abkehr von der absoluten Dominanz der fossilen Brennstoffe im motorisierten Personen- und Güterstraßenverkehr. Dennoch werden diese Antriebe auch 2030 die bedeutendste Rolle selbst in den Zielpfaden im Personen- und Güterverkehr spielen.

365. Im Jahr 2030 werden die meisten Bestandsfahrzeuge und auch die meisten PKW-Neuzulassungen entweder Diesel- oder Benzin-betrieben sein, wenn keine weiteren Maßnahmen ergriffen werden. Dazu wird Diesel auch in 2030 der primäre Brennstoff der leichten und schweren LKWs bleiben (BMVI, 2014; BCG und Prognos, 2018; dena, 2018; Öko-Institut *et al.*, 2019).

366. Um das 2030-Ziel zu erreichen, müssen im Jahr 2030 über die Hälfte bis mehr als zwei Drittel aller Neuzulassungen im PKW-Bereich Plug-in Hybrid-EVs, Batterie-EVs oder Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeuge sein. Für die reinen Batterie-EVs liegen die Neuzulassungen bei etwa 1 Mio. Fahrzeuge im Jahr 2030 – im Bestand sind zu dem Zeitpunkt dann bereits rund 6 Mio. Fahrzeuge (vgl. dena, 2018 TM80; Öko-Institut *et al.*, 2019 ZP A). Als Höchstwert wird ein Bestand von 13,3 Mio. Fahrzeugen angegeben (dena, 2018 EL80).

Abbildung 44: Anzahl an PKW in 2015, im Referenzszenario und im 2030 Zielpfad

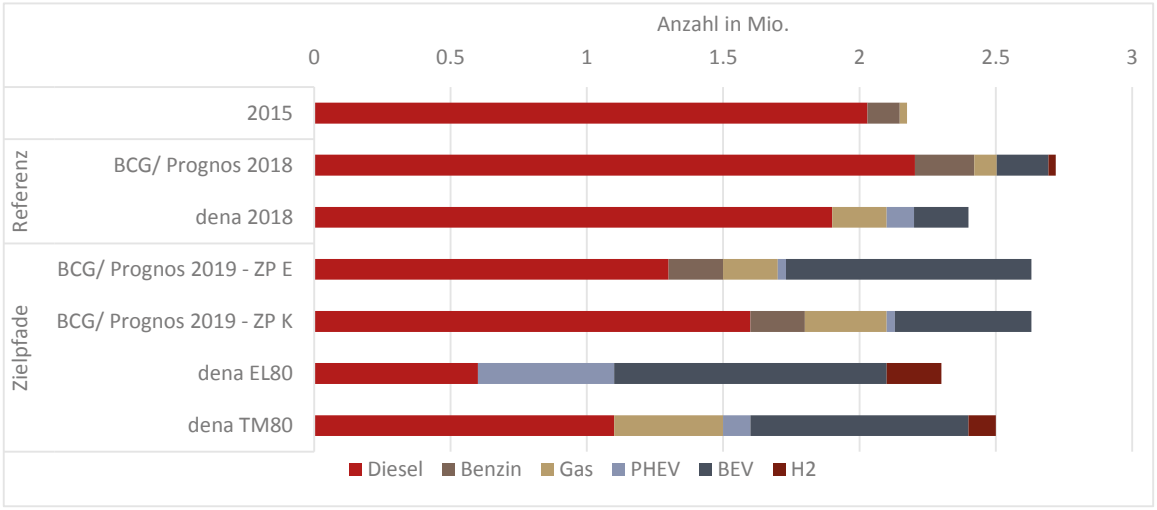


PHEV: Plug-in Hybrid-EVs; BEV: Batterie-EVs; H2: Brennstoffzellenfahrzeuge.
Quelle: BCG und Prognos (2018, 2019); dena (2018); BMWi (2019c); Öko-Institut *et al.* (2019)

367. Auch für den leichten Straßengüterverkehr (LKW <3,5t) bedeutet das Erreichen des 2030-Ziels eine deutliche Trendwende. Der aktuell von dieselbetriebenen Fahrzeugen dominierte Markt (>95 %) wird durch neue

Technologien durchmischt. In den in Abbildung 45, dargestellten Referenzentwicklungen geht der Anteil an Dieselfahrzeugen zwar zurück, bleibt allerdings dominant. Zur Erreichung des 2030-Ziels im Verkehr muss die Anzahl an dieselbetriebenen Fahrzeugen bis 2030 deutlich sinken, und der Anteil an alternativen Antrieben drastisch ansteigen. In den Zielpfaden E und K aus BCG und Prognos (2019) vergrößert sich die Flotte der leichten Güterverkehrsfahrzeuge von 2,2 Mio. auf 2,6 Mio. Im Zielpfad E machen alternative Antriebe 35 % dieser Flotte aus, im Zielpfad K 20 %. Den größten Anteil der alternativen Antriebe stellen die Batterie-EVs, mit 0,5 bis 0,9 Mio. Fahrzeugen. In den Zielpfaden aus dena (2018) steigt die Gesamtflotte an leichten Straßengüterfahrzeugen auf 1 Mio. (Zielpfad EL80) bzw. 1,7 Mio. (Zielpfad TM80). Alternative Antriebe machen hier 74 % (Zielpfad EL80) bzw. 40 % (TM80) der Gesamtflotte aus. Diese starke Elektrifizierung von leichten LKW (um bis zu 6-fach so hoch wie in der Referenz) ist zumindest kritisch zu bewerten. Die Studien legen kein direktes Maßnahmenset vor mit dem dieser signifikante Wandel in recht kurzer Zeit von rund 10 Jahren erreicht werden soll.

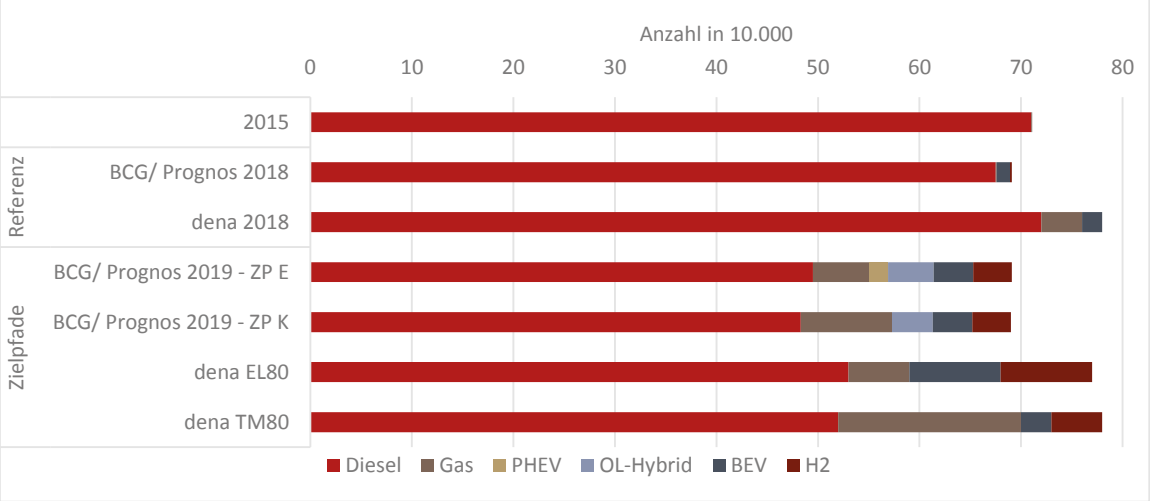
Abbildung 45: Anzahl an LKW (< 3,5t) in 2015, im Referenzszenario und im 2030 Zielpfad (in Mio.)



PHEV: Plug-in Hybrid-EVs; BEV: Batterie-EVs; H2: Brennstoffzellenfahrzeuge.
Quelle: BCG und Prognos (2018, 2019); dena (2018).

368. Im schweren Güterstraßenverkehr ergibt sich ein ähnliches Bild wie im leichten Güterstraßenverkehr. Der Markt besteht in 2015 fast ausschließlich (> 99 %) aus Dieselfahrzeugen. Dies wird – sollten keine weiteren Maßnahmen ergriffen werden – auch 2030 noch der Fall sein. Die Referenzszenarien von dena (2018) und BCG und Prognos (2018) rechnen mit einem Anteil von lediglich 2-3 % alternativen Antrieben (größtenteils Batterie-EVs) in 2030 (vgl. Abbildung 46). Um das 2030-Ziel erreichbar zu machen, muss die Anzahl an Dieselfahrzeugen deutlich sinken und dafür alternative Antriebe genutzt werden. Dazu zählen Plug-in Hybride, Oberleitungs-Hybrid-LKW, Batterie-EV sowie Wasserstoff-LKW. Diese stellen – in unterschiedlicher Ausprägung – rund 20 % des LKW-Bestandes in 2030 (BCG und Prognos, 2018, 2019; dena, 2018). Öko-Institut *et al.* (2019) geben hingegen in ihrem Effizienz-Szenario an, dass die benötigten Energie- und Treibhausgaseinsparungen durch starke Effizienzgewinne der konventionellen Fahrzeuge erreicht werden kann. Mit Effizienzgewinnen von 25 % bei den konventionellen Antrieben könnte entsprechend eine Nicht-Elektrifizierung des schweren LKW-Verkehrs ausgleichen, um das 2030-Ziel dennoch zu erreichen.

Abbildung 46: Anzahl an LKW (>3,5t) in 2015, im Referenzszenario und im 2030 Zielpfad (in 10.000)



PHEV: Plug-in Hybrid-EVs; OL-Hybrid: Oberleitungshybrid-LKW; BEV: Batteriebetriebene LKW; H2: LKW mit Brennstoffzellen
Quelle: BCG und Prognos (2018), 2019; dena (2018).

Maßnahmen

369. Um die Entwicklungen auf den entsprechenden Zielpfad zu lenken, also die Nutzung alternativer Antriebe im Personen- sowie Güterverkehr signifikant zu steigern, gibt es unterschiedliche Maßnahmen, die entweder die alternativen Antriebe fördern (bzw. auch die konventionellen Verbrennungsmotoren hemmen).

370. Um die Entwicklungen auf den entsprechenden Zielpfad zu lenken, also die Nutzung alternativer Antriebe im Personen- sowie Güterverkehr signifikant zu steigern, gibt es unterschiedliche Maßnahmen, die entweder die alternativen Antriebe fördern (bzw. auch die konventionellen Verbrennungsmotoren hemmen).

371. Als derzeit wirksamste Instrumente zur Reduktion der THG-Emissionen im Straßenverkehr bis zum Jahr 2030 gelten – neben Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung und -verlagerung – die EU-Verordnungen zu den CO_2-Flottengrenzwerten für neue Pkw und leichte Nutzfahrzeuge (EU, 2019) sowie schwere Lkw und Busse (COM, 2018d). Die Verordnung zu den CO_2-Flottengrenzwerten für neue Pkw und leichte Nutzfahrzeuge sieht für Pkw bis 2030 eine sukzessive Absenkung um 37,5 % gegenüber dem Jahr 2021 vor (für leichte Nutzfahrzeuge -31 %), mit einem Zwischenziel für 2025 von -15 % (EU, 2019). Grundlage ist die bereits geltende EU-Verordnung (EU, 2009), wonach im Jahr 2021 ein Ausstoß von höchstens 95 g CO_2/km zulässig ist. Dieser Wert bezieht sich allerdings noch auf den Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ), der durch die Worldwide Harmonized Light Duty Test Procedure (WLTP-Zyklus) abgelöst wird. Was die Umstellung auf den praxisorientierteren WLTP-Zyklus für den Zielwert bedeutet, ist noch nicht abschließend definiert. Es ist aber davon auszugehen, dass er zwanzig bis fünfundzwanzig Prozent höher liegen dürfte (Öko-Institut, 2017), so dass im Jahr 2030 ein Durchschnittswert von etwa 71 g CO_2/km (WLTP) zu erreichen ist. Dies entspricht einem Kraftstoffverbrauch von etwa 3,0 Liter Benzin bzw. 2,7 Liter Diesel.[45]

[45] Dabei werden sog. „Zero and Low Emission Vehicles“ (ZLEV) mit <50 g CO_2/km bis zum Jahr 2022 besonders angerechnet (je Pkw als 2 Pkw im Jahr 2020, 1,67 Pkw im Jahr 2021 und 1,33 Pkw im Jahr 2022 bei einer Obergrenze von 7,5 g CO_2/km). Darüber hinaus wird für ZLEV ab

372. Die Pönalisierung von Grenzwertüberschreitungen ist wie bisher mit 95 Euro je Gramm CO_2 pro km und Neuwagen sehr hoch,[46] so dass davon auszugehen ist, dass die Vorgaben erfüllt werden. Mit Verbrennungsmotoren allein lässt sich der Zielwert im Jahr 2030 mit den derzeit gängigen Fahrzeugflotten nicht einhalten, jedoch mit sog. Plug-in-Hybriden, d.h. einer Kombination von Verbrennungsmotor und Batterie, die extern geladen werden kann. Heute angebotene Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge mit Reichweiten des Batteriebetriebs von etwa 50 km erfüllen die formalen Anforderungen bereits.[47] Die Emissionsminderung aus der Fortschreibung der Grenzwerte für die Pkw-Neuwagenflotte beläuft sich auf etwa 11 Mio. t CO_2 im Jahr 2030[48] (BMUB, 2017). Damit ist etwa die Hälfte der erwarteten Emissionsminderung im Verkehr des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2017 (BMUB, 2017) von 22,3 Mio. t CO_2[49] bis 2030 gegenüber 2014 diesem Instrument zuzurechnen. Hierzu ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Vorgaben von den Fahrzeugherstellern EU-weit zu erfüllen sind. Zusätzliche nationale oder lokale Anforderungen (Zufahrtsbeschränkungen oder City-Mauts für Verbrennungsmotoren) und Anreize für Elektrofahrzeuge (Kaufprämien etc.), wie sie in einzelnen Mitgliedsstaaten bereits beschlossen wurden, können deshalb dazu führen, dass der Absatz CO_2-armer oder –freier Modelle in diesen Ländern prozentual höher ist als in anderen. Die Struktur der Neuwagenflotte in den Mitgliedsstaaten wird darüber hinaus durch eine Vielzahl weiterer Faktoren bestimmt. Weil in Deutschland vergleichsweise stark motorisierte und schwere Fahrzeuge gefahren werden[50], betrugen die durchschnittlichen CO_2-Emissionen der Pkw-Neuzulassungen im Jahr 2017 127,1 g CO_2/km, während die Werte in einigen EU-Staaten wie Portugal, Dänemark, Niederlanden und Griechenland unter 110 g CO_2/km lagen (EU-Mittelwert 118,5 g CO_2/km nach dem NEFZ) (icct, 2018b). Sollte sich die Spreizung in den nächsten Jahren verstärken, dürfte die Absenkung der CO_2-Emissionen durch die EU-Regelungen in Deutschland also entsprechend geringer ausfallen.

373. Für schwere Nutzfahrzeuge (Lkw > 16 t und Busse) haben sich das Europäische Parlament und die Mitgliedsstaaten im Februar 2019 auf eine Absenkung der CO_2-Flottengrenzwerte um -30 % bis 2030 bzw. -15 % bis 2025 bezogen auf das Jahr 2019/2020 geeinigt. Zudem sollen ebenfalls emissionsarme bzw. -freie Antriebe gefördert werden. Eine Quantifizierung der erwarteten Minderungswirkung steht für Deutschland bislang noch aus. Für die zugrundeliegenden Vorschläge der EU-Kommission vom Mai 2018 wurde eine Emissionsminderung von 54 Mio. t CO_2 im Zeitraum 2020-2030 errechnet. Der Anteil Deutschlands an den europäischen Gesamtemissionen der schweren Nutzfahrzeuge und Busse wies in der Vergangenheit einen Anstieg auf und belief sich auf 22 % im Jahr 2015. Demnach dürfte die für Deutschland zu erwartende Emissionsminderung im Jahr 2030 eher im einstelligen Bereich liegen.

374. Aus den europäischen CO_2-Grenzwertsetzungen für Neufahrzeuge verbleibt dann noch eine deutliche Lücke zum Ziel des Klimaschutzplans der Bundesregierung. Annäherungsweise kann von 40 Mio. t CO_2 ausgegangen

---

2025 ein Bonus von bis zu 5 % auf den Flottenzielwert gewährt, wenn ein Anteil von 15 % und von 35 % in 2030 an der Pkw-Neuwagenflotte. Dabei werden die Fahrzeuge in Abhängigkeit ihres CO_2-Ausstoßes berücksichtigt (Faktor 1 für 0 g/km und Faktor 0,3 bei Pkw).

[46] Umgerechnet auf eine Nutzungsdauer der Fahrzeuge von beispielsweise 200.000 km beträgt dies etwa 475 Euro/t CO_2.

[47] Gleichzeitig erfüllen sie in Deutschland die Kriterien des Elektromobilitätsgesetzes (EmoG) – höchstens 50 g CO_2/km nach dem WLTP-Testverfahren –, um von der niedrigeren Besteuerung zu profitieren.

[48] Den Berechnungen liegt im Jahr 2025 ein leicht höherer Grenzwert von 90 g (-18 % ggü. 2021) und 69 g (-37 % ggü. 2021) im Jahr 2030 (WLTP) zu Grunde.

[49] Die weitere Emissionsminderung dürfte neben Bevölkerungsrückgang und Energiepreisentwicklung im Wesentlichen auf die weiterhin bestehenden Flottenzielwerte bis 2021 zurückzuführen sein. Dahingegen errechnet (Agora, 2018a) für einen Pkw-Flottengrenzwert von -30 % ggü. 2021 in 2030 lediglich einen Beitrag von 3,5 Mio. t CO_2 aufgrund von Aktualisierungen u. a. zu Kosten der Elektromobilität.

[50] Dabei wird das Gewicht der Fahrzeuge eines Herstellers auch weiterhin bei der Grenzwertsetzung berücksichtigt und damit werden nur geringe bzw. keine Anreize (in Abhängigkeit des Zusammenspiels von Anpassungsfaktor und technischem Fortschritt des Herstellers) zum Leichtbau gesetzt, obwohl ein direkter Zusammenhang zwischen Masse und Emissionsausstoß besteht. Hintergrund für die Berücksichtigung der durchschnittlichen Masse der Herstellerflotte ist der Anspruch der Vielfalt an Fahrzeugen und Nutzungsansprüchen gerecht zu werden.

werden. Aufgrund der erwarteten Zunahme der Personen- und vor allem der Güterverkehrsleistung dürfte sie jedoch deutlich größer ausfallen, wenn keine weiteren Maßnahmen ergriffen werden. Infrage kommen dafür beispielsweise:

- Freiwillige oder marktgetriebene Unterschreitung der CO2-Flottengrenzwerte durch die Fahrzeughersteller bei gleichzeitiger Nutzung von regenerativ erzeugter Elektrizität.
- Förderung der Elektromobilität durch Zuschüsse: mit den vorhandenen Mitteln können etwa 300,000 bis 400.000 EVs (Hybrid und Batterie-EVs) gefördert werden (davon ¼ Mitnahmeeffekt) (Öko-Institut *et al.*, 2018).
- Tempolimit auf Bundesautobahnen auf 120 bzw. 130 km/h. Damit würde sich nicht nur die Verkehrssicherheit erhöhen, sondern es könnten auch die die CO_2-Emissionen um 1,2 bis zu 3 Mio. t reduziert werden.
- Kfz-Steuer und die Dienstwagenbesteuerung: Weiterhin empfiehlt die Expertenkommission die Kfz-Steuer und die Dienstwagenbesteuerung zu nutzen, um Anreize zu setzen, kleinere, leichtere, effizientere und klimafreundlichere Fahrzeuge zu kaufen und klimaschädliche Fahrzeuge unattraktiver zu machen.
- Bepreister Zugangs zu bestimmten Bereichen von Städten: Aus Sicht der Expertenkommission würde auch eine solche „City-Maut" nicht nur zur Emissionsminderung und parallel dazu zur Verkehrsentlastung führen, sondern es würden zugleich weitere negative externe Effekte wie Stau, Lärm und Luftschadstoffe internalisiert.

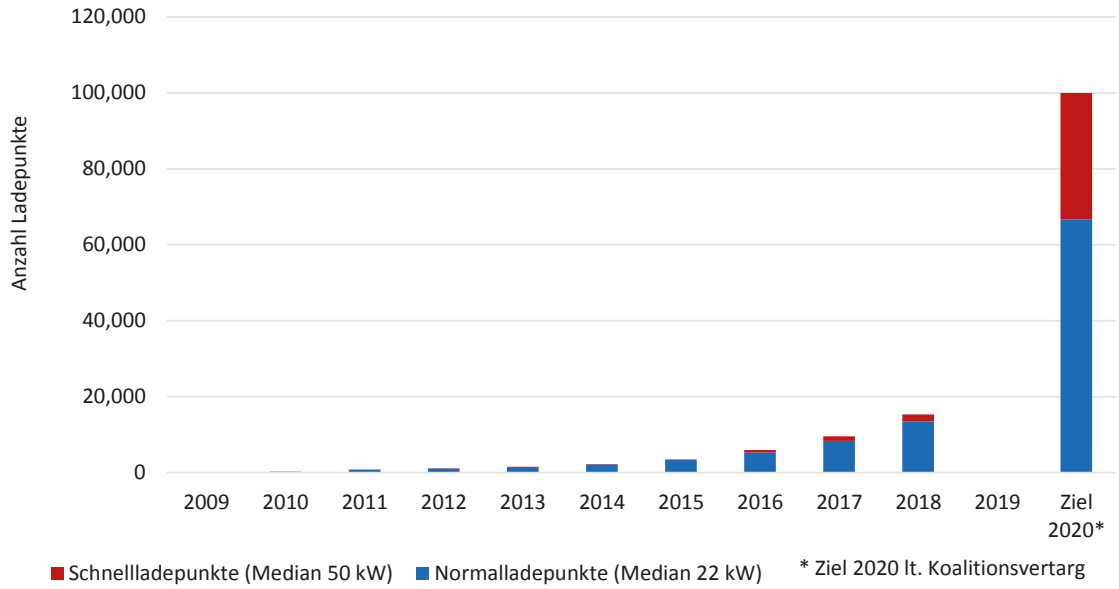
Zudem kann zur Zielerreichung auf regenerative Kraftstoffe und strombasierte Kraftstoffe zurückgegriffen werden. Die Studien zeigen signifikante Unterschiede – der Anteil alternativer Kraftstoffe müsste aber mindestens um die Hälfte bis 2030 ansteigen (vgl. Kapitel 8.8).

8.7 Aufbau der Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität

375. Die Entwicklung der Nachfrage nach Elektroautos hängt maßgeblich vom Ausbau der Ladeinfrastruktur ab. Die geringeren Reichweiten der Elektroautos und die oft langen Ladezeiten erfordern ein dichteres Netz an Ladepunkten als wir es für die konventionelle Automobilität[51] kennen. Insbesondere in den letzten drei Jahren hat der Zubau der E-Ladeinfrastruktur relativ gesehen – wenn auch nicht absolut – stark zugekommen (vgl. Abbildung 47). Ende 2018 gab es in Deutschland laut des Ladesäulenregisters der Bundesnetzagentur knapp 15.500 öffentlich zugängliche Ladepunkte (BNetzA, 2019d). Damit liegt der Ausbau aber noch weit hinter einer zufriedenstellenden Zielmarke: Eine Studie von DLR und KIT (2016) beziffert den Bedarf an Ladeinfrastruktur für eine Million Elektroautos (Zielwert für 2020) auf 35.600 öffentlichen Ladepunkte. Laut NPE (2018) gibt es bis 2020 einen Bedarf von 70.000 öffentlichen Ladepunkten. Laut Koalitionsvertrag sollen bis 2020 gar 100.000 öffentliche Ladepunkte installiert werden (CDU/CSU und SPD, 2018). In den kommenden zwei Jahren müssen also noch viele neue Ladepunkte hinzukommen. Hoffnungsvoll stimmt die Aussage der Bundesregierung, dass bereits 300 der 400 Autobahntankstellen mit Schnellladestationen ausgestattet wurden. Jedoch sollte der Ausbau auf dem Land nicht vernachlässigt werden.

[51] Im Vergleich: In Deutschland existieren 14.500 konventionelle Tankstellen (statista, 2019).

Abbildung 47: Öffentliche Ladepunkte in Deutschland (Stand Dezember 2018) und Ausbauziel für 2020



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis des Ladesäulenregisters der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019d) und des Koalitionsvertrags (CDU/CSU und SPD, 2018).

376. Seit Anfang 2017 wird u. a. im Rahmen der Förderrichtlinie „Ladeinfrastruktur Elektrofahrzeuge in Deutschland“ der Ausbau von öffentlichen Ladepunkten durch eine anteilige Finanzierung der Investitionskosten gefördert. Dazu stellt die Bundesregierung für den Zeitraum 2017-2020 insgesamt 300 Mio. Euro zur Verfügung. Dadurch sollen bis 2020 mindestens 15.000 neue Ladestationen[52] entstehen, pro Ladestation stehen also immerhin 20.000 Euro an Förderung bereit. Das Programm stößt auf große Nachfrage. Bis Februar 2019 wurden bereits Anträge für über 20.000 Ladepunkte eingereicht (BMVI, 2019). Wie viele der beantragten Ladepunkte allerdings bereits gebaut wurden und damit in der Zählung des Ladesäulenregisters enthalten sind, ist nicht bekannt. Wird das Förderprogramm voll ausgeschöpft und kann pro Ladestation mit zwei Ladepunkten gerechnet werden, bedeutet dies zumindest den Zubau von einem Drittel der Zielinfrastruktur von 100.000 Ladesäulen laut Koalitionsvertrag.

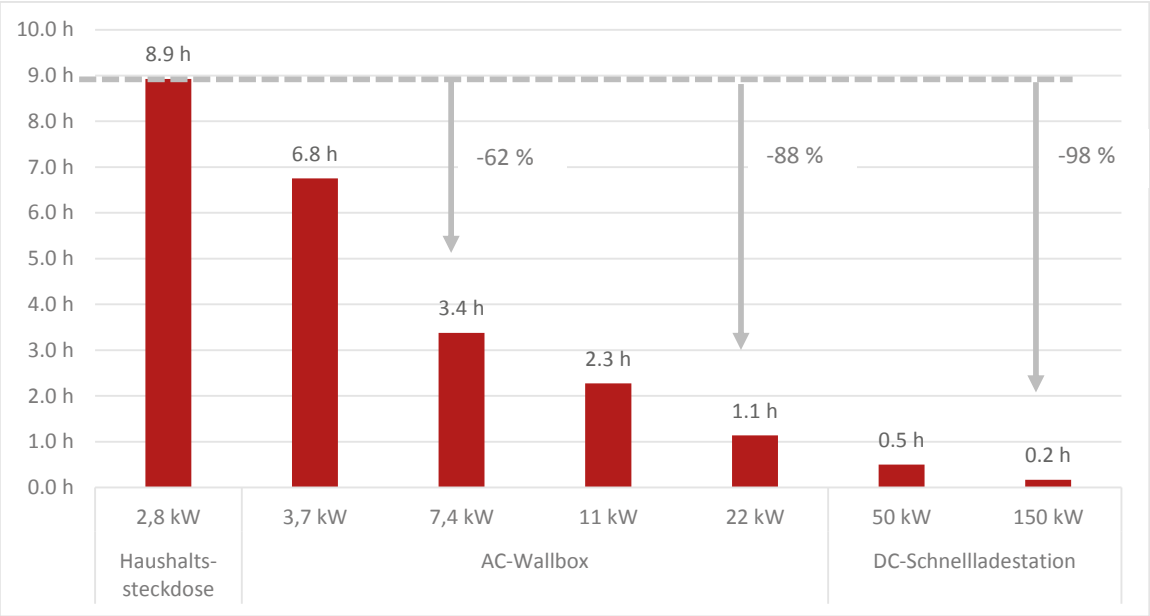
377. Der Ladevorgang bei Elektroautos ist mit der Betankung konventioneller Fahrzeuge nur eingeschränkt vergleichbar. Bei Benzinern beträgt die Ladeleistung der Zapfsäule etwa 15.000 kW[53], bei elektrischen Ladepunkten beträgt die Ladeleistung dagegen 3 bis 350 kW. Ladestationen mit bis zu 22 kW Ladeleistung werden Normalladestationen genannt, meist in der Nieder- oder Mittelspannung installiert und mit Wechselstrom versorgt. Ladestationen mit höherer Ladeleistung ab 22 kW werden als Schnellladestationen bezeichnet, in höheren Spannungsebenen betrieben und bei höheren Ladeleistungen mit Gleichstrom betrieben. Durch die erheblich geringere Leistungsabgabe der E-Ladestationen verlängert sich die Dauer des Tankvorganges im Vergleich zu den

[52] Nach Auswertung des Ladesäulenregisters der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019d) ist eine öffentliche Ladesäule mit ein bis vier Ladepunkten im Durchschnitt mit knapp zwei Ladepunkten ausgestattet.

[53] Unter der Annahme, dass 30 Liter Benzin pro Minute aus der Zapfsäule in den Tank gepumpt werden, einem Heizwert von 11 kWh/kg und einer Dichte von 0,75 kg/l.

konventionellen Fahrzeugen drastisch: Während der Ladevorgang für eine Strecke von 150 km an einer Haushaltssteckdose knapp 9 Stunden dauert, verringert sich die Zeitdauer auf immerhin noch eine gute Stunde an einer 22 kW-Ladestation (vgl. Abbildung 48). Mit modernen Schnellladestationen können konkurrenzfähige Ladezeiten von einigen Minuten bis zu einer halben Stunde erreicht werden. Allerdings sind diese Ladestationen sehr teuer und stellen ggf. hohe Anforderungen an die elektrischen Netze.

Abbildung 48: Zeitdauer des Ladens von Elektroautos mit unterschiedlichen Ladekapazitäten



Anmerkung: Die Graphik zeigt die Ladedauer für eine Strommenge von 25 kWh bei verschiedenen Ladeleistungen. Bei einem Verbrauch von 15 kWh/100km reicht diese Strommenge für 150 km Fahrstrecke.
Quelle: Eigene Darstellung nach Stromnetz Berlin (2019) und eigene Berechnungen.

378. An Ladepunkten im öffentlichen Raum sind, abhängig vom Netzanschluss, Ladepunkte aller Leistungsklassen möglich. Ladepunkte auf privatem Grund, die aber öffentlich zugänglich sind, wie beispielsweise in Einkaufszentren, Parkhäusern, Autohöfen und Autobahnraststätten zählen ebenfalls zu den öffentlichen Ladepunkten. Ihnen kann eine besondere Rolle beim Ausbau einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur zukommen. Kunden können das Laden während ihres Einkaufs als Service- oder Zusatzleistung in Anspruch nehmen. Längere Ladezeiten sind so unproblematisch. Das Geschäftsmodell weicht damit aber stark vom klassischen Tankstellenbetrieb ab.

379. Im Gegensatz zu konventionellen Fahrzeugen können Elektroautos jedoch nicht nur an öffentlichen, sondern auch an privaten Ladepunkten versorgt werden. Diese können sich sowohl in Ein- oder Mehrfamilienhäusern als auch an der Arbeitsstätte befinden. Die Nationale Plattform Elektromobilität schätzt, dass aktuell 85 % der Ladevorgänge an privaten Ladepunkten stattfinden (NPE, 2018). Dem Ausbau der Ladeinfrastruktur an den Arbeitsstätten kommt dabei eine wichtige Rolle zu, nicht zuletzt deshalb, weil ein erheblicher Anteil der Bevölkerung in Deutschland in größeren Mietwohngebäuden wohnt, in denen eine Ladeinfrastruktur (z. B. mangels Tiefgarage) nicht zur Verfügung steht und damit ein „zuhause laden“ nicht möglich ist.

380. Das Laden eines Elektroautos in Ein- und Mehrfamilienhäusern ist sowohl an einer normalen Haushaltssteckdose mit bis zu 3,7 kW oder über eine sogenannte Wallbox (Wandladestation) mit bis zu 22 kW Ladeleistung möglich. Die meisten Stellplätze sind aktuell aber nicht mit einer für die Elektromobilität geeigneten Steckdose

ausgestattet. Grund hierfür ist die schwierige Gesetzeslage zur Errichtung einer entsprechenden Ladestation. Besteht ein Mietverhältnis, so muss sich der Mieter die Erlaubnis für die Installation einer Steckdose beim Vermieter einholen. Handelt es sich (zusätzlich) um ein Mehrfamilienhaus, so ist für die Installation einer Wallbox die Zustimmung aller Eigentümer erforderlich (Schaufenster Elektromobilität, 2015). Laut Destatis (2018a) gab es 2016 in Deutschland etwa 40 Mio. Haushalte in knapp 19 Mio. Wohngebäuden. Bei 56 % der Haushalte handelt es sich um Mietwohnungen, überwiegend in Mehrfamilienhäusern. Diese Zahl verdeutlicht, dass für eine Mehrheit der bestehenden Haushalte Lösungen bei der Installation von Wallboxes gefunden werden müssen, wenn die Elektromobilität in Zukunft eine breite Bevölkerungsschicht erreichen soll. Seit 2016 versucht der Bundesrat erfolglos mit zwei Gesetzesentwurfsinitiativen eine entsprechende Novellierung des Miet- und Wohnungseigentumsrechts herbeizuführen, um Mietern und Eigentümern die Nachrüstung einer Wallbox zu erleichtern (Bundestag, 2016, 2018). Die Bundesregierung kündigte in ihrer Antwort an, die Vorschläge nach Bildung einer neuen Regierung in der folgenden Legislaturperiode zu prüfen. Seit März 2018 ist aber keine Bewegung in die Sache gekommen.

381. Die Expertenkommission unterstützt ausdrücklich die Pläne zum Ausbau der E-Ladeinfrastruktur und erkennt die Bemühungen der Bundesregierung an. Bestehende rechtliche Hürden im privaten Bereich sollten jedoch schnellstens angegangen werden. Kritisch sieht die Expertenkommission, dass die Bundesregierung das wichtige Thema der Integrierbarkeit der E-Ladeinfrastruktur in die Stromverteilnetze weitestgehend auslässt. Es wird von Herausforderungen für die Stromnetze gesprochen, aber keine Aussage getroffen, wie dem begegnet werden soll (zu den Auswirkungen der Elektromobilität auf die Stromnetze siehe Kapitel 9.3).

8.8 Strombasierte regenerative Kraftstoffe

382. Als derzeit wirksamste Instrumente zur Reduktion der THG-Emissionen im Straßenverkehr bis zum Jahr 2030 gelten – neben Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung und -verlagerung – die EU-Verordnungen zu den CO_2-Flottengrenzwerten für neue Pkw und leichte Nutzfahrzeuge (EU, 2019) sowie schwere Lkw und Busse (COM, 2018d) (vgl. Ziffer 374). Ein weiteres Instrument auf EU-Ebene ist die Neufassung der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Renewable Energy Direktive RED II) vom 11. Dezember 2018 (EU, 2018a). Die bisher erwarteten Emissionsminderungen durch diese Maßnahmen sind aber nicht ausreichend für das Erreichen des Klimaschutzziels 2030 im Verkehr bzw. die Erfüllung der EU-Klimaschutzverordnung, insbesondere weil auf der relativ kurzen Zeitachse auch die THG-Emissionen im Fahrzeugbestand reduziert werden müssen (vgl. Kapitel 2.3). Entsprechend ist die Substitution von fossilem Benzin und Diesel durch CO_2-ärmere fossile Kraftstoffe[54] und (strombasierte) Regenerativ-Kraftstoffe als Option mit zu berücksichtigen.

383. Vorhandene Zielszenarien (dena, 2018; BCG und Prognos, 2019; Öko-Institut *et. al.*, 2019) gewichten die Maßnahmen für den Klimaschutz im Verkehr bis 2030 in den verschiedenen Handlungsfeldern sehr unterschiedlich. Neben stark effizienzgetriebenen Strategien zur Reduktion der Energienachfrage durch Verkehrsvermeidung und -verlagerung stehen solche, die eher angebotsorientiert sind und auf einen schnelleren Ausbau der Elektromobilität (einschließlich Oberleitung-Hybrid-Lkw) sowie die Bereitstellung biogener und strombasierter regenerativer Kraftstoffe (eFuels) abzielen (vgl. Kapitel 8.5 und 8.6). Die Bandbreite der Annahmen zu den hier

[54] Diesel- bieten gegenüber Benzinfahrzeugen derselben Größenklasse einen Klimavorteil von bis zu 15 %. Dabei werden Benzinmotoren auch zunehmend mit Effizienztechnologien ausgestattet, die bereits im Diesel verbaut sind, so dass sich Effizienzvorteile tendenziell verringern. Ein Beispiel ist der VW Golf: Hier beträgt bei der 110 kW- Variante bei vergleichbarer Ausstattung der Unterschied weniger als 5 % (icct, 2018a). Aktuelle Erdgasfahrzeuge weisen einen Klimavorteil von -15 % gegenüber Benzinfahrzeugen auf. Der Klimavorteil könnte höher ausfallen, beim Einsatz von Erdgas im bivalenten Betrieb von Benzinfahrzeugen wird dieser allerdings weitgehend aufgezehrt.

interessierenden strombasierten Kraftstoffen reichen von Null bis zu knapp 50 TWh im Jahr 2030 (BCG und Prognos, 2018; dena, 2018; Öko-Institut *et al.*, 2019). Etwa in der Mitte bewegt sich mit rund 28 TWh der Zielpfad B in der Studie zur Folgenabschätzung der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung (Öko-Institut *et al.*, 2019). Er ist gegenüber der Referenz bis 2030 vor allem durch folgende Entwicklungen gekennzeichnet:

- Personenverkehrsleistung: -8 % ggü. Referenz
  (motorisierter Individualverkehr: - 12 %, öffentlicher Personenverkehr: + 17 % ggü. Referenz).
- Güterverkehrsleistung: -8% ggü. Referenz
  (Straße: - 21 %, Schiene: + 33 %, Binnenschiff: +18 % ggü. Referenz).
- Pkw: Deutliche Effizienzsteigerung um 63 % ggü. 2021 im Realbetrieb, hoher Anteil von Elektro-Pkw an Neuzulassungen (ca. 60 %).
- Leichte Nutzfahrzeuge: bis zu 60 % elektrische Neuzulassungen.
- Lkw: Deutliche Effizienzsteigerung (25 % bei konventionellen schweren Lkw ggü. 2015).

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass insbesondere die mit 63 % angenommene Reduktion der CO_2-Emissionen im Realbetrieb der Pkw-Neuwagenflotte des Jahres 2030 weit über die EU-Verordnung zu den Flottengrenzwerten hinausgeht (Absenkung um 37,5 % im normierten Testverfahren).

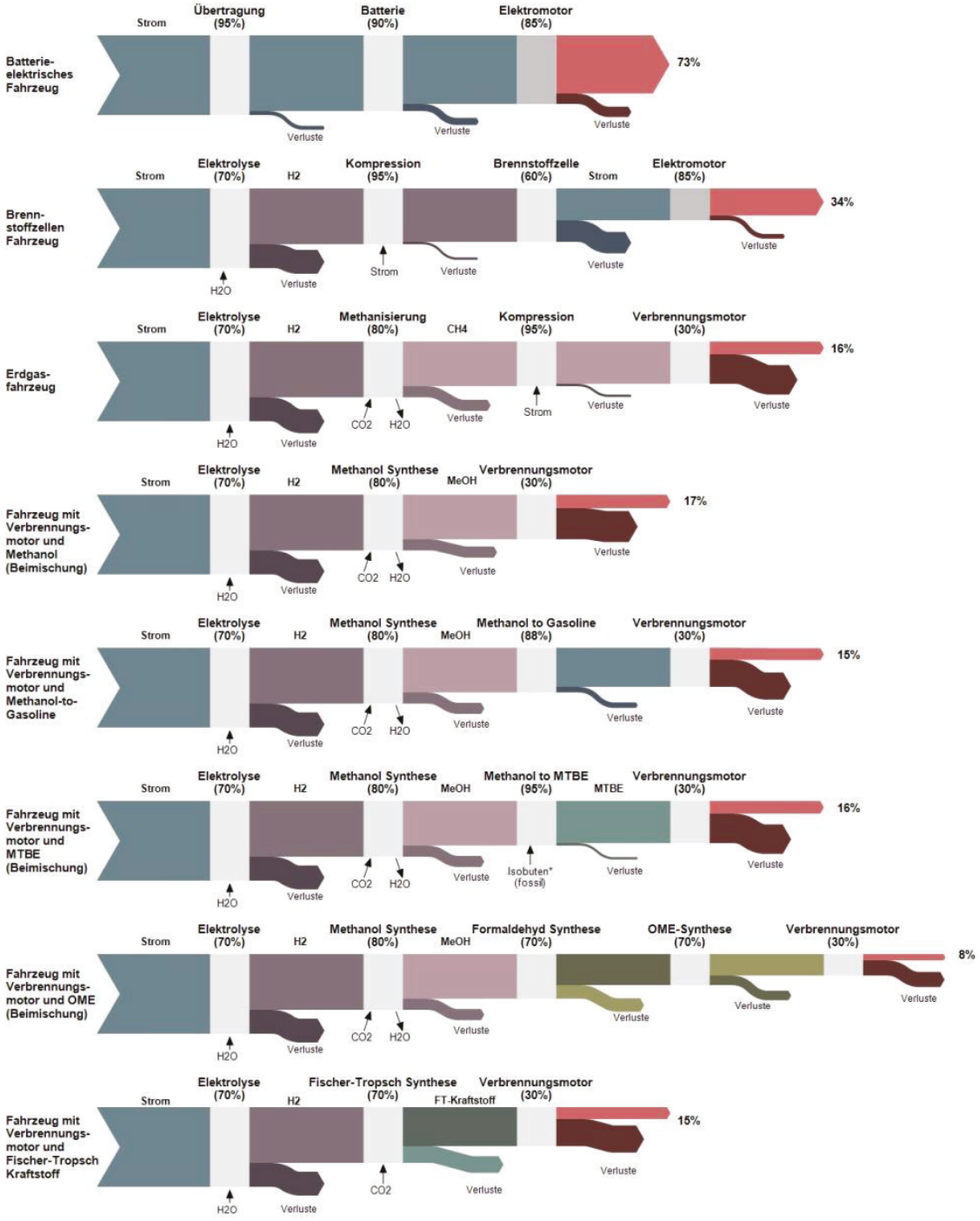
384. Unter den Annahmen des Zielpfades B reduziert sich der Endenergiebedarf in Form von Kraftstoffen (einschließlich Strom) um 28 % von 667 TWh im Jahr 2015 auf 462 TWh im Jahr 2030. Gleichzeitig steigt der Stromanteil von 1,8 % auf 6,7 % und der Biokraftstoffanteil von 4,6 % auf 8,8 % (ggü. 2015). Der Zielpfad geht weiterhin von einer erheblichen Ausbaudynamik bei eFuels aus, die einen Anteil von 6 % erreichen (entsprechend über 3 Mrd. Liter Benzinäquivalent).

385. Mit den Annahmen des Zielpfades sind eine Reihe grundlegender Fragestellungen verbunden, die bisher allerdings auch in der allgemeinen Diskussion kaum adressiert werden:

- Welche Kraftstoff-Pfade sind kurz-, mittelfristig und langfristig sinnvoll?
- In welchem Bereich sollten eFuels zu welchem Zeitpunkt eingesetzt werden?
- Können neben CO_2-Emissionen auch weitere Luftschadstoffe ggü. konventionellen Fahrzeugen reduziert werden?
- Welche regenerativen Stromerzeugungskapazitäten werden dafür benötigt?
- Welche Mengen können im Inland erzeugt werden und welche Strom- oder Kraftstoffmengen sollten importiert werden?
- Wie können importierte eFuels unter Nachhaltigkeitsstandards zertifiziert werden?
- Mit welchen Kosten ist zu rechnen?
- Wie kann die Markteinführung ausgestaltet werden?
- Welche Rahmenbedingungen sind durch die Politik zu setzen?

386. Bezüglich der Kraftstoffpfade reicht das Spektrum der eFuels von reinem Wasserstoff für Brennstoffzellen-Fahrzeuge über regeneratives Methan für Erdgasfahrzeuge bis hin zu synthetischem Benzin und Diesel. Der Strombedarf – und damit der Material-, Rohstoff- und Flächenbedarf – für die Herstellung von eFuels hängt deshalb sehr stark vom Produkt ab. Abbildung 49 zeigt dazu exemplarisch einige Konversionspfade.

Abbildung 49: Energieflüsse und resultierende energetische Wirkungsgrade verschiedener Antriebs- und Kraftstoffpfade für Pkw bezogen auf die Einsatzenergie Strom (Energie am Rad).



*Einsatz von fossilem Isobuten ist energetisch nicht berücksichtigt.
Angaben ohne Effizienz der Bereitstellung von Kohlenstoff für Kohlenwasserstoffe. Der Gesamtwirkungsgrad ergibt sich aus der Multiplikation der Einzelwirkungsgrade im jeweiligen Pfad. Vereinfachte Darstellung: Prozessoptimierungen können zu verbesserten Wirkungsgraden führen. Eigene Darstellung auf Basis von Dechema (2017), Frontier Economics (2018) und eigenen Berechnungen.

387. Daran wird deutlich, dass die direkte Nutzung von Strom die effizienteste Option ist, zumal Oberleitungs-Fahrzeuge (z. B. Oberleitungs-Hybrid-Lkw) und batterieelektrische Fahrzeuge rund 75 % des Stroms in Bewegungsenergie umsetzen. Bei der Kraftstoffroute strombasierter Wasserstoff (eH_2) in Verbindung mit Brennstoffzellenfahrzeugen sind es immerhin noch etwa 34 %[55], bei e-Methan in Verbindung mit reinen Erdgasfahrzeugen über 15 %, bei sog. Fischer-Tropsch-Kraftstoffen noch 15 %, wobei auch Beimischungen von Methanol-basiertem MTBE (Methyl-tert-butylether) zu Benzin oder von OME (Oxymethylenether) zu Dieselkraftstoff bis zu etwa 15 % interessant sind.

388. Trotz der geringen energetischen Effizienz besteht eine Notwendigkeit für den Einsatz von eFuels. Denn einerseits ist unter dem regulativen Rahmen derzeit nicht ohne Weiteres zu erwarten, dass sich Elektrofahrzeuge schneller durchsetzen als vorgegeben, andererseits müssen auch die CO_2-Emissionen der ausschließlich über Verbrennungsmotoren angetriebenen Bestandsfahrzeuge im Jahr 2030 reduziert werden. Langfristig, d. h. mit Blick auf einen weitgehend klimaneutralen Verkehr bis zum Jahr 2050, sind für den Einsatz flüssiger synthetischer Kraftstoffe Teile des Schwerlastverkehrs sowie mangels absehbarer Alternativen der Luft- und der Schiffsverkehr prädestiniert. Dies ergibt sich schon aufgrund der langen Nutzungsdauern der Antriebe von 25 Jahren bei Flugzeugen und bei größeren Schiffen, was bedeutet, dass heute gebaute Schiffsdiesel auch noch im Jahr 2040 eingesetzt werden. Die Markteinführung von eFuels dürfte allerdings über den Straßenverkehr erfolgen, weil insbesondere Luftfahrtunternehmen in einem starken internationalen Wettbewerb stehen, so dass internationale Vereinbarungen greifen müssen, die aber kurzfristig nicht absehbar sind.

389. Die naheliegendsten Optionen für die Einführung von eFuels in den nächsten 5-10 Jahren sind aufgrund des Fahrzeugbestands, der verfügbaren Infrastrukturen und des technologischen Reifegrades Beimischungen z. B. von MTBE oder OME. Um beispielsweise über diese Pfade 1 % der CO_2-Emissionen des Verkehrs in Deutschland zu vermeiden, wären 12-24 TWh Elektrizität erforderlich. Dies entspricht rd. 6-11 % der aktuellen Stromerzeugung aus regenerativen Quellen. Nicht zuletzt aus Kostengründen dürfte sich die Strombereitstellung aus dem Inland jedoch in Grenzen halten, denn aufgrund der hohen Kapitalkosten der Konversionsanlagen muss Elektrizität möglichst kontinuierlich zur Verfügung stehen. Eine häufig diskutierte Nutzung von regenerativen Stromüberschüssen im Netz dürfte deshalb nur unter besonderen Randbedingungen infrage kommen. Größere Potenziale sind eher im Bereich der Offshore-Windenergienutzung zu sehen, wo 4.000 oder auch deutlich mehr äquivalente Volllaststunden erreichbar sind. Prinzipiell vorstellbar scheint auch, auf sog. künstlichen „Wind-Inseln“ eFuels direkt zu erzeugen und per Schiff abzutransportieren (E-Bridge, 2018).

390. Längerfristig ist es im Zuge einer stärkeren Integration der europäischen Stromnetze vorstellbar mehr Strom zu importieren, zumal es auf europäischer Ebene zu großräumigen Ausgleichseffekten bei der regenerativen Stromerzeugung kommt. Aus heutiger Sicht bietet sich allerdings der Import von Kraftstoffen aus Regionen mit sehr guten Einstrahlungsbedingungen (z. B. Nordafrika, Naher Osten), sehr guten Windverhältnissen oder sehr guten Einstrahlungs- und Windverhältnissen an (z. B. Chile oder Australien).

391. Die Produktionskosten für flüssige eFuels wie Methanol werden in den nächsten 5-10 Jahren an solchen Standorten im Bereich von 1,00-1,20 Euro je Liter Benzinäquivalent erwartet (unversteuert), wobei vor allem beim Transport großer Kraftstoffmengen flüssige eFuels gegenüber gasförmigen deutliche Vorteile beim Handling, den Kosten usw. aufweisen. Ein wichtiges Element ist dabei neben den Kosten der regenerativen Stromerzeugung und der Technologien zur Kraftstofferzeugung auch die Frage, ob konzentrierte CO_2-Quellen genutzt werden können oder ob eine Anreicherung aus der Atmosphäre (obere Grenze der Kostenbandbreite)

[55] Zu beachten ist auch, dass elektrische Antriebe keine Luftschadstoffe und deutlich weniger Lärm als Verbrennungsmoren emittieren, was für innerstädtische Bereiche einen wesentlichen Faktor darstellt.

erforderlich ist. Bis 2040 wird davon ausgegangen, dass sich Kosten von 0,60-0,80 Euro je Liter Benzinäquivalent erreichen lassen.

392. Beimischungen von 20 % unversteuerter eFuels zu Benzin und Dieselkraftstoff würden bis 2030 zu einem rechnerischen Anstieg der Tankstellenpreise für Kraftstoffe um etwa 25 ct je Liter führen. Solche Preisanstiege über eine Dekade hinweg waren auch in der Vergangenheit nicht ungewöhnlich. Die Frage, welche ökonomischen Rahmenbedingungen für eine Markteinführung von eFuels erforderlich sind, ist freilich deutlich komplexer. Dazu liegt bereits eine Reihe von Vorschlägen vor. Zu prüfen wäre auch, wie sich eine finanzielle Förderung von eFuels bei einer Gegenrechnung zu den potenziellen Strafzahlungen aus einer Verfehlung der Ziele aus der EU-Klimaschutzverordnung darstellt (s. Kapitel 4).

393. Was den EU-rechtlichen Rahmen für die Markteinführung von eFuels anbetrifft, bietet die Neufassung der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II) vom Dezember 2018 eine Grundlage. Sie sieht vor, dass im Jahr 2030 mindestens 14 %[56] des Kraftstoffverbrauchs aus regenerativen Quellen stammen müssen. Davon müssen mindestens 3,5-Prozentpunkte auf fortschrittliche Biokraftstoffe entfallen. Durch Mehrfachanrechnungen (z. B. vierfache Anrechnung bei direkter Nutzung von regenerativem Strom im Straßenverkehr) resultiert aus der RED II allerdings eine geringere physikalische Quote. Unter Vernachlässigung von Vorkettenemissionen (v. a. Biomasse) entspricht die THG-Minderung etwa 7 % in 2030 (Quellenbilanz)[57]. Die Mitgliedsstaaten sind aber frei, im Zuge der nationalen Umsetzung der Richtlinie höhere Anteile erneuerbarer Energieträger zu beschließen.

394. Die Anrechenbarkeit von eFuels auf die Kraftstoffquote (RED II) und die Treibhausgasemissionen im Geltungsbereich der EU-Klimaschutzverordnung ist allerdings noch nicht vollständig geregelt. Dies soll bis 31.12.2021 erfolgen. So ist vor allem noch offen, wie mit der Nutzung von konzentrierten, nicht regenerativen CO_2-Quellen aus Industrieprozessen (Zement-, Stahlherstellung usw.) und Kraftwerken verfahren werden soll. Grundsätzlich ist vorstellbar, dass der Einsatz solcher Kohlenwasserstoffe als CO_2-neutral im Verkehrssektor bilanziert wird – sofern der benötigte Strom aus erneuerbaren Energien stammt. Die Emissionen würden dann vollständig den Sektoren Energiewirtschaft oder Industrie zugerechnet. Umgekehrt könnten die Emissionen vollständig oder teilweise dem Verkehr zugerechnet werden, wodurch die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie entlastet würden. In diesem Fall wäre zu beachten, dass beispielsweise in der Industrie Maßnahmen zur Umstellung von CO_2-intensiven Prozessen auf CO_2-arme/-freie Prozesse verlangsamt werden könnten. Nicht zuletzt führt der Einsatz von strombasierten Energieträgern auch zu einer Verschiebung von Emissionen zwischen den Systemen Emissionshandel und EU-Klimaschutzverordnung und damit zu einer Verschiebung der Verantwortlichkeiten für die jeweilige Zielerreichung und ggf. der Pönalisierung der entsprechenden Adressaten bei möglichen Zielverfehlungen.

395. Ein weiteres wichtiges Element betrifft die Zertifizierung von eFuels, die aus dem außereuropäischen Ausland importiert werden. Hier muss nicht zuletzt sichergestellt werden, dass die Produktion von CO_2-neutralen

[56] Nach Artikel 25 bewertet die Kommission diese Verpflichtung, um bis 2023 einen Gesetzgebungsvorschlag zu unterbreiten, mit dem der Zielwert erhöht wird, i) wenn sich bei der Produktion erneuerbarer Energie weitere wesentliche Kostensenkungen ergeben, ii) wenn dies notwendig ist, damit die EU ihre internationalen Dekarbonisierungsverpflichtungen erfüllen kann, oder iii) wenn dies aufgrund eines wesentlichen Rückgangs des Energieverbrauchs in der EU gerechtfertigt ist.

[57] Die Neuzulassung von Elektrofahrzeugen und Brennstoffzellenfahrzeugen und damit dem Einsatz von Strom und Wasserstoff im Verkehr wird ebenfalls über die EU-Flottengrenzwerte für Pkw, LNF und Lkw adressiert. Eine zusätzliche Minderungswirkung zu den Flottengrenzwerten ergibt sich daher nur für den Einsatz von regenerativen Kraftstoffen und Strom/Wasserstoff außerhalb der Emissionsstandards (bspw. Schienenverkehr).

bzw. -armen Kraftstoffen nicht zu Mehremissionen in anderen Bereichen in diesen Ländern führt und weitere Umwelt- und ggf. Sozialstandards eingehalten werden.

396. Vor dem Hintergrund der kurzen Zeitachse bis zum Jahr 2030 empfiehlt die Experten-Kommission der Bundesregierung deshalb, zeitnah, d.h. deutlich vor dem 31.12.2021, klare Regelungen zur Anerkennung von eFuels herbeizuführen, um den Marktakteuren eine Orientierung zu geben. Dies ist auch für den Zeitraum jenseits 2030 relevant, denn der Aufbau der entsprechenden Produktionskapazitäten und Bereitstellungspfade unterliegt relativ langen Zeitachsen, um nennenswerte Emissionsminderungen im Verkehr zu erreichen.

397. Darüber hinaus müssen Forschung, Entwicklung und Demonstration solcher Pfade vorangetrieben werden – einschließlich der technisch und wirtschaftlich effizienten Anreicherung von CO_2 aus der Umgebungsluft[58]. Mit dem bereits seit 2007 laufenden Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) des BMVI, dem Kopernikus-Projekt Power-to-X des BMBF, der Anfang 2017 gestarteten Initiative „Energiewende im Verkehr“ des BMWi sowie weiteren Projekten auf Bundes- und Landesebene besteht dafür eine gute Grundlage. Dass im Programm „Energiewende im Verkehr“ allerdings erst für das Jahr 2022 eine Roadmap geplant ist (BMWi, 2019b), die auf Basis der Forschungsergebnisse Handlungsempfehlungen für die Entwicklung, Produktion und Markteinführung von nachhaltigen Kraftstoffen geben soll, scheint angesichts der Herausforderungen im Verkehr deutlich zu spät, zumal die wichtigsten zu klärenden Punkte sowie absehbare Technologiefortschritte bekannt sind und somit robuste Pfade früher definiert werden können – auch in Bezug auf mögliche Lieferketten. Auch seitens der Wirtschaft wird deshalb inzwischen eine Markteinführungsstrategie für Power-to-X-Technologien gefordert (WEC, 2018; Power-to-X Allianz, 2019). Dabei geht es nicht zuletzt darum, im internationalen Innovationswettbewerb nicht zurückzufallen. Denn Länder wie Australien, China, Japan oder Südkorea haben bereits z. T. sehr dezidierte Strategien für Power-to-X-Technologien entwickelt.

[58] Dabei ist auch zu beachten, dass ein wichtiger Treiber für eFuels auch die Erzeugung von regenerativem Wasserstoff für industrielle Anwendungen sein kann, denn einerseits besteht mit einem Umsatz von etwa 150 Mrd. USD weltweit ein sehr großer Markt, andererseits trägt die derzeitige Wasserstoff-Erzeugung aus fossilen Energieträgern (insbesondere Erdgas, aber auch Kohle) zu den globalen THG-Emissionen bei. Neben der klimafreundlicheren Wasserstoffbereitstellung bestehen weitere THG-Minderungspotenziale auf der Anwendungsseite, d. h. aus der Umstellung von Industrieprozessen. Ein Beispiel ist die Substitution von Koks durch H_2 als Reduktionsmittel in der Stahlerzeugung.

9 Elektrische Netze

Das Wichtigste in Kürze

Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) von 2009 und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) von 2013 verankern die wichtigsten Netzausbauvorhaben für ein funktionierendes Stromübertragungssystem. Trotz steigender Investitionen in die Übertragungsnetzinfrastruktur und dem verstärkten Engagement des BMWi bleibt der Netzausbau weiterhin hinter den gesetzlichen Anforderungen und den entsprechenden Ausbauvorhaben zurück. Aus Sicht der Expertenkommission lässt der Fortschrittsbericht das Ausmaß der Verzögerung nur unzureichend erkennen. Ende 2018 waren insgesamt erst 1.050 der ursprünglich für diesen Zeitpunkt geplanten 3.450 Kilometer der EnLAG- und BBPlG-Vorhaben fertiggestellt. Mit jedem weiteren Berichtsjahr werden die Fertigstellungstermine weiter nach hinten geschoben.

Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in den Netzentwicklungsplänen für 2030 deuten bereits darauf hin, dass die Erhöhung des Ausbauziels für erneuerbare Energien auf 65 % und eine deutlichere Reduktion der Kohlekapazitäten nicht ohne einen zusätzlichen HGÜ-Ausbau und damit deutlich höheren Kosten auskommen wird. Die ÜNB-Szenarien beruhen zudem auf der Annahme neuer markt- und netzbasierter Flexibilitäten. Momentan ist nicht absehbar, ob diese rechtzeitig und in erforderlichem Umfang realisierbar sind. Hier sind noch enorme Anstrengungen erforderlich. Aus Sicht der Expertenkommission ist dazu auch eine grundlegende Umgestaltung der elektrizitätsbezogenen Abgaben und Umlagen und eine Reform der Netzentgeltsystematik erforderlich.

Die novellierte EU-Strombinnenmarkt-Verordnung sieht vor, dass Mitgliedstaaten ab 2020 mindestens 70 % der Nettoübertragungskapazität für den europäischen Handel zur Verfügung stellen müssen. Von diesem Wert ist das deutsche Übertragungsnetz momentan weit entfernt. Misslingt es, die innerdeutschen Netzengpässe mithilfe eines Maßnahmenkatalogs bis 2025 zu beseitigen, kann die EU-Kommission die Aufspaltung der einheitlichen deutschen Gebotszone durchsetzen. Die Expertenkommission fordert die Bundesregierung auf, die Absichten der EU-Kommission ernst zu nehmen und sich gegebenenfalls auf eine künftige Auftrennung der Gebotszone vorzubereiten.

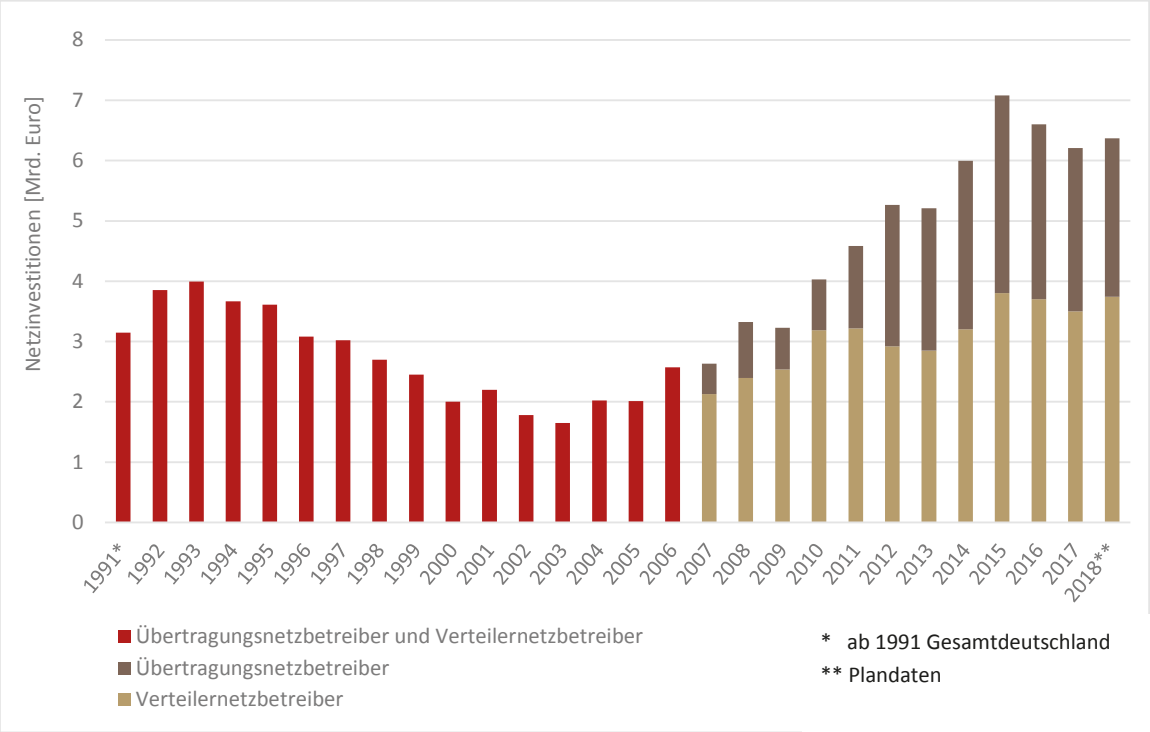
Die Verzögerungen beim Übertragungsnetzausbau äußern sich auch in dem erneut gestiegenen Umfang an Engpassmanagement – auch über das Niveau des bisherigen Rekordjahres 2015 hinaus. Fast jeder vierzigsten Kilowattstunde Bruttostromerzeugung steht mittlerweile eine abgeregelte Kilowattstunde Erzeugungsleistung gegenüber. Die abgeregelte Energiemenge der erneuerbaren Erzeuger hat 2017 knapp 3 % der EEG-Einspeisung erreicht. Es wurden erstmals auch nennenswert Offshore-Anlagen abgeregelt. Durch den weiteren Offshore-Ausbau dürfte sich dies Problem weiter verstärken. Elektrizitätskunden werden von den Netzbetreibern oder über die EEG-Umlage für die abgeregelte Elektrizität zur Kasse gebeten, ohne die bezahlte Elektrizität beziehen zu können.

Auch bei den Verteilernetzen sind – dem Fortschrittsbericht zufolge – neue Herausforderungen und steigende Investitionen zu erwarten. Gründe hierfür seien die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Erzeuger im Verteilernetz und die Elektromobilität. Konkrete Zahlen werden von der Bundesregierung aber nicht genannt. Für einen Fortschrittsbericht würde man Schätzungen zur technischen Machbarkeit und den damit verbundenen Kosten erwarten. Um die Akzeptanz des Netzausbaus im Übertragungs- und Verteilernetz nicht weiter zu gefährden, sollte die Bundesregierung möglichst schnell realistische Realisierungszeitrahmen und Kostenschätzungen für die kommende Dekade vorlegen.

9.1 Ausbau der Übertragungsnetze

398. Abbildung 50 zeigt die Entwicklung der Investitionen in die Netzinfrastruktur. Aufgrund der langen Investitionszyklen in der Netzwirtschaft sollte die Darstellung der Investitionen generell auf eine möglichst lange Zeitreihe zurückgreifen (vgl. EWK, 2012). Die Darstellung im Fortschrittsbericht greift daher zu kurz. Seit etwa 12 Jahren ist ein kontinuierlicher Anstieg der Netzinvestitionen zu verzeichnen – auch über das Niveau der 90er-Jahre hinaus. Auffällig ist, dass insbesondere die Investitionen in den Neu- und Ausbau der Übertragungsnetze in den letzten Jahren stark gestiegen sind. Sie betrugen im Jahr 2017 über 2,7 Mrd. Euro.

Abbildung 50: Investitionen in die Netzinfrastruktur



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BDEW (2012), BNetzA/BKartA (2014a, 2019).

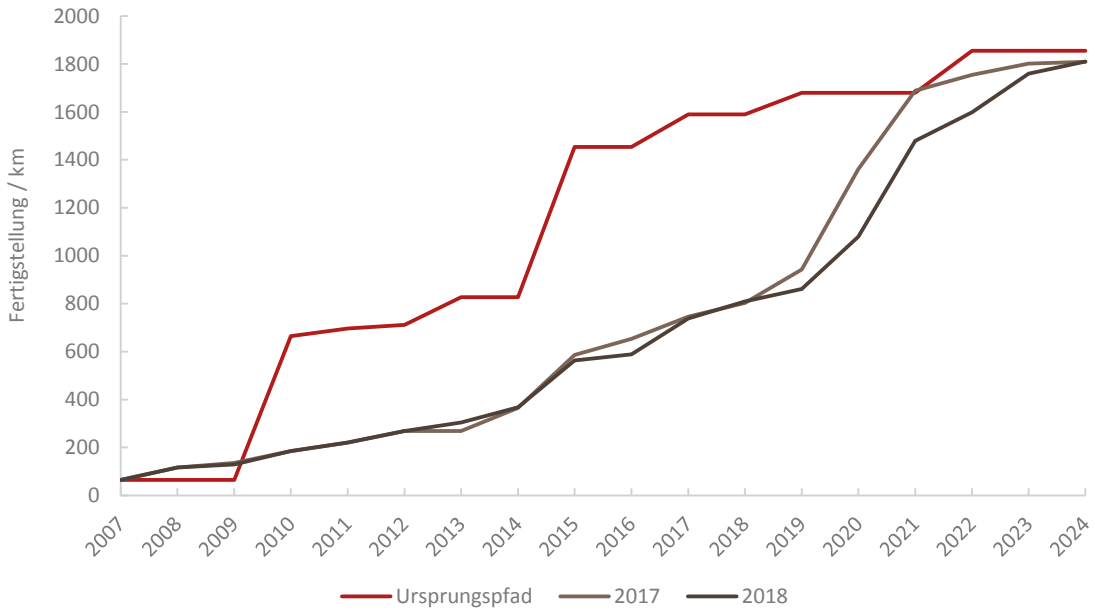
399. Trotz steigender Investitionen in die Übertragungsnetzinfrastruktur und dem verstärkten Engagement des BMWi bleibt der Netzausbau weiterhin hinter den gesetzlichen Anforderungen und den entsprechenden Ausbauvorhaben zurück. Aus Sicht der Expertenkommission lässt der Fortschrittsbericht das Ausmaß der Verzögerung nur unzureichend erkennen. Mit dem Aktionsplan Stromnetz des BMWi wurden im August 2018 klarere Worte gefunden: „Die neuen Nord-Süd-Trassen werden frühestens im Jahr 2025 fertiggestellt. Und auch bei anderen Netzausbau-Vorhaben im Übertragungsnetz hinken wir hinterher. Um die Herausforderungen zu bewältigen, benötigen wir aber schon vor 2025 deutlich leistungsfähigere Netze.“ (BMWi, 2018a)

400. Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) von 2009 und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) von 2013, welches alle zwei Jahre durch die im Netzentwicklungsplan identifizierten und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Netzausbaumaßnahmen ergänzt wird, verankern die wichtigsten Netzausbauvorhaben für ein funktionierendes Stromübertragungssystem. Jedoch entstanden immer wieder Verzögerungen beim Netzausbau. Ende 2018 waren insgesamt erst 1.050 der ursprünglich für diesen Zeitpunkt

geplanten 3.450 Kilometer der EnLAG- und BBPlG-Vorhaben fertiggestellt. Mit jedem weiteren Berichtsjahr werden die Fertigstellungstermine weiter nach hinten geschoben. Abbildung 51 und Abbildung 52 verdeutlichen den Umsetzungsfortschritt. Der „Ursprungspfad“ bildet den im Jahr 2009 (EnLAG) bzw. Jahr 2013 (BBPlG) vorgesehenen Ausbauzeitrahmen ab. Die weiteren Kurven stellen die jährliche Fortschreibung der Zielpfade auf Grundlage der vierteljährlich veröffentlichten Berichte der BNetzA zum Monitoring des Stromnetzausbaus dar (vgl. EWK, 2016, 2018).

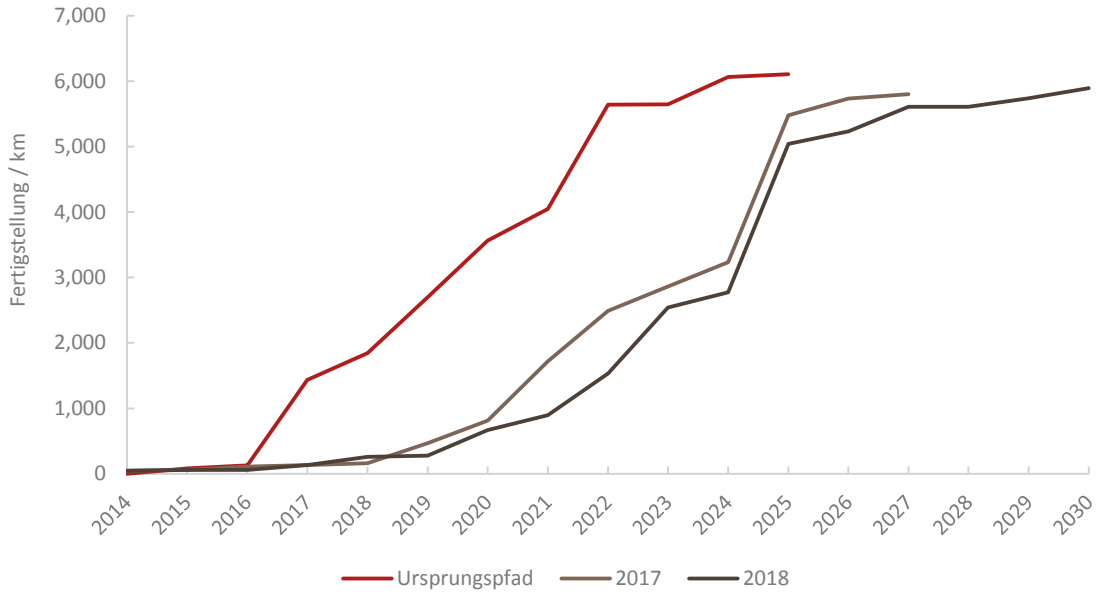
401. Ende 2018 waren insgesamt 800 der 1.800 Kilometer der EnLAG-Vorhaben fertiggestellt. Für das Jahr 2019 wird ein Ausbau von knapp 860 Kilometern prognostiziert. Im Jahr 2017 war man noch davon ausgegangen, dass Ende 2019 bereits rund 940 Kilometer ausgebaut sein würden. Diese zeitliche Verschiebung der Prognosen ist ganz analog zu den Vorjahren auch in diesem Jahr zu beobachten. Eine sehr ähnliche Dynamik zeichnet sich in den Prognosen für die Fertigstellung der Projekte im Bundesbedarfsplangesetz ab. Ende 2018 waren erst rund 250 der 5.900 Kilometer der BBPlG-Vorhaben realisiert. Ursprünglich sollten zu diesem Zeitpunkt bereits 1.845 Kilometer ausgebaut worden sein. Auch im Berichtsjahr 2018 wurden die Ausbauprognosen für die nächsten Jahre gesenkt und die erwarteten Fertigstellungsdaten weiter verschoben. So wurde die Ausbauprognose aus 2017 für das Jahr 2019 von 469 Kilometer auf 279 Kilometer gesenkt. Auch die Übertragungsnetzbetreiber sehen in ihren Best-Case-Szenarien kaum einen schnelleren Ausbau (BNetzA, 2019f).

Abbildung 51: Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG



Anmerkung: Stand des Ausbaus jeweils zum Ende des Kalenderjahres.
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von dena (2010), BNetzA/BKartA (2014b, 2015), BNetzA (2018b, 2019f)

Abbildung 52: Ursprungspfad und angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach BBPlG



Anmerkung: Stand des Ausbaus jeweils zum Ende des Kalenderjahres.
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2012, 2018a, 2019f), BNetzA/BKartA (2014b, 2015).

402. Die Netzentwicklungspläne (NEP) werden von den Übertragungsnetzbetreibern alle zwei Jahre erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft. Die von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzausbauvorhaben werden jeweils in das Bundesbedarfsplangesetz übernommen. Der aktuelle Stand des BBPlG beruht auf dem NEP aus dem Jahr 2015. Im Jahr 2017 wurden mit dem NEP für 2030 (Version 2017) weitere Ausbauvorhaben durch die BNetzA bestätigt. Weitere 450 Stromnetzkilometer müssen demnach noch in das BBPlG aufgenommen werden und sind aktuell nicht in der Abbildung 52 enthalten. Dabei handelt es sich überwiegend um Neubau und Netzverstärkung der Wechselstromtrassen (BNetzA, 2017). Die Übertragungsnetzbetreiber geben in ihrem Entwurf jedoch zu bedenken, dass sie den bisher geplanten HGÜ-Ausbau von 10 GW bereits für das Jahr 2035 für unzureichend erachten und weitere 6 GW an HGÜ-Leitungskapazitäten für erforderlich halten (NEP 2030, 2017).

403. In der neuen 2019-Version des NEP für 2030 wurde im Vergleich zu der Version von 2017 die Erhöhung des EE-Ziels am Stromverbrauch auf 65 % und eine deutlichere Reduktion der Kohlekapazitäten berücksichtigt (vgl. Tabelle 24). Die Berechnungen aus dem Jahr 2017 weisen bereits einen erheblichen Mehrbedarf an Netzausbau gegenüber den Berechnungen von 2015 aus. In der Rechnung von 2019 werden die zusätzlichen Bedarfe bestätigt. Eine Überprüfung der Berechnungsergebnisse durch die BNetzA steht noch aus. Nach Urteil der Übertragungsnetzbetreiber könne aber bei ähnlichen Gesamtkilometern Netzzubau wie in der 2017-Version die erhöhte EE-Einspeisung und die reduzierte Kohleverstromung dargestellt werden. Allerdings erfordere dies einen stärkeren HGÜ-Zubau. Die ÜNB-Szenarien beruhen zudem auf der Annahme neuer markt- und netzbasierter Flexibilitäten (NEP 2030, 2019b). Es ist momentan nicht absehbar, ob diese rechtzeitig und in erforderlichem Umfang realisierbar sind. Hier sind noch enorme Anstrengungen erforderlich. Aus Sicht der Expertenkommission ist dazu auch eine grundlegende Umgestaltung der elektrizitätsbezogenen Abgaben- und Umlagen und eine Reform der Netzentgeltsystematik erforderlich (vgl. Kapitel 12 und die Empfehlungen in EWK (2016, 2018)).

404. Die Expertenkommission schätzt die Ergebnisse der NEP-Berechnungen aus einem weiteren Grund als problematisch ein: Es zeichnet sich bereits deutlich ab, dass die EnLAG-Vorhaben nicht rechtzeitig fertig werden.

Im NEP werden die EnLAG-Vorhaben aber bereits im Startnetz berücksichtigt. Auf lange Frist (Perspektive 2030) ist mit der Fertigstellung zu rechnen, allerdings dürfte der verspätete Ausbau der EnLAG-Vorhaben insbesondere in der frühen 20er Jahren problematisch sein, wenn der Kernenergieausstieg die Nord-Süd-Transportaufgabe weiter zuspitzt.

405. Wegen der absehbaren Verzögerungen beim Netzausbau und den daraus resultierenden Netzengpässen in den frühen 20er Jahren wurden im NEP 2030 (Version 2017) erstmals sogenannte Ad-hoc-Maßnahmen formuliert, also Maßnahmen, die im Rahmen von wenigen Jahren umgesetzt werden können. Diese Maßnahmen sollen den Redispatchbedarf bereits bis 2025 deutlich reduzieren. Überwiegend handelt es sich um sogenannte netzoptimierenden Maßnahmen. Netzoptimierende Maßnahmen können ohne weiteren Netzausbau die Übertragungskapazität des Netzes erhöhen. Dazu zählen spezielle Netzbetriebsmittel, die den Lastfluss aktiv steuern können (z. B. Phasenschieber-Transformatoren), die Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen sowie das Freileitungsmonitoring, bei dem die Witterungsbedingungen an der Leitung im Betrieb gemessen werden und dadurch eine individuelle und dynamische Festlegung der maximalen Auslastung erfolgen kann. Vorhandene Leitungen können durch die genannten Maßnahmen besser ausgenutzt werden. Die Expertenkommission begrüßt, dass Ad-hoc-Maßnahmen in den Fokus genommen werden und auch, dass der Fortschritt bei den netzoptimierenden Maßnahmen in das quartalsweise Monitoring der Bundesnetzagentur aufgenommen wurde (BNetzA, 2019f). Da die Umsetzung der Maßnahmen planerisch und baulich weniger anspruchsvoll als der Leitungsneubau ist, kann mit einer fristgerechten Umsetzung gerechnet werden.

406. Ein Mittel, um auf strukturelle Netzengpässe innerhalb einer Gebotszone zu regieren, ist die Aufteilung in eine oder mehrere Gebotszonen. Wohl auf politischen Druck der Bundesländer ist es im Herbst 2018 nicht zu einer Aufteilung der deutschen Gebotszone entlang der Nord-Süd-Engpässe, sondern zu einer Aufteilung der vormals gemeinsamen Gebotszone mit Österreich gekommen. Ergebnisse zur Beurteilung der Aufspaltung der Gebotszone liegen leider noch nicht vor. Es ist anzunehmen, dass sich der Umfang der Eingriffe zur Behebung von Netzengpässen durch die Maßnahme reduziert hat. Als Second-best-Lösung führt die Aufteilung aber weder momentan noch in Zukunft zu einer Vermeidung von Engpässen innerhalb Deutschlands.

407. „Die 2017 in Kraft getretene Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) stellt sicher, dass die deutsche Stromgebotszone auch künftig nicht einseitig durch die Übertragungsnetzbetreiber geteilt werden kann. Deutschland zeichnet sich durch eine einheitliche Stromgebotszone aus.“ – Diese Formulierung der Bundesregierung suggeriert, dass die Aufteilung der einheitlichen deutschen Gebotszone damit abgewendet ist. Tatsächlich liegt die Entscheidung über einer Aufteilung der Gebotszonen mit der novellierten EU-Strombinnenmarkt-Verordnung in letzter Instanz bei der EU-Kommission (COM, 2019b).

408. Die novellierte EU-Strombinnenmarkt-Verordnung sieht vor, dass Mitgliedstaaten ab 2020 mindestens 70 % der Nettoübertragungskapazität für den europäischen Handel zur Verfügung stellen müssen[59] (COM, 2019b). Von diesem Wert ist das deutsche Übertragungsnetz momentan weit entfernt – Einschränkungen des grenzüberschreitenden Stromhandels sind aufgrund interner Netzengpässe an der Tagesordnung (vgl. Kapitel 9.2). Erst im Dezember 2018 hat die EU-Kommission im Rahmen eines kartellrechtlichen Verfahrens TenneT dazu verpflichtet, die Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Dänemark schrittweise zu erhöhen (COM, 2018c).

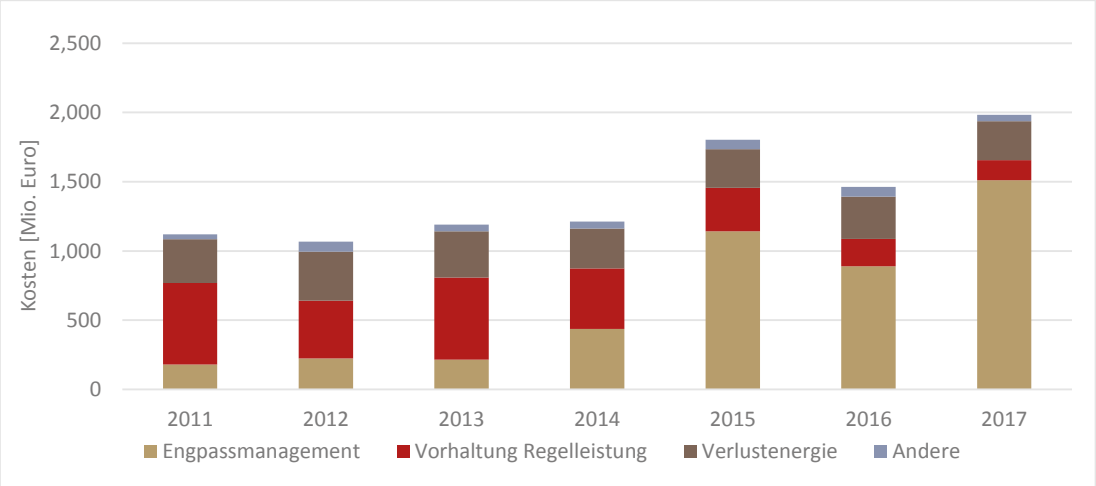
[59] Die EU-Strombinnenmarktverordnung definiert nicht näher, wie 70 % der Nettoübertragungskapazität zu verstehen bzw. zu berechnen sind.

409. Möchte die Bundesregierung die Aufteilung der innerdeutschen Gebotszone abwenden, muss sie laut der novellierten Strombinnenmarkt-Verordnung einen Maßnahmenkatalog vorlegen und erhält damit eine Übergangsfrist bis zum Jahr 2025, um die Stromhandelsvorgabe von 70 % über einen linear ansteigenden Pfad zu erreichen (COM, 2019b). Bei den momentanen Verzögerungen beim Netzausbau erscheint dies zumindest schwierig. Misslingt es, die innerdeutschen Netzengpässe zu beseitigen, kann die EU-Kommission die Aufspaltung der einheitlichen deutschen Gebotszone durchsetzen. Die Expertenkommission fordert die Bundesregierung auf, die Absichten der EU-Kommission ernst zu nehmen und sich ggf. auf eine künftige Auftrennung der Gebotszone vorzubereiten.

9.2 Engpassmanagement im Übertragungsnetz

410. Die Kosten für die Systemdienstleistungen[60], die von den Letztverbrauchern über die Netzentgelte bezahlt werden, setzen sich im Wesentlichen aus den Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung, die Beschaffung von Verlustenergie sowie den Kosten zusammen, die durch die Behebung von Netzengpässen entstehen (Engpassmanagement). Die Bundesregierung stellt in Kapitel 12.1.4 ihres Berichts richtig fest, dass die im Jahr 2017 angefallenen Kosten im Vergleich zu 2016 gestiegen sind. Abbildung 53 stellt die Entwicklung der wichtigsten Kostenpositionen der Systemdienstleistungen grafisch dar: Während sich die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie bereits seit Jahren auf konstantem Niveau bewegen, konnten erneut Einsparungen bei den Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung erzielt werden. Grund hierfür sind abermals gesunkene Ausschreibungsmengen und geringere Leistungspreise. Jedoch wird dieser Effekt durch eine erneute Erhöhung der Kosten für die Behebung von Netzengpässen mehr als ausgeglichen (BNetzA/BKartA, 2019).

Abbildung 53: Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen



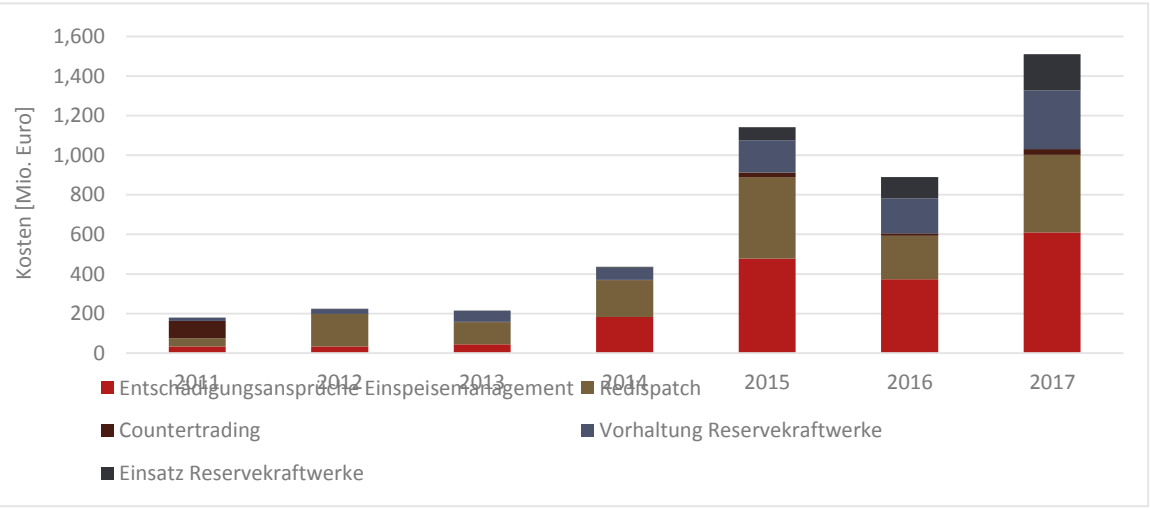
Anmerkung: In der Darstellung sind die Kosten für das Einspeisemanagement dem Jahr zugeordnet, in dem der Entschädigungsanspruch entstanden ist, und nicht dem Jahr, in dem die Auszahlung der Entschädigung stattgefunden hat. In den Kosten für das Engpassmanagement sind aus Gründen der Vereinfachung auch die Kosten für den spannungsbedingten Redispatch enthalten.
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA /2016, 2017, 2019) und eigenen Berechnungen.

[60] Beinhaltet folgende Komponenten: Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagement, Vorhaltung der Regelleistung, Verlustenergie, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Redispatch, Countertrading, Vorhaltung und Einsatz Reservekraftwerke und Vorhaltung abschaltbare Lasten (BNetzA/BKartA, 2019).

411. Die Behebung von Netzengpässen im Übertragungsnetz erfolgt im Wesentlichen über konventionelle Kraftwerke (im Rahmen des Redispatch und durch Netzreservekraftwerke) sowie die Abregelung erneuerbarer Erzeuger (Einspeisemanagement). In den Vorjahren waren nur die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und TenneT in nennenswertem Umfang von Netzengpässen betroffen. Im Jahr 2017 verlagerten sich die Netzengpässe jedoch weiter nach Westen. Die Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz gingen zurück, dafür stiegen die Maßnahmen der TenneT an. Mittlerweile ist auch Amprion betroffen. Insgesamt war im Jahr 2017 ein deutlicher Anstieg beim Umfang und den Kosten aller Engpassmanagementmaßnahmen zu verzeichnen – auch über das Niveau des bisherigen Rekordjahres 2015 hinaus (vgl. Abbildung 54) (BNetzA/BKartA, 2019).

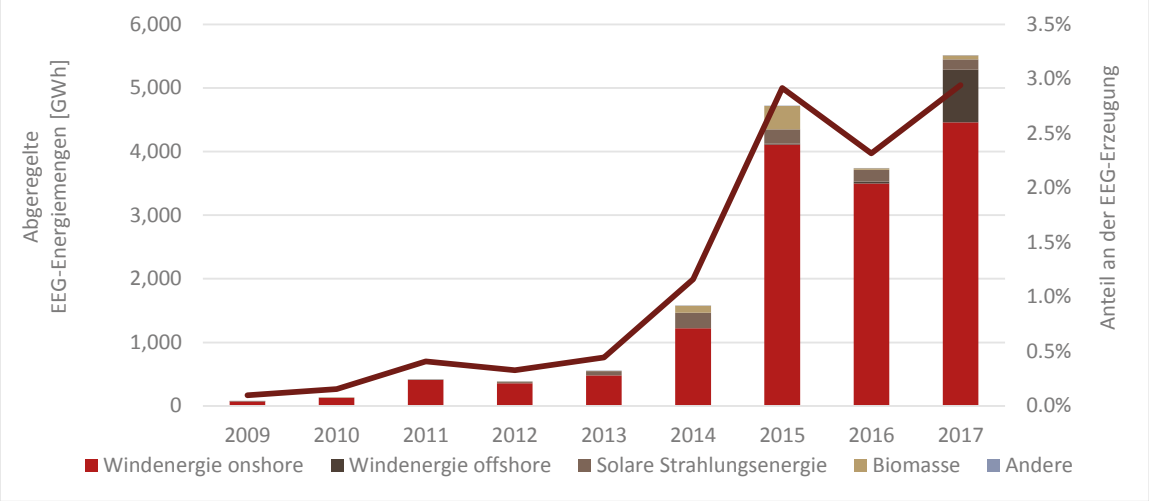
412. Nach Abbildung 54 haben die Kosten für das Redispatch im Vergleich zu 2016 wieder deutlich zugenommen und erreichen fast das Niveau von 2015. Die Netzreserve hat weiter an Bedeutung gewonnen. Sowohl die Kosten für die Vorhaltung als auch für den Einsatz steigen seit einigen Jahren kontinuierlich an. Die abgeregelte Energiemenge der erneuerbaren Erzeuger im Rahmen des Einspeisemanagements ist 2017 ebenfalls wieder gestiegen (auch im Vergleich zum Rekordjahr 2015) und hat mittlerweile knapp 3 % der EEG-Einspeisung erreicht (vgl. Abbildung 55). Auffällig ist, dass im Jahr 2017 auch nennenswert Offshore-Anlagen abgeregelt wurden (15 % der gesamten abgeregelten Energiemengen). Im Jahr 2016 wurde knapp ein Gigawatt und im Jahr 2017 abermals ein Gigawatt Offshore-Kapazitäten auf nun 5,4 GW (Stand Ende 2017) zugebaut (BMWi, 2018a). Bis 2025 nehmen die Übertragungsnetzbetreiber bereits knapp 11 GW Offshore-Kapazitäten an (Szenario B 2025 im NEP 2030). Die BNetzA rechnet durch den zunehmenden Offshore-Ausbau zukünftig mit mehr Problemen (BNetzA/BKartA, 2019).

Abbildung 54: Entwicklung der Kosten für das Netzengpassmanagement



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2016, 2017, 2019) und eigenen Berechnungen.

Abbildung 55: Abgeregelte EEG-Energiemengen im Rahmen des Einspeisemanagements



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2016), BMWi (2017b, 2017a, 2018b) BNetzA/BKartA (2019) und eigenen Berechnungen.

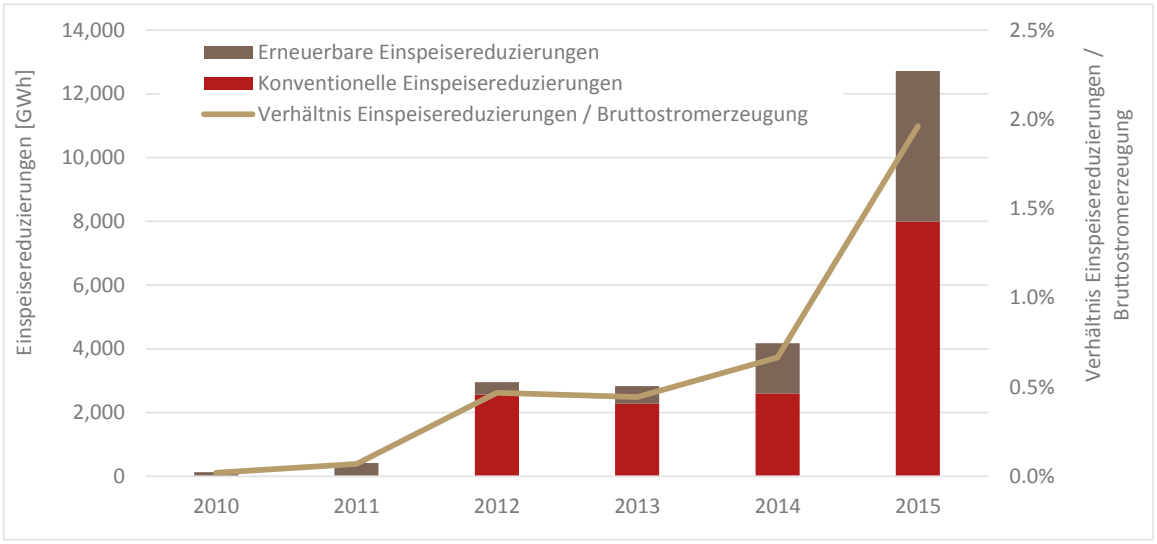
413. Mit dem aktuell im Entwurf vorliegenden Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) soll der Einsatz von konventionellen, EE- und KWK-Anlagen zur Behebung von Netzengpässen in einem einheitlichen Regime zusammengefasst werden. Unter Berücksichtigung der netzphysikalischen Wirksamkeit soll die kostengünstigste Maßnahmenkombination ergriffen werden. So sollen die Kosten für die Behebung von Netzengpässen verringert werden. Die nachrangige Abregelung von EE-Anlagen soll nach wie vor gelten und über einen Ansatz kalkulatorischer Kosten (und nicht tatsächlicher Kosten) und ein Mindesteffizienzkriterium gewährleistet werden. Die Expertenkommission begrüßt diesen Vorstoß.

414. Aber auch der gezielte Einsatz von zuschaltbaren Lasten (beispielsweise Power-to-Heat oder Power-to-Gas) kann Netzengpässe präventiv vermeiden oder kurativ beheben. Anhand der Kosten für den Einsatz (ohne Berücksichtigung von Abgaben und Umlagen auf den Stromverbrauch) würden sich beispielsweise PtH-Anlagen in der Einsatzreihenfolge zwischen konventionellen und erneuerbaren Erzeugern einordnen und könnten so ggf. einen Teil der Abregelung Erneuerbarer substituieren. Die Einsatzreihenfolge, die sich nach ökonomischen Kriterien ergibt, erfüllt prinzipiell auch ökologische Vorgaben. Zu berücksichtigen ist aber, dass für alle Optionen zur Leistungsreduzierung auf der einen Seite des Netzengpasses (Abregelung Erneuerbarer, Abregelung konventioneller oder Zuschaltung von Lasten) auch der energetische und bilanzielle Ausgleich auf der anderen Seite des Netzengpasses erfolgen muss. Dies geschieht in der Regel durch konventionelle Kraftwerke und ist mit CO_2-Emissionen verbunden. Zusätzlich muss noch die unterschiedliche Wirksamkeit beachtet werden, die Erzeuger oder Lasten im Stromnetz auf einen Engpass haben. Je netztopologisch weiter eine Anlage vom Engpass entfernt ist, desto geringer ist ihre Wirkung auf diesen Engpass. Dadurch kann die Abregelung einer erneuerbaren Anlage energetisch und emissionsärmer sein, als der Einsatz von zuschaltbaren Lasten.

415. Bisher hatte die Expertenkommission die jährlich kumulierten Einsatzstunden für Redispatch für alle Netzelemente als Indikator für die Versorgungssicherheit herangezogen. Durch geänderte Prozesse bei den ÜNB werden Redispatch-Maßnahmen aber zunehmend gemeinsam geplant und die durchgeführten Maßnahmen lassen sich oft nicht einer konkreten Engpasssituation zuordnen. Zudem ist für ein vollständiges Bild der Netzengpassmanagementmaßnahmen auch die Berücksichtigung des Einsatzes von Netzreserve und der Abregelung von erneuerbaren Erzeugern nötig. Die Expertenkommission verwendet daher ab diesem Jahr die Summe

aller Einspeisereduzierungen sowie das Verhältnis zur Bruttostromerzeugung als Indikator (siehe Abbildung 56). Es ist ersichtlich, dass die Summe der Einspeisereduzierung 2017 auf ein bisher ungekanntes Ausmaß angestiegen ist. Damit steht etwa jeder vierzigsten Kilowattstunde Bruttotromerzeugung eine abgeregelte Kilowattstunde Erzeugungsleistung gegenüber (Verhältnis Einspeisereduzierungen / Bruttostromerzeugung von 2,4 %).

Abbildung 56: Entwicklung der Einspeisereduzierungen zur Behebung von Netzengpässen



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2013, 2014a, 2014b, 2015, 2016, 2017, 2019), BMWi (2018b, 2019f) und eigenen Berechnungen.

416. Die Bundesregierung betont wiederholt in ihrem Bericht die Bedeutung des SINTEG-Programms: In Reallaboren werden Konzepte für das Zusammenspiel von erneuerbarer Erzeugung und flexiblen Verbrauchern entwickelt und erprobt. Der nötige Netzausbau soll dadurch reduziert bzw. neue Potentiale für das Netzengpassmanagement erschlossen werden. Die Projekte verfolgen überwiegend Ansätze für regionale Märkte für Flexibilität. Die Bundesregierung sollte sich im Klaren sein, dass diese Ansätze neben bekannten Problemen wie einer geringen Liquidität und möglicher Marktmacht zwangsläufig zu regional vorübergehend unterschiedlichen Strompreisen führen können. Gleichzeitig spricht sich die Bundesregierung aber ausdrücklich gegen eine Aufspaltung der deutschen Gebotszone aus. Die Expertenkommission fordert die Bundesregierung auf, ihre widersprüchliche Position zu klären. Einheitliche Preise im gesamten Marktgebiet lassen sich nur durch ein restriktionsfreies Stromnetz gewährleisten.

417. Märkte mit unterschiedlichen Preisen im gleichen Marktgebiet ermöglichen es den Markteilnehmern sich strategisch zu positionieren. Dies kann für die Behebung von Netzengpässen problematisch sein. Nach Hirth und Schlecht (2018) kann sich strategisches Bieten in einem wettbewerblich organisierten Redispatchmarkt mit strukturellen Engpässen engpassverstärkend auswirken. Die EU-Regularien erlauben in solchen Fällen den Einsatz von nicht-marktbasiertem Redispatch. Bundesregierung sollte daher sehr genau prüfen, ob sie regionale Märkte für die Behebung von Netzengpässen präferiert.

9.3 Ausbau der Verteilernetze

418. Über die Hälfte der gesamten Netzinvestitionen fließen derzeit in die Verteilernetze (vgl. Abbildung 50). Die Gesamtinvestitionen in den Neu- und Ausbau der Verteilernetze sind in den vergangenen Jahren tendenziell nur leicht gestiegen, auf etwa 3,5 Mrd. Euro im Jahr 2017. Für 2018 sind Ausgaben in ähnlicher Höhe geplant.

Die Bundesregierung schreibt jedoch in ihrem Bericht, dass neue Herausforderungen auf die Verteilernetze zukommen werden und der Investitionsbedarf in Zukunft steigen wird. Gründe hierfür seien die steigende Anschlussleistung und Erzeugungsmengen bei den an die Verteilernetze angeschlossenen erneuerbaren Erzeugern sowie die Elektromobilität. Konkrete Zahlen werden von der Bundesregierung aber nicht genannt. Für einen Fortschrittsbericht würde man Schätzungen zur technischen Machbarkeit und den damit verbundenen Kosten erwarten.

419. Die dena-Verteilnetzstudie ging 2012 von 27,5 bis 42,5 Mrd. Euro zusätzlichen Investitionskosten in die Verteilernetze bis 2030 aus (dena, 2012). Die Verteilernetzstudie von E-Bridge bezifferte 2014 die zusätzlich notwendigen Investitionen in die Verteilernetze auf 23 bis 49 Mrd. Euro bis 2032 (E-Bridge *et al.*, 2014). Aktuelle Studien, die den stärkeren EE-Ausbau sowie zusätzliche Verbraucher bis 2030 berücksichtigen, liegen nicht vor.

420. Die Bundesnetzagentur erfragt für ihren jährlichen Monitoringbericht (BNetzA/BKartA, 2019) den Ausbaubedarf der Verteilernetzbetreiber, die ein Hochspannungsnetz betreiben, für die folgenden 10 Jahre. Demnach hat sich die Kostenschätzung der Verteilernetzbetreiber in den letzten Jahren stetig erhöht. Betrugen die geschätzten Kosten für neue Ausbauvorhaben 2014 noch 6,6 Mrd. Euro für den Zeitraum 2015-2025, so beläuft sich die Schätzung mittlerweile auf 11,1 Mrd. Euro für den Zeitraum 2018-2028. Die Befragungsergebnisse der Bundesnetzagentur zeichnen ein sehr heterogenes Bild bei den prognostizierten Ausbaubedarfen, den Kosten und Gründen hierfür – hohen Investitionsbedarfe konzentrieren sich auf einige wenige Verteilernetzbetreiber, teils durch den Ausbau der erneuerbaren Erzeuger, teils sind umfangreiche Arbeiten zur Instandhaltung notwendig. Neue Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektromobilität werden bisher nicht als Gründe genannt (BNetzA/BKartA, 2019). Laut BNetzA haben die Verteilernetzbetreiber jedoch große Schwierigkeiten bei der Planbarkeit ihrer Ausbauvorhaben. Genannt werden Unsicherheiten bei den konkreten Standorten neuer EE-Anlagen, langwierige Genehmigungsverfahren und Anpassungen an den Übertragungsnetzausbau. Bisher bestimmt jeder Verteilernetzbetreiber seinen Ausbaubedarf selbst. Vor dem Hintergrund zunehmend exogener Einflussfaktoren (Anpassung des Ausbaus erneuerbarer Erzeuger – zuletzt von 50 % auf 65 % EE-Anteil am Stromverbrauch in 2030, neue Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektroautos) auf den Netzausbau im Verteilernetz, wäre es sinnvoll, die Verteilernetzbetreiber zu unterstützen und in gemeinsam erarbeiteten Szenarien Planungen für das kommende Jahrzehnt vorzunehmen. Der Aus- und Umbaubedarf der Verteilernetze (zumindest auf der Hochspannungsebene) sollte im Netzentwicklungsplan mitberücksichtigt werden.

421. Auch im Verteilernetz treten Engpässe auf oder die Verteilernetzbetreiber müssen durch Abregelung von Erzeugungsanlagen auf Engpässe in vorgelagerten Netzebenen regieren. Forschungsvorhaben wie die SINTEG-Projekte versuchen Möglichkeiten für den Ausgleich von Last und Erzeugung auf Verteilernetzebene zu finden – mit den in Absatz 416 genannten Schwierigkeiten. Wie auch im Übertragungsnetz sollten netzseitige Maßnahmen bevorzugt umgesetzt werden. Die Verteilernetzstudie (E-Bridge *et al.*, 2014) gibt einen guten Überblick über Alternativen zum konventionellen Netzausbau, insbesondere werden regelbare Ortsnetztransformatoren und die Spitzenkappung als Planungsgrundsatz genannt. Ein innovativer Ansatz zur Umsetzung der Spitzenkappung in Mittelspannungsnetzen durch ein dynamisches Verfahren, bei dem die aktuelle Netzsituation zur Bewertung der maximal möglichen Einspeiseleistung herangezogen wird, wird in (Wagner, 2019) beschrieben. Nach Wagner (2019) ist - abhängig von der Netztopologie - eine erhebliche Reduktion der eingesenkten Energiemengen und der Kosten für den Ausbau der Verteilernetze im Vergleich zu einer pauschalen Spitzenkappung möglich.

Ausbau der Verteilernetze für die E-Mobilität

422. Während sich der jährliche Stromverbrauch durch den breiteren Einsatz von Elektromobilität nur geringfügig erhöhen würde, ist mit teils erheblichen Auswirkungen auf die Verteilernetzinfrastruktur zu rechnen.

Abhängig von der Durchdringung mit Ladesäulen, der installierten Ladeleistung je Ladepunkt und dem Gleichzeitigkeitsfaktor von Ladevorgängen könnte die Netzlast deutlich steigen und eine Verstärkung der vorhandenen Netzinfrastruktur erfordern.

423. An normalen Haushaltssteckdosen können Elektroautos mit maximal 3,7 kW Leistung geladen werden. Bei der Installation einer sogenannten Wallbox (Wandladestation) im privaten Bereich sind Anschlussleistungen von bis zu 22 kW typisch (Normalladepunkte). Nach Informationen des Verteilernetzbetreibers Stromnetz Berlin ist der Anschluss von Ladeleistungen bis 11 kW in der Regel ohne Ertüchtigung der vorhandenen Hausanschlüsse möglich. Dennoch fordern die Verteilernetzbetreiber derzeit eine Anmeldung von Ladeeinrichtungen jeder Größenordnung. Bei dem Verteilernetzbetreiber Stromnetz Berlin beispielsweise heißt es dazu, die Anmeldung sei notwendig, um die Auswirkungen auf das Verteilernetz beobachten zu können. Bei Installation einer Ladeeinrichtung ab 12 kW muss eine Genehmigung des Verteilernetzbetreibers eingeholt werden (Stromnetz Berlin, 2019). Die meisten öffentlichen Ladepunkte werden als Normalladepunkte mit 22 kW oder Schnellladpunkte mit 50 kW ausgeführt (BNetzA, 2019f).

424. Ende 2018 gab es in Deutschland laut des Ladesäulenregisters der Bundesnetzagentur knapp 15.500 öffentlich zugängliche Ladepunkte (BNetzA, 2019f). Laut Koalitionsvertrag sollen bis 2020 100.000 öffentliche Ladepunkte installiert werden (CDU/CSU und SPD, 2018). Dies entspräche einer installierten Last von ca. 3 GW. Die Anzahl der privaten Ladepunkte ist nicht bekannt – dürfte für eine flächendeckende Nutzung der E-Mobilität aber in die Mio. gehen – mit einer entsprechenden Anschlussleistung.

425. Neben der Anzahl der Ladestationen und der installierten Ladeleistung hat der Gleichzeitigkeitsfaktor der Ladevorgänge einen großen Einfluss auf die Auswirkungen auf die Verteilernetze. Die Arbeit von Uhlig (2017) zeigt, dass bereits mit 10 privat genutzten Fahrzeugen und Ladung an 22 kW-Ladepunkten die Gleichzeitigkeit nur 0,5 beträgt. Ab 75 Fahrzeugen werden nur noch 15 % der kumulierten Spitzenlast benötigt. In einem Praxistest des Verteilernetzbetreibers Netze BW (Projekt „NETZlabor E-Mobility Allee“) werden ähnliche Ergebnisse erzielt: Die Bewohner einer Straße wurden mit 10 Elektrofahrzeugen und jeweils einer Wallbox mit 22 kW ausgestattet, wobei die Straße nur von einem Stromkreis versorgt wird. Erste Zwischenergebnisse zeigen, dass bisher nur maximal vier der zehn Elektrofahrzeuge gleichzeitig geladen wurden, das entspricht einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,4 (VDE, 2019). Diese Ergebnisse gelten allerdings nur für die privat genutzten Ladepunkte. Gerade Schnelladestationen dürften eine sehr hohe Auslastung und damit hohe Gleichzeitigkeit erreichen.

426. Ein Schlüsselelement für die systemverträgliche Einbindung der Elektromobilität stellt die Entwicklung einer intelligenten Ladeinfrastruktur dar. Der Fokus sollte dabei auf intelligenten Ladesystemen liegen, die die voraussichtliche Ladedauer und den Ladebedarf der Fahrzeuge berücksichtigen und dementsprechend priorisieren. So können Netzüberlastungen vermieden und ein bedarfsgerechter Ausbau der Netzinfrastruktur gewährleistet werden. Die Expertenkommission empfiehlt, die Auswirkung der E-Mobilität in die Verteilernetzplanung einzubeziehen.

Box 3: Elektrische Fahrzeuge als mobiler Batteriespeicher

Der Batteriespeicher eines elektrischen Fahrzeugs kann prinzipiell auch als mobiler Speicher dem gesamten Stromsystem zur Verfügung stehen, sofern er an das Stromnetz angeschlossen ist. Die Netzdienlichkeit eines E-Autos kann an folgendem Beispiel verdeutlicht werden: Steht das Auto nachts in der Garage oder tagsüber beim Arbeitgeber, so kann es in Zeiten geringer Last und/oder hohem erneuerbarem Stromangebot günstigen Strom beziehen. Andererseits wäre es möglich, bei extremen Lastspitzen und einer einhergehenden Knappheit des Stromangebots kurzfristig als zusätzliche Stromquelle zu dienen. Auch die Erbringung von Systemdienstleistung wie Regelleistung ist denkbar.

Die These, dass eine derartige Nutzung aufgrund der höheren Zyklenzahl beim Be- und Entladen die Alterung und damit den Kapazitäts- und Wertverlust der Batterie beschleunigt bzw. die Lebensdauer der Batterien signifikant reduziert, konnte durch Forschungsarbeiten wie Arndt und Döge (2016) eindeutig widerlegt werden. Damit durch die Erbringung von Systemdienstleistungen keine zusätzlichen Alterungsprozesse ausgelöst werden, muss allerdings eine gezielte Steuerung der Ladevorgänge in Abhängigkeit verschiedener Parameter (z. B. Temperatur) vorgenommen und das Thermomanagement der Batterien darauf ausgelegt werden. Neben den Randbedingungen der technischen Realisierung setzten sich zahlreiche wissenschaftliche Arbeiten schon früh mit dem ökonomischen und ökologischen Potenzialen der Vehicle-to-Grid-Technologie auseinander (vgl. Kempton und Letendre, 1997; Lund und Kempton, 2008). In einer Veröffentlichung führen Kester *et al.* (2018) zahlreiche Experteninterviews durch, um Politikempfehlungen für die Diffusion der Technologie auszusprechen. Es wird angeführt, dass die Technologie auf ähnliche Unzulänglichkeiten des Marktdesigns trifft wie andere Speichertechnologien.

Etliche namhafte Hersteller haben bereits Pilotprojekte zur Erprobung und Entwicklung neuer Geschäftsmodelle begonnen: Renault startete in Utrecht und Porto Santos ein Pilotprojekt um die technische Machbarkeit der Vehicle-to-Grid-Technologie und deren Vorzüge zu testen (electrive, 2019). Ziel des Forschungsprojektes „I-rEzEPT“[61] unter Führung von Nissan ist es, mit E-Fahrzeugen am Markt für Primärregelleistung teilzunehmen (energate und Akoto, 2019). Ein vergleichbares Projekt mit dem Kommunalversorger Enervie aus Hagen in Nordrhein-Westfalen startete Nissan bereits 2018 (energate und Akoto, 2019). Auch im Rahmen des von der Bundesregierung geförderten SINTEG Programms WindNODE ist ein Pilotprojekt über die System- und Marktintegration von Elektromobilität mit namhaften Partnern aus der Privatwirtschaft geplant (WindNODE, 2018). Die Expertenkommission begrüßt, dass die Privatwirtschaft an der Entwicklung mitarbeitet.

[61] I-rEzEPT: Intelligente rückspeisefähige Elektrofahrzeuge zur Eigenstrommaximierung und Primärregelleistungsmarkt-Teilnahme

10 Versorgungssicherheit Elektrizität

Das Wichtigste in Kürze

Mit dem Energy-only-Markt liegt die Verantwortlichkeit für die Versorgungssicherheit im Kern bei den Bilanzkreisverantwortlichen. Nach Auffassung der Expertenkommission kann dieses dezentrale Marktdesign allerdings nur unter einer anreizkompatiblen Ausgestaltung der Bilanzkreisbewirtschaftung funktionieren. Lässt sich die Verpflichtung zur Bilanzkreistreue mit entsprechender Sanktionierung bei Fehlverhalten implementieren, führt dies zu einer angemessenen Bepreisung von Flexibilitätsoptionen und schafft damit langfristig Versorgungssicherheit. Die Expertenkommission hatte bereits mehrfach angemahnt, dass der Bilanzkreismechanismus in seiner bisherigen Ausgestaltung jedoch nicht genügend Anreize bietet. Die Expertenkommission empfiehlt eine Stärkung der Anreize zur Bilanzkreistreue, beispielsweise durch die Berücksichtigung der Vorhaltekosten für Regelleistung im Ausgleichsenergiepreis.

Der Anteil von Erzeugungskapazitäten außerhalb des eigentlichen Strommarktes steigt weiterhin stetig. Neben der unlängst vergrößerten Netzreserve, der Sicherheitsbereitschaft und der Kapazitätsreserve planen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in ihrem jüngsten Netzentwicklungsplan untern dem Stichwort „Netzbooster-Pilotanlagen“ 900 MW Batteriespeicherkapazitäten. Damit wird ein weiterer signifikanter Anteil von Erzeugungskapazitäten außerhalb des Strommarktes über die Netzentgelte finanziert. Dies widerspricht grundsätzlich den Forderungen des Europäischen Strombinnenmarkts nach Entflechtung zwischen Stromerzeugung und Netzgeschäft.

Mit der neuen Plattform SMARD leistet die Bundesnetzagentur einen Beitrag zur erhöhten Datenverfügbarkeit und Datentransparenz im Energiemarkt. Insbesondere die Verfügbarkeit der Daten unter der weitreichenden Lizenz CC BY 4.0 ist positiv zu beurteilen. Gleichzeitig rät die Expertenkommission zur inhaltlichen und technischen Weiterentwicklung der Plattform, um nachhaltige Geschäftsmodelle, fundierte politische Empfehlungen und entsprechende Forschungsarbeiten zu ermöglichen.

Die Bundesregierung hat bis dato immer noch keinen Versorgungssicherheitsstandard definiert, obwohl dies Teil der Anforderungen im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung der Kapazitätsreserve war. Deutschland hat zugesagt, einen Versorgungssicherheitsstandard bereits bei der Dimensionierung der Kapazitätsreserve für den ersten Erbringungszeitraum anzuwenden. In diesem Kontext ist festzuhalten, dass der Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit gemäß § 63 EnWG noch immer nicht veröffentlicht wurde. Laut EnWG hätte dieser Bericht bereits im Juli 2018 erscheinen müssen. Aus Sicht der Expertenkommission hinterlässt die Bundesregierung hier ein „Bewertungsvakuum“, welches den Raum für Spekulationen öffnet und zu Verunsicherung führt. Entsprechend empfiehlt die Expertenkommission diesen Missstand schnellstmöglich zu beheben.

Die aktuellen Versorgungssicherheitsanalysen des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) untersuchen in einem Szenario für das Jahr 2025 die Auswirkungen eines verstärkten Rückbaus fossiler Erzeugungskapazitäten in Europa. Dieses Szenario entspricht für Deutschland etwa den Empfehlungen der Kohlekommission für den Kohleausstieg. Dem ENTSO-E-Bericht zufolge ergibt sich für Deutschland eine Last-Unterdeckungserwartung (LOLE) von 3,3 Stunden pro Jahr, was in etwa dem in Frankreich angestrebten Versorgungssicherheitsniveau entspricht. Mit der geplanten Kapazitätsreserve, die in den Berechnungen der ENTSO-E nicht berücksichtigt wurde, scheinen die Empfehlungen der Kohlekommission mittelfristig ohne Verwerfungen auf dem Strommarkt umsetzbar. Die Analysen zeigen aber auch, dass ein deutscher Kohleausstieg vor allem Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in den Nachbarländern hat, insbesondere auf Belgien und Frankreich. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission, den Kohleausstieg in enger Konsultation mit den Nachbarn zu planen.

10.1 Bilanzkreistreue als zentrales Instrument der Elektrizitätswirtschaft

427. Die Bundesregierung betont in Kapitel 9 ihres Fortschrittsberichts erneut die Bedeutung der Bilanzkreistreue für eine sichere Stromversorgung. Achten alle Bilanzkreisverantwortlichen auf einen ausgeglichenen Bilanzkreis sollten keine systemkritischen Abweichungen entstehen. In der Vergangenheit war zumindest aus Systemsicht keine Kritik an dem System angebracht – der Netzregelverbundsaldo als Saldo aller Bilanzkreisabweichungen war in den vergangenen Jahren immer weiter gesunken (vgl. Absatz 193 in EWK, 2018).

428. Im Sommer 2018 wurden nun Änderungen an dem Zuschlagmechanismus bei der Ausschreibung von Regelleistung, das sog. Mischpreisverfahren, eingeführt. Auslöser für die Änderung waren hohe Arbeitspreise, die im Herbst 2017 von einzelnen Anbietern aufgerufen werden konnten. In Folge der Einführung des Mischpreisverfahrens haben sich nun die Kosten für Regelleistung von den Einsatzkosten zu den Vorhaltungskosten verlagert. Während die Kosten für den Einsatz von Regelleistung von den verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen getragen werden (über den Ausgleichsenergiepreis[62]), werden die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung von den Verbrauchern über die Netzentgelte bezahlt. Die Bilanzkreisverantwortlichen sind also einem geringeren Preisrisiko ausgesetzt, der Anreiz zur Bilanzkreistreue sinkt. In Folge sind in den letzten Monaten die durchschnittlichen betragsmäßigen Regelzonensalden größer geworden. Viertelstunden, in denen 80 % der kontrahierten Regelleistung abgerufen werden, werden als systemkritische Situationen bezeichnet. In dem halben Jahr nach Einführung des neuen Zuschlagverfahrens kam es in insgesamt 55 Viertelstunden dazu. Zuletzt war dies einmalig im Jahr 2015 geschehen. Ob die Situationen tatsächlich eine Gefährdung für das Stromsystem dargestellt haben, ist unklar[63]. Das Mischpreisverfahren ist nur als Zwischenlösung gedacht – langfristig ist die Umstellung auf einen Arbeitsmarkt in der Regelleistung geplant. Die Vorfälle zeigen aber, welche Bedeutung das Ausgleichsenergiesystem und die Bilanzkreistreue für ein funktionierendes Stromsystem haben und dass nicht leichtfertig daran Änderungen vorgenommen werden sollten.

429. Mit dem Energy-only-Markt liegt die Verantwortlichkeit für die Versorgungssicherheit im Kern bei den Bilanzkreisverantwortlichen. Nach Auffassung der Expertenkommission kann dieses dezentrale Marktdesign allerdings nur unter einer anreizkompatiblen Ausgestaltung der Bilanzkreisbewirtschaftung funktionieren. Lässt sich die Verpflichtung zur Bilanzkreistreue mit entsprechender Sanktionierung bei Fehlverhalten implementieren, führt dies zu einer angemessenen Bepreisung von Flexibilitätsoptionen und schafft damit langfristig Versorgungssicherheit. Die Expertenkommission hatte bereits mehrfach angemahnt, dass der Bilanzkreismechanismus in seiner bisherigen Ausgestaltung jedoch nicht genügend Anreize bietet. Mit den neuen Regelungen zum Mischpreisverfahren ist ein Schritt in die falsche Richtung getan worden: Ein höherer Teil der Kosten des Ausgleichs wird den Letztverbrauchern zur Last gelegt und ein kleinerer Teil verursachergerecht von den Bilanzkreisverantwortlichen gezahlt. Mit der Einführung eines Arbeitsmarktes ist eine weitere Senkung der Kosten für das Ausgleichssystem zu erwarten. Die Expertenkommission empfiehlt daher eine Überarbeitung des Ausgleichspreissystems, so dass der Anreiz zur Bilanzkreistreue gestärkt wird, beispielsweise durch die Berücksichtigung der Vorhaltekosten für Regelleistung im Ausgleichsenergiepreis[62].

10.2 Reservemechanismen in Deutschland und Europa

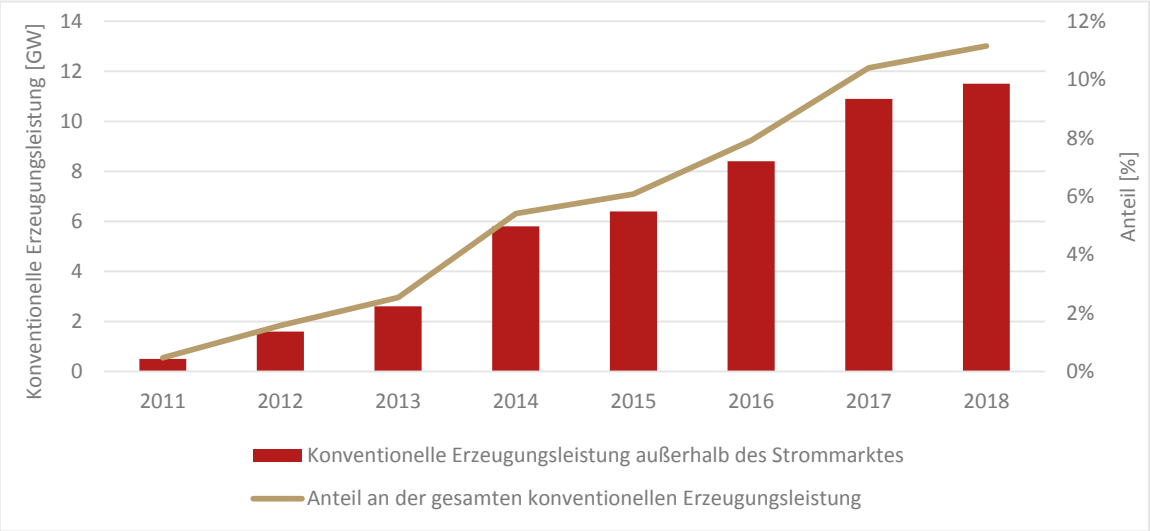
430. Im vergangenen Jahr hatte die Expertenkommission bereits ausführlich über die verschiedenen Reservemechanismen berichtet (vgl. Absatz 197 ff. in EWK, 2018). Abbildung 57 zeigt die bisherige Entwicklung der

[62] reBAP - regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis, verkürzt auch Ausgleichsenergiepreis genannt.

[63] Auch gesunkene Ausschreibungsmengen an Regelleistung hatten dazu geführt, dass der Schwellenwert von 80 % der kontrahierten Regelleistung erreicht wurde.

gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität und der außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten in den diversen Reservemechanismen. Während die konventionellen Kraftwerkskapazitäten in den letzten Jahren nahezu konstant geblieben sind, sind die Kraftwerkskapazitäten, die auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber betrieben werden, in den letzten Jahren stark angestiegen und betragen mittlerweile über 11 % der gesamten konventionellen Kapazität.

Abbildung 57: Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten (Stand: Herbst 2018)



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2013, 2014a, 2014b, 2015, 2016, 2017, 2019) und eigenen Berechnungen. Die Werte für 2011 bis 2013 wurden geschätzt.

431. Durch den Kernenergie- und Kohleausstieg wird sich die konventionelle Erzeugungsleistung in den kommenden Jahrzehnten drastisch verringern. Momentan ist jedoch nicht abzusehen, dass der Bedarf an Reservekapazitäten sinken wird. Durch den weiteren Wegfall von Erzeugungsleistung im Süden, dem fehlenden Netzausbau und sinkende Anreize für die Bilanzkreistreue ist eher mit einer weiteren Zunahme an Reservekapazitäten zu rechnen. Die Bundesnetzagentur hat unlängst einen erhöhten Bedarf an Reservekraftwerken für das Winterhalbjahr 2022/2023 festgestellt (BNetzA, 2019b) und im aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP 2030, 2019) finden sich unter dem Stichwort „Netzbooster-Pilotanlagen“ Pläne der ÜNB für 900 MW Batteriespeicher. Mit den verschiedenen Reserven wird ein signifikanter Anteil konventioneller Kapazitäten außerhalb des Strommarkts über die Netzentgelte finanziert. Dies widerspricht grundsätzlich der Idee des Energy-only-Marktes und bedeutet faktisch die Einrichtung eines „Schatten-Kapazitätsmarktes“. Die Expertenkommission schlägt daher vor, den Anteil der Reserven an der gesamten Erzeugungskapazität zu monitoren und deren Kosten-Nutzen-Verhältnis zu bewerten.

432. Als Beitrag zur Erreichung der Klimaziele werden acht Braunkohleblöcke bis Oktober 2019 in die Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG überführt. Ab dem Jahr 2020 sollen dadurch jährliche Emissionseinsparungen von 12,5 Mio. t CO_2 erreicht werden. Die Expertenkommission hatte im vergangenen Jahr mehr Transparenz bei der Berechnung der CO_2-Einsparungen gefordert (vgl. Ziffer 206 in EWK, 2018). Die Bundesregierung legt in dem diesjährigen Fortschrittsbericht nun einen Evaluierungsbericht zu den Einsparwirkungen vor (Öko-Institut und Prognos, 2018): „Die Ergebnisse zeigen, dass die Sicherheitsbereitschaft eine substanzielle Emissionsminderung von 11,8 bis 15,0 Mio. t CO_2 im Jahr 2020 erbringt“. Nach Prüfung des Evaluierungsberichts muss die Expertenkommission konstatieren, dass der überwiegende Teil der Emissionsminderung auf einen Rückgang der Exporte

zurückzuführen ist. Wie aber bereits im vergangenen Jahr angemahnt, müssen fehlenden Exporte überwiegend anderweitig erzeugt werden. Eine Verlagerung von Emissionen aus Deutschland ins europäische Ausland ist nur für die bilanzielle Erfüllung der deutschen Reduktionsziele relevant, stellt aber keine effiziente Lösung im Sinne eines europäischen Klimaschutzes dar. Bei der Betrachtung der Klimaschutzwirkungen ist die Marktstabilitätsreserve zu berücksichtigen. Die Expertenkommission hätte sich an dieser Stelle eine weniger irreführende Formulierung der Bundesregierung gewünscht.

10.3 Versorgungssicherheit

433. Seit dem ersten Monitoring-Bericht versäumt es die Bundesregierung mit einer entsprechenden Indikatorik ein umfassendes Bild der Versorgungssicherheit im Rahmen des Energiewende-Monitorings zu zeichnen. Die Expertenkommission hat regelmäßig auf dieses Defizit hingewiesen und auch eine Reihe von Vorschlägen zur Indikatorik vorgelegt (EWK, 2012, 2014b, 2015b, 2016, 2017, 2018). Bedauerlicherweise mangelt es nach Auffassung der Expertenkommission auch dem vorliegenden Fortschrittsbericht an einer umfassenden Darstellung des Themas Versorgungssicherheit. Die Bundesregierung versichert im Fortschrittsbericht, dass die Versorgung mit Strom in den nächsten Jahren auf hohem Niveau gewährleistet sei, was aus dem Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 63 EnWG hervorgehe. Dies gelte auch unter Berücksichtigung der Empfehlungen der Kohlekommission, die laut Fortschrittsbericht im Rahmen des Versorgungssicherheitsmonitorings gutachterlich untersucht wurden. Leider fehlt dem Fortschrittsbericht eine umfassende Darstellung, wie die Bundesregierung zu dieser Schlussfolgerung gelangt und auf welcher Indikatorik diese beruht. Dies ist umso bedauerlicher, weil weder der Versorgungssicherheitsbericht nach § 63 EnWG noch die dazugehörenden Gutachten bisher veröffentlicht wurden. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung dies schleunigst nachzuholen, um die Einschätzung der Bundesregierung zur Versorgungssicherheit mit objektiven Fakten und einer transparenten Indikatorik zu hinterlegen.

434. Weiterhin sieht die Expertenkommission einen Widerspruch in den Aussagen des Fortschrittsberichts zur Versorgungssicherheit und dem unlängst veröffentlichten Eckpunktepapier zur Umsetzung der Empfehlungen der Kohlekommission. Während der Fortschrittsbericht feststellt, dass aus Gründen der Versorgungssicherheit derzeit keine Gegenmaßnahmen ergriffen werden müssten, kündigt das Eckpunktepapier eine Reihe von Maßnahmen an. Beispielsweise sieht das Eckpunktepapier vor, dass die Bundesregierung umgehend eine nationale Analyse der Versorgungssicherheit für die Jahre ab 2023 einleitet, um die Versorgungssicherheitslage abzuschätzen. Weiterhin kündigt das Eckpunktepapier an, die Empfehlung der Kohlekommission zur Verlängerung und Weiterentwicklung des KWK-Gesetzes bis 2030 aufzugreifen, wobei der Ausbau der KWK in Süddeutschland zusätzlich mit einem Kapazitätsbonus gefördert werden soll. Schließlich sollen laut Eckpunktepapier vorsorglich auch die ersten europarechtlichen Voraussetzungen für die Einrichtung systematischer Investitionsanreize für Gaskraftwerke geschaffen werden, um sicherzustellen, dass gegebenenfalls notwendige neue Erzeugungskapazitäten noch rechtzeitig in Betriebsbereitschaft gebracht werden können. Damit scheint die Versorgungssicherheitslage der Bundesregierung doch nicht so eindeutig, wie im Fortschrittsbericht dargestellt. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung diese Widersprüche rasch zu beseitigen und insbesondere im Bereich des Versorgungssicherheitsmonitorings sowie der sich daraus ergebenen Handlungskonsequenzen nach § 51 EnWG ein deutlich verbessertes Informationsmanagement zu etablieren.

435. Im Ausblick unter Kapitel 9.4 stellt der Fortschrittsbericht fest: „Zwischen den Jahren 2018 und 2021 werden die vorhandenen Überkapazitäten bei den konventionellen Kraftwerkskapazitäten voraussichtlich absinken.“ Diese Aussage scheint auch ohne die aktuellen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB- oder Kohlekommission) zum Kohleausstiegspfad verwunderlich, denn allein mit dem Abschalten der letzten Kernkraftwerke und dem Ausscheiden der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft sinkt die

konventionelle Kraftwerksleistung bis zum Jahr 2023 um rund 12 GW bzw. 12 % relativ zum Jahr 2017. Die WSB-Kommission kommt sogar zu der Einschätzung, dass allein mit dem Abschalten der letzten Kernkraftwerke ab dem Jahr 2023 die nationalen Überkapazitäten weitgehend abgebaut sind (KWSB, 2019). Aus Sicht der Expertenkommission wäre es Aufgabe des Fortschrittsberichts gewesen, die bekannten Stilllegungspläne konventioneller Kraftwerke vor dem Hintergrund Empfehlungen der Kohlekommission zumindest deskriptiv einzuordnen.

436. Anhaltspunkte bietet hier der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2019-2030, der nicht nur bekannte Stilllegungspläne und absehbare Zubauten berücksichtigt, sondern auch die Empfehlung der Kohlekommission sehr gut antizipiert. Tabelle 33 zeigt das Zahlengerüst des Szenariorahmens für das Jahr 2025 im Vergleich zum Jahr 2017. Entsprechend dieser Einschätzung sinkt die konventionelle Kraftwerksleistung in den kommenden 6 Jahren um circa 30 % auf 74,4 GW. Angesichts dieser Einschätzungen, die die Expertenkommission bei Umsetzung der Empfehlungen der Kohlekommission für realistisch hält, lässt sich festhalten, dass die nationalen „Überkapazitäten" der konventionellen Kraftwerke in den kommenden 6 Jahren weitestgehend aufgebraucht sein werden. Damit zeichnet sich ab, dass Deutschland in Zukunft stärker auf Importe angewiesen sein wird.

Tabelle 33: Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien des NEP 2030 (2019)

Leistung [GW]	2017	NEP B 2025	Differenz
Summe konv. Erzeugung	103,5	74,4	-29,1
Kernenergie	9,5	0	-9,5
Braunkohle	21,2	9,4	-11,8
Steinkohle	25	13,5	-11,5
Erdgas	29,6	32,5	2,9
Öl	4,4	1,3	-3,1
Pumpspeicher	9,5	11,6	2,1
sonstige konv. Erzeugung	4,3	4,1	-0,2
Kapazitätsreserve	0	2	2

Anmerkungen: Mit einer linearen Interpolation der WSB-Empfehlung für die Jahre 2022 und 2030 ergibt sich eine im Jahr 2025 verbleibende Kohlekapazität i.H.v. 25,1 GW, was um circa 2,2 GW höher liegt als die Annahmen des NEP.
Quelle: BNetzA (2018c)

437. Der Paradigmenwechsel von einer nationalen hin zu einer grenzüberschreitenden Betrachtung von Versorgungssicherheit zeichnet sich schon seit mehreren Jahren ab (EWK, 2016). Grundsätzlich sieht die Expertenkommission diese Entwicklungen nicht kritisch und teilt die Auffassung der Bundesregierung, dass der Stromaustausch zwischen den Mitgliedstaaten zentrales Element eines Elektrizitätsbinnenmarktes ist (EWK, 2012). Allerdings weist die Expertenkommission auch darauf hin, dass dieser Paradigmenwechsel mit einer verbesserten Koordination und Abstimmung der nationalen energiepolitischen Entscheidungen einhergehen muss. Eine länderübergreifende Herangehensweise an die Versorgungssicherheit erhöht die Wechselwirkungen und Abhängigkeiten der Mitgliedsstaaten untereinander. Infolgedessen sind Auswirkungen nationaler Markteingriffe immer auch mit direkten und indirekten Auswirkungen auf Nachbarsysteme verbunden (EWK, 2018; MAF, 2018; PLEF, 2018).

438. Dem neuesten Mid-term Adequacy Forecast (MAF) der ENTSO-E aus dem Jahr 2018 lassen sich die starken Wechselwirkungen, die sich aus einer länderübergreifenden Versorgungssicherheitsbetrachtung ergeben, anschaulich entnehmen. Die grenzüberschreitenden Versorgungssicherheitsanalysen des MAF-Berichts zeigen in einer Variantenrechnung die Auswirkungen einer verstärkten Stilllegung von fossilen Kraftwerken im Jahr 2025

(Tabelle 34). Für Deutschland entsprechen die installierten Kapazitäten an Kohlekraftwerken in etwa dem Ausstiegspfad nach der Empfehlung der Kohlekommission. Den Ergebnissen zufolge zeigen sich die stärksten Auswirkungen der reduzierten Kapazitäten im „low carbon Szenario“ für Frankreich und Belgien. Für beide Länder steigt der „Loss of Load Expectation“(LOLE)-Wert über den jeweils geltenden Sicherheitsstandard von 3 h/a, obwohl in diesen Ländern keine Kapazitäten reduziert werden. Die Reduktion der Kapazitäten erfolgt vornehmlich in Deutschland und zu einem kleinen Teil in den Niederlanden. Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass ein Kohleausstieg Deutschlands nicht ohne Folgen für die Nachbarländer bleibt. Die Versorgungssicherheit in Frankreich und Belgien hängt in diesem Szenario an den energiepolitischen Entscheidungen Deutschlands. Vor diesem Hintergrund wiederholt die Expertenkommission die Empfehlung aus dem letzten Jahr, den Ausstieg auch weiterhin in enger Abstimmung mit den Nachbarn zu gestalten.

Tabelle 34: Ausgewählte Ergebnisse zur Versorgungssicherheit des Mid-term Adequacy Forecast (MAF) für die Länder der „Penta-Region“

	Sicherheits-standard [h/a]	MAF (2018)				Reduktion der konv. Leistung im low carbon Szenario
		base case		low carbon		
		2020	2025	2025		
		Loss of Load Expectation [h/a]				[GW]
Belgien	3*	0,1	2,0	12,3		0,0
Frankreich	3	2,0	2,1	6,1		0,0
Österreich		0,0	0,0	0,7		0,6
Schweiz		0,0	0,0	0,9		0,0
Deutschland		0,0	0,0	3,3		8,3
Niederlande	4	0,0	0,2	5,2		1,1
Braunkohle		16,6	11,4	Nv		
Steinkohle		23,2	20,9	Nv		
Gesamt		39,9	32,3	24,0		9,9

* 3 h/a LOLE und 95-Perzentil <20 h
Quelle: MAF (2018)

439. Wie im letztjährigen Monitoring-Bericht bleibt der Expertenkommission zur Beurteilung der Versorgungssicherheit nur der Rückgriff auf die Veröffentlichungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E. In der Einordnung dieser Ergebnisse für Deutschland lässt sich feststellen, dass ein Kohleausstiegspfad, der in etwa den WSB-Empfehlungen entspricht, der Analyse zufolge mit einem Anstieg der LOLE in Deutschland auf 3,3 h/a einhergeht. Damit liegt der Wert leicht über den in anderen Ländern geltenden Sicherheitsstandards. Deutschland hat bis dato immer noch kein Versorgungssicherheitsniveau definiert, obwohl Deutschland im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung der Kapazitätsreserve zugesagt hat, einen solchen Zuverlässigkeitsstandard bei der Bestimmung der Erforderlichkeit und der Größe der Kapazitätsreserve für den ersten Erbringungszeitraum anzuwenden. Die MAF-Analysen berücksichtigen explizit keine nationalen Reservekapazitäten, wie beispielsweise die Kapazitätsreserve in Deutschland. Auch wenn der Bericht eine genaue Quantifizierung der Wirkung der Kapazitätsreserve auf den LOLE-Wert in Deutschland offenlässt, so ist davon auszugehen, dass der LOLE-Wert mit Kapazitätsreserve deutlich unter 3 h sinken würde. Vor diesem Hintergrund geht die Expertenkommission davon aus, dass die Empfehlungen der Kohlekommission mittelfristig zu keinen

Verwerfungen auf dem Strommarkt führen. In der längeren Sicht mag dies anders sein. Deshalb begrüßt die Expertenkommission auch grundsätzlich die Empfehlung der Kohlekommission auf Durchführung eines Monitoring- und Evaluierungsprozesses mit Überprüfungen 2023, 2026 und 2029 (vgl. Kapitel 6 im Abschlussbericht der Kohlekommission (KWSB, 2019)).

Box 4: Datenverfügbarkeit und Transparenz im Strommarkt

Forschung, nachhaltige Geschäftsmodelle und fundierte politische Empfehlungen in der Energiewirtschaft brauchen große Mengen hochwertiger Daten des Energiesystems. Bemühungen, diese Daten frei zugänglich und transparent bereitzustellen, werden unter der Sammelbezeichnung „open data“ geführt. Open data ist ohne Hürden und Beschränkungen durch geistige Eigentumsrechte und ohne technische Schwierigkeiten, z.B. durch Datenformate, Zugangs-Möglichkeiten, Download-Optionen und Versionsproblemen, nutzbar und zugänglich (Hirth *et al.*, 2018). Mit der Strommarktdaten-Plattform (SMARD) der Bundesnetzagentur geht die Bundesregierung hierfür seit Juli 2017 wichtige erste Schritte in die richtige Richtung.

SMARD stellt im Wesentlichen Daten zur Verfügung, die auf Grundlage der Stromtransparenzverordnung[64] von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht werden müssen. Diese werden zunächst von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern an den Verbund der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E gesendet, von der BNetzA wiederum von dort abgerufen, geprüft und auf SMARD veröffentlicht (BNetzA, 2019). Die zentralen Inhalte der Plattform sind zeitlich hochauflösende Zeitreihen der Stromerzeugung nach Energieträgern, des Stromverbrauchs, der Großhandelspreise und der Regelenergiemärkte sowie erläuternde Texte zu den veröffentlichten Daten und aktuellen Entwicklungen am Strommarkt.

Ein Großteil der SMARD-Daten kann unter der weitreichenden Lizenz CC BY 4.0[65] genutzt werden und ist somit im juristischen Sinne für die Weiterverwendung geeignet. Die Plattform legt großen Wert auf ein „ansprechendes Design mit leicht verständlichen Daten“ (BNetzA, 2019g) und richtet sich ausdrücklich „sowohl an Bürger, die sich für die Energiewende und den Strommarkt interessieren, als auch an Fachleute aus dem Energiebereich, in Unternehmen und der Wissenschaft“ (BMWi, 2019f). Während die illustrierende Darstellung der Daten für interessierte Laien lobenswert ist, muss das Format der Bereitstellung für „Fachleute“ bemängelt werden:

- Die bereitgestellten Daten sind zu oft offensichtlich fehlerbehaftet. Bessere Prüfroutinen müssen daher zwingend eingeführt werden.
- Ein automatisches Auslesen regelmäßig ergänzter Datensätze, z. B. über eine mit einer Anwendungsschnittstelle auslesbaren Datenbank (Web API, Application Programming Interface), muss möglich sein.
- Eine Bereitstellung der Daten in konsequent höherer zeitlicher Auflösung und Echtzeit, insbesondere zur Systemstabilität, eröffnete stabilisierende Rückwirkungsmöglichkeiten der Marktakteure auf den Strommarkt und wäre wünschenswert.

[64] Verordnung (EU) Nr. 543/2013

[65] Die Creative Commons-Lizenz CC BY 4.0 erlaubt das Teilen und Bearbeiten der Daten für beliebige Zwecke (auch kommerzielle) unter Nennung der Quelle.

Während ein Teil dieser Maßnahmen im Rahmen der aktuellen Möglichkeiten der BNetzA liegen, erfordert eine Ausweitung der Datenbasis mehr Zusammenarbeit mit Netzbetreibern und anderen Marktakteuren.

In absehbarer Zeit soll das Marktstammdatenregister (MaStR)[66] in SMARD integriert werden, die Datenbasis der Plattform erweitern und zu mehr Transparenz am Strommarkt beitragen (BMWi, 2019f). Diese Entwicklung wird von der Expertenkommission ausdrücklich begrüßt. Über diese überschaubare Erweiterung hinaus wäre eine Veröffentlichung aller mit öffentlicher Förderung entstandenen Datensätze in den energiewenderelevanten Bereichen und der den Veröffentlichungspflichten unterworfenen Datensätze wünschenswert. Mittelfristig ist auch eine Zusammenführung der teilweise bereits andernorts unter unklaren oder schlechteren Lizenzbedingungen veröffentlichten Daten in eine gemeinsame „Energiewende-Datenplattform“ anzustreben.

[66] Das MaStR wurde am 31. Januar 2019 mit Stammdaten der Strom- und Gaserzeugungsanlagen und der Marktakteure, wie z. B. Anlagenbetreibern, Netzbetreibern und Energielieferanten, in Deutschland der Öffentlichkeit zugänglich gemacht und soll ebenfalls auf SMARD veröffentlicht werden (BNetzA, 2019a), (BMWi, 2019f).

11 Energiepreise und Energiekosten

Das Wichtigste in Kürze

Seit dem Jahr 2013 sinkt der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP kontinuierlich. Im Berichtsjahr 2017 lag der Anteil bei 2,1 % und damit auf dem niedrigsten Wert seit dem Jahr 2010. Angesichts dieser Entwicklung steht die Energiewende-Ampel nach Einschätzung Expertenkommission in diesem Bereich auf grün.

Die Ausgaben für Wärmedienstleistungen sind im Jahr 2017 um 10 Prozent auf ca. 98 Mrd. Euro gestiegen. Die höheren Ausgaben sind vor allem mit leicht gestiegenen Energiepreisen und Effizienzausgaben zu begründen. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt hat sich die relative Kostenbelastung von 2016 auf 2017 auf 3,0 % erhöht. Das entspricht in etwa dem Niveau von 2014 und 2015. Die Expertenkommission weist erneut darauf hin, dass die Aussagekraft der hier dargestellten Ergebnisse zu den Ausgaben für Wärmedienstleistungen unter Datenunschärfen leidet. Insbesondere gilt dies für die Datenlage bzgl. der Mehrkosten von energetischen Effizienzmaßnahmen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung deshalb, die Bestimmung der Mehrkosten für energetische Effizienzmaßnahmen auf Basis jährlicher Verkaufszahlen der wichtigsten Effizienztechnologien zu erheben. Die Expertenkommission hat in einer ersten vorläufigen Zusammenstellung hierzu 10 Kerntechnologien identifiziert. Dazu gehören etwa die Fassaden- und Kellerdecken-Dämmung, Verglasung, Solarthermie und Wärmpumpen.

Im Jahr 2017 hatten die Letztverbraucher im Straßenverkehrsbereich ca. 5 Mrd. Euro höhere Ausgaben im Vergleich zum Vorjahr. Die Ursachen liegen wie schon in den Vorjahren in exogenen Faktoren begründet, allen voran in einem gestiegenen Ölpreis. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt liegt die relative Kostenbelastung bei 2,3 %, entsprechend 0,1 Prozentpunkte über dem Vorjahreswert. Wegen der Unsicherheit darüber, wie die Politik den im Verkehr bestehenden Handlungsdruck angehen wird, ist eine perspektivische Abschätzung der Entwicklung schwierig.

11.1 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung

440. Die Zeitreihe zur elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung mit ihren wesentlichen Komponenten ist in Tabelle 35 dargestellt. Es handelt sich teilweise um vorläufige Werte. Ausgangspunkt für die Berechnungen sind die vom Statistischen Bundesamt jährlich ermittelten Gesamterlöse aus dem Absatz von Elektrizität an Letztverbraucher. Diese Erlöse beinhalten neben den Arbeits- sowie Leistungs- und Verrechnungsentgelten auch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben (Stromsteuern, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage etc.), nicht aber die Umsatzsteuer. Ebenfalls nicht enthalten sind die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität (siehe hierzu Abbildung 59).

Tabelle 35: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

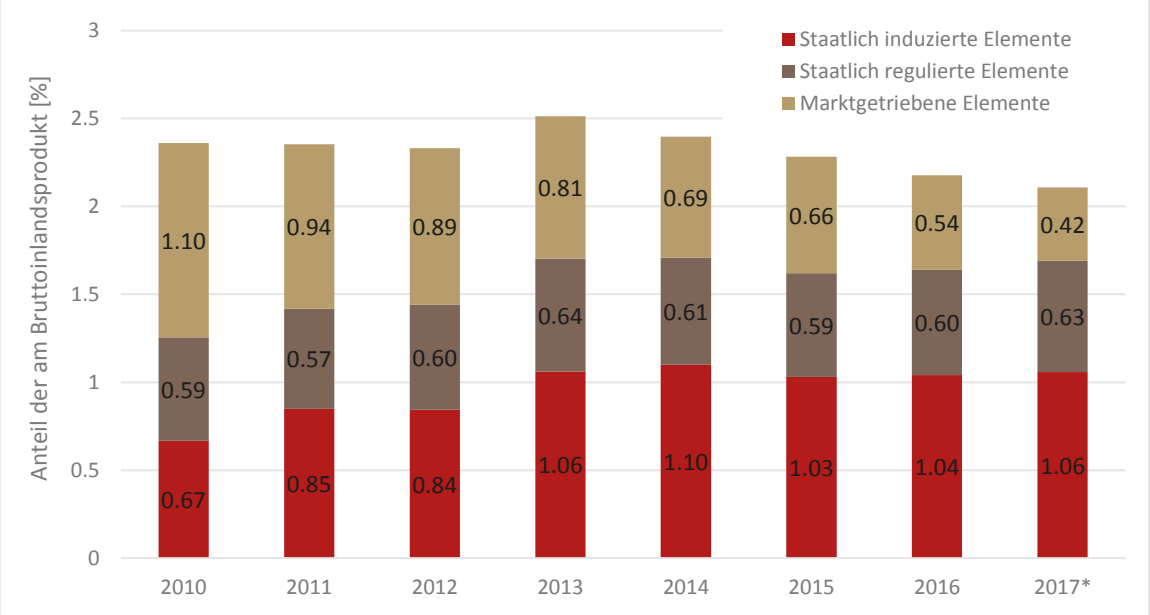
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*
Stromabsatz	[TWh]	**478,5**	**467,4**	**461,7**	**465,0**	**447,2**	**450,8**	**448,0**	**444,6**
Gesamtausgaben [1]	[Mrd. Euro]	**60,9**	**63,6**	**64,3**	**71,0**	**70,3**	**69,5**	**68,5**	**69,1**
Staatlich induzierte Elemente		**17,2**	**23,0**	**23,3**	**30,0**	**32,3**	**31,3**	**32,7**	**34,7**
Stromsteuern [2]		6,4	7,2	7,0	7,0	6,6	6,6	6,6	6,9
Konzessionsabgaben [3]		2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,1	2,0	2,0
EEG-Differenzkosten [4]		8,3	13,4	14,0	19,8	22,3	22,0	22,7	24,4
KWK-G [5]		0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,3	1,3
Umlagen (§17F EnWG, §18 AbLaV) [6]		-	-	-	0,7	0,8	0,0	0,2	0,0
Staatlich regulierte Elemente		**15,2**	**15,4**	**16,5**	**18,1**	**17,9**	**18,0**	**18,8**	**20,7**
Netzentgelte Übertragungsnetz [7]		2,2	2,2	2,6	3,0	3,1	3,5	3,8	5,3
Netzentgelte Verteilnetz [8]		13,0	13,2	13,9	15,1	14,7	14,5	14,9	15,5
Marktgetriebene Elemente		**28,5**	**25,3**	**24,5**	**22,9**	**20,2**	**20,2**	**16,9**	**13,6**
Marktwert EEG-Strom [9]		3,5	4,4	4,8	4,2	4,1	4,7	4,3	5,8
Erzeugung und Vertrieb [10]		25,0	20,8	19,7	18,6	16,0	15,4	12,6	7,9

[1] Erlöse aus dem Stromabsatz gemäß Destatis (2019a) abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß BMF (2017)
[2] Destatis (2019c)
[3] Schätzung und Fortschreibung auf Basis von Destatis (2012b, 2012a)
[4] Tatsächliche Einnahmen aus der EEG-Umlage, https://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahres-abrechnungen.htm
[5] ÜNB-Jahresabrechnungen KWK-G, https://www.netztransparenz.de/de/KWK_Jahresabrechnungen.htm
[6] ÜNB-Jahresabrechnungen §§ 17F EnWG, § 18 AbLaV: https://www.netztransparenz.de
[7] Eigene Berechnung und Annahmen auf Basis von (BNetzA, 2019e)
[8] Eigene Berechnung und Annahmen auf Basis von (BNetzA, 2019e)
[9] BMWi (2018b)
[10] Residuum
* teilweise vorläufig

441. Bei einer ersten Analyse dieser Ausgaben lässt sich feststellen, dass die Gesamtausgaben im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen sind. Im Bereich der staatlich induzierten Elemente sind die Änderungen der EEG-Differenzkosten mit einem Zuwachs von ca. 1,6 Mrd. Euro und die Steigerung der Stromsteuer mit ca. 0,4 Mrd. Euro am deutlichsten. Insbesondere bei den staatlich regulierten Netzentgelten sind deutliche Steigerungen der Ausgaben in Höhe von knapp 2 Mrd. Euro zu verbuchen.

442. Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP sinkt seit dem Jahr 2013, zuletzt von 2,2 % im Jahr 2016 auf 2,1 % im Jahr 2017 (vgl. Abbildung 58).

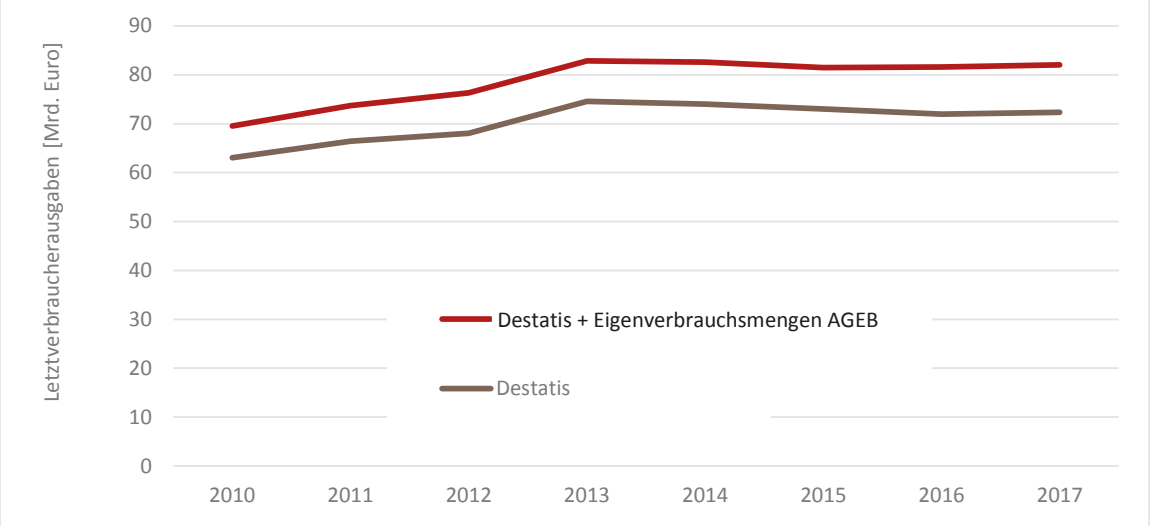
Abbildung 58: Anteile der Ausgabenelemente im Elektrizitätsbereich am Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Tabelle 35 und BIP gemäß Destatis (2019g)

443. Die Statistik „Stromabsatz und Erlöse“ erfasst definitionsgemäß nur die Letztverbraucherabsätze, nicht aber die Eigenerzeugung. Auf diese Problematik hat die Expertenkommission im Kontext der Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung regelmäßig hingewiesen. Damit werden die Letztverbraucherausgaben um den Anteil des eigenerzeugten Eigenverbrauchs unterschätzt. Um dieses Problem näherungsweise zu lösen, hat die Expertenkommission im letzten Bericht vorgeschlagen, die sektoralen Durchschnittserlöse der Statistik „Stromabsatz und Erlöse“ mit den Statistiken der AG Energiebilanzen multiplikativ zu kombinieren. Bei diesem Vorgehen wäre der Gesamtstromverbrauch (inkl. Eigenerzeugung) erfasst und die Eigenverbrauchsmengen mit dem Prinzip des „anlegbaren Preises“ monetär bewertet. Diesem Gedanken folgend zeigt Abbildung 59 die so ermittelten Letztverbrauchausgaben im Vergleich zu der Erhebung von Destatis. Bei diesem Vorgehen ergeben sich prozentuale Unterschiede in den Jahren 2010 bis 2017 in einer Bandbreite von 10-13 %, wobei der mittlere prozentuale Unterschied bei ca. 12 % liegt. Damit sind die in der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung ausgewiesenen Ausgaben um durchschnittlich ca. 12 % zu niedrig. Für das Jahr 2017 ergeben nach diesen Berechnungen um ca. 9,7 Mrd. Euro höhere Gesamtausgaben als in Tabelle 35 ausgewiesen.

Abbildung 59: Letztverbraucherausgaben nach der Erhebung „Stromabsatz und Erlöse“

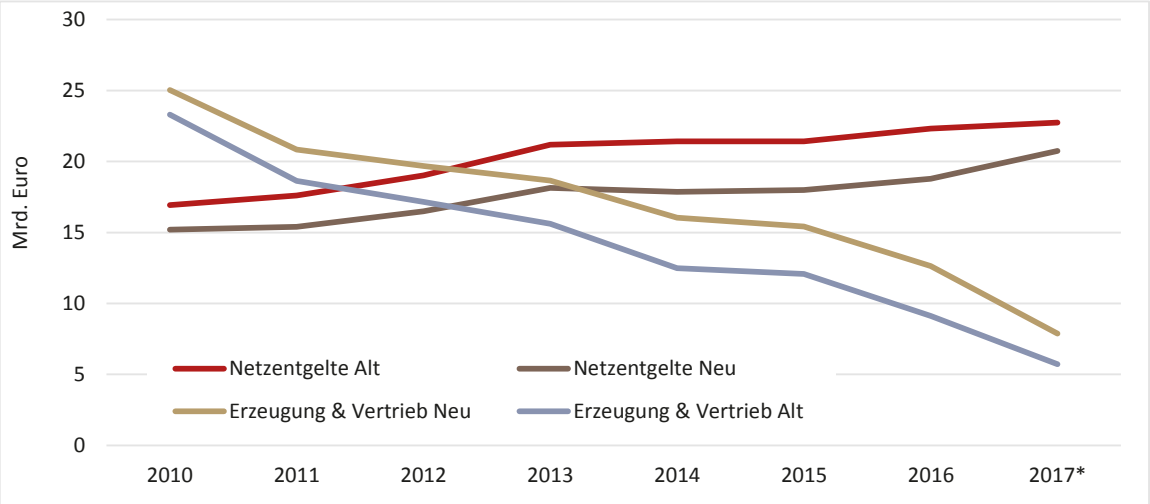


Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Destatis (2019a) und AGEB (2018a).

444. In diesem Jahr wurde die für Netzentgeltberechnungen zugrundeliegende Datenbasis nochmals verbessert. Während die aggregierten Gesamtausgaben von diesen Änderungen unberührt bleiben, ergeben sich signifikante Änderungen für die aggregierten Netzkosten und damit für die Position „Erzeugung und Vertrieb“, die als Residuum zwischen den Angaben des Statistischen Bundesamtes und den anderen erwähnten Quellen bestimmt wird. Die Motivation für die Überarbeitung der Datenbasis lag an der Veröffentlichung neuer Transparenzdaten der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltbildung gemäß § 31 Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Diese Daten erlauben eine genauere Schätzung der Netzkosten auf Basis der veröffentlichten Werte zu den vorgelagerten Netzkosten. In den Berechnungen der vergangenen Jahre wurden die Netzkosten auf Basis der Erlösobergrenzen geschätzt. Dabei bestand die Herausforderung darin, die Zahlungsströme der Netzbetreiber untereinander zu saldieren. Aufgrund des Wälzungsmechanismus der Netzkosten entstehen Zahlungsströme unter den Netzbetreibern, die dazu führen, dass die Summe der Erlösobergrenzen höher ausfällt als die Summe der gezahlten Netzentgelte.

445. Mit den durch die Bundesnetzagentur bereitgestellten Daten fallen diese Schätzungen weitestgehend weg, denn diese Daten enthalten Informationen zu den vorgelagerten Netzkosten der Netzbetreiber und erlauben somit die Saldierung der Zahlungsströme der Netzbetreiber untereinander. Nur die Netzkosten der Verteilernetze, die in im Zuständigkeitsbereich der Landesregulierungsregulierungsbehörden liegen, basieren weiterhin auf eigenen Schätzungen. Abbildung 60 zeigt die Änderungen, die sich durch die veränderte Datenbasis ergeben. Die Netzkosten wurden nach der alten Methodik um ca. 12 % unterschätzt. Dies wirkte sich entsprechend auf das Residuum aus. Der generelle Trend bleibt hiervon unberührt.

Abbildung 60: Änderungen der Positionen Netzentgelte sowie Erzeugung u. Vertrieb (Residuum) durch die neue Datenbasis



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von BNetzA (2019e)

11.2 Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr

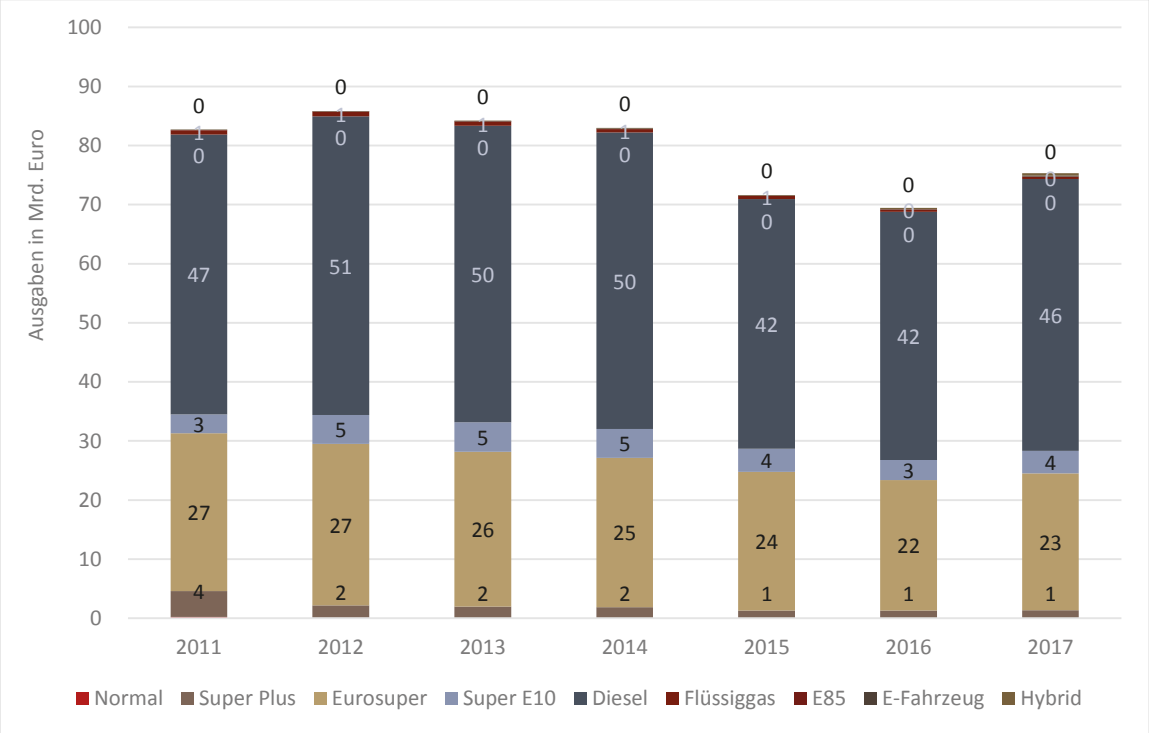
446. Folgende Berechnungen für den Verkehr berücksichtigen ausschließlich den Straßenverkehr. Die Schifffahrt und der Flugverkehr werden ausgeklammert, ebenso der Schienenverkehr, dessen Strombedarf der Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung (Kapitel 11.1) zugeordnet ist. Die Summe der Letztverbraucherausgaben setzen sich zusammen aus den Ausgaben für Treibstoffe und aus Mehrausgaben für Autos mit innovativem Antriebsstrang. Im Straßenverkehr dienen folgende Treibstoffe der Fortbewegung: Ottokraftstoffe (Normal, Super Plus, Eurosuper, Super E10), Diesel, Erdgas, Flüssiggas, Biodiesel, Bioethanol (E85), Biomethan und Pflanzenöl. Um Doppelzählungen gegenüber der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung zu vermeiden, wird Elektrizität den Letztverbraucherausgaben für Strom zugeordnet, auch wenn sie als Treibstoff genutzt wird. Es ist zu berücksichtigen, dass Biokraftstoffe den konventionellen Kraftstoffen teilweise beigemischt werden. Beispielsweise wird in Deutschland seit dem Jahr 2011 der Ottokraftstoff Super E10 vertrieben: konventionellem Eurosuper wird im Volumenverhältnis von 1 zu 9 Bioethanol beigemischt. Multipliziert man den Absatz der jeweiligen Kraftstoffe mit den Letztverbraucherpreisen so erhält man die gesamten Letztverbraucherausgaben. Die Mehrkosten erneuerbarer Kraftstoffe werden über entsprechende Preise an der Zapfsäule berücksichtigt. Die Mehrkosten der Elektrofahrzeuge gegenüber einem Benziner machen sich dagegen v. a. durch erhöhte Anschaffungskosten bemerkbar. Dabei wird zwischen reinen Elektroautos mit durchschnittlichen Mehrkosten von 7.000 Euro und Hybriden mit durchschnittlichen Mehrkosten von 5.000 Euro (ohne MwSt.) unterschieden.

447. Die Höhe der aggregierten Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr ist aus Abbildung 61 ersichtlich. Bewegten sich die Ausgaben bis einschließlich 2014 auf einem Niveau von über 80 Mrd. Euro, so sind die Ausgaben in den Jahren 2015 und 2016 auf ca. 70 Mrd. Euro gesunken. Dieser Rückgang wird mit exogenen Faktoren begründet, etwa dem deutlichen Preisverfall von Erdöl seit 2014. Im Jahr 2017 sind die Letztverbraucherausgaben dagegen wieder merklich gestiegen, auf etwa 75 Mrd. Euro. Ein wieder gestiegener Dieselpreis kann als Ursache angeführt werden. Musste ein Endverbraucher im Jahr 2016 noch durchschnittlich 1,18 Euro pro Liter Diesel an der Tankstelle entrichten, so waren es ein Jahr später durchschnittlich 1,32 Euro pro Liter. Das entspricht einem Anstieg von knapp 12 %. Bei anderen fossilen Kraftstoffen fällt dieser Preisanstieg deutlich geringer

aus. Superbenzin etwa ist im gleichen Zeitraum lediglich um ca. 4,4 % gestiegen. Im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt liegt die relative Kostenbelastung des Straßenverkehrs bei 2,3 %, oder um 0,1 Prozentpunkte höher als im Vorjahr.

448. Die Mehrkosten für E-Mobile und Hybride fallen weiterhin nicht ins Gewicht. Das liegt vor allem an der geringen Zahl an Neuzulassungen dieser Fahrzeugkategorie. Laut Kraftfahrtbundesamt sind im Jahr 2017 rund 25.000 neue Elektroautos und knapp 85.000 neue Hybride (darunter knapp 29.500 Plug-In Hybride) zugelassen worden. Diese Zahlen entsprechen zwar einem deutlichen Anstieg von jeweils 120 % und 76 % gegenüber 2016, gemessen an den gesamten Neuzulassungen von 3,44 Mio. Autos in 2017 sind die Neuzulassungen aber immer noch verschwindend gering.

Abbildung 61: Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr in Mrd. Euro (ohne MwSt.)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2018a), BMWi (2019e), C.A.R.M.E.N. (2015), BAFA (2019), KBA (2019a) und DVFG (2019).

11.3 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen

449. Die Expertenkommission hat in der Vergangenheit wiederholt die Erfassung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen vorgeschlagen[67]. Zur Wärmeerzeugung (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme) beziehen Letztverbraucher Energieträger wie Erdgas, Flüssiggas, schweres oder leichtes Heizöl, Fernwärme oder Biomasse sowie in sehr geringem Umfang auch Kohle. Um Doppelzählungen gegenüber der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung zu vermeiden, wird Elektrizität den Letztverbraucherausgaben für

[67]Nachfolgende Erläuterungen basieren auf den letztjährigen Berichten.

Strom zugeordnet, auch wenn sie zur Wärmeerzeugung genutzt wird (vgl. Kapitel 11.1). Die Summe der Zahlungen (abzüglich Umsatzsteuer) bilden die direkten energetischen Letztverbraucherausgaben für Wärme. Dabei handelt es sich um die Kosten der Endenergieträger (abzüglich Elektrizität und ohne Umsatzsteuer), die von den Letztverbrauchern vor Ort in Wärme umgewandelt werden, und zwar in Heizanlagen, die zur typischen Grundausstattung von Gebäuden gehören. Die damit verbundenen Ausgaben für die Anschaffung, die Wartung und den Unterhalt werden daher nicht dem Energiesystem zugeordnet.

450. Bezüglich der Daten zu den Wärmeenergiemengen geben die Anwendungsbilanzen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB, 2019a) Aufschluss darüber, zu welchem Zweck ein bestimmter Endenergieträger innerhalb eines bestimmten Sektors verwendet worden ist. Die Anwendungsbilanz unterscheidet zwischen Wärme- und Kälteanwendungen, mechanischer Energie, Informations- und Kommunikationstechnik und Beleuchtung. Die für die energiewirtschaftliche Gesamtrechnung relevante Anwendung „Wärme“ ist die Summe aus Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser. Ergänzend gibt die Energiebilanz (AGEB, 2019b) Auskunft über die in der Anwendungsbilanz fehlende Energieträgerzuordnung. Während in der Anwendungsbilanz beispielsweise Mineralöle zusammengefasst sind, unterscheidet die Energiebilanz zwischen schwerem und leichtem Heizöl. Bei den erneuerbaren Energien wird die Statistik über den Endenergieverbrauch Wärme des (BMWi, 2019d) verwendet. Abbildung 62 gibt einen Überblick über die zu Wärmezwecken verwendeten Endenergieträger.

451. Für die energiewirtschaftliche Gesamtrechnung Wärme werden die mit diesen Energiemengen verbundenen Letztverbraucherausgaben benötigt. Zu diesem Zweck wird der energetische Letztverbraucherabsatz mit dem zugehörigen Preis multipliziert. Die meisten Preise werden den Preiszeitreihen der Energiestatistik des (BMWi, 2019d) entnommen. Fehlende Angaben werden durch Informationen der jeweiligen Verbände ergänzt. Bei Preisen für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen wurde jeweils ein gewichteter Mittelwert aus Haushalts- (60 %) und Industriepreisen (40 %) verwendet. Bei Heizkraftwerken, die biogene und nicht-biogene Abfälle zur Befeuerung verwenden, wird ein Brennstoffpreis von Null angenommen. Fernwärmepreise im Industriebereich sind schwer zu ermitteln. Daher wurde angenommen, dass Fernwärme maximal so viel wie Erdgas kosten darf.

452. Investitionen zur Verbesserung der energetischen Effizienz von Gebäuden führen zu einem perspektivisch geringeren Heizwärmebedarf und senken damit die Erlöse aus dem Wärmeabsatz. Dies kann fälschlicherweise den Eindruck erwecken, dass die Wärmeversorgung aus Sicht der Letztverbraucher kostengünstiger wird. Tatsächlich werden jedoch die Letztverbraucherausgaben für Wärmeenergie lediglich durch die Zusatzausgaben etwa für fortschrittliche Heizungssysteme wie elektrische Wärmepumpen, Solarthermie-Anlagen, Mikro-KWK-Systeme, stationäre Brennstoffzellen, Holzpellet-Heizungen sowie geschlossene Lüftungssysteme mit Wärmerückgewinnung ersetzt. Solch innovative Heizsysteme erfordern gegenüber konventionellen Heizanlagen teilweise deutlich höhere Anschaffungsausgaben. Um die Mehrkosten zu bestimmen, empfiehlt sich die Gasbrennwerttherme als Referenzanlage. Ähnliches gilt für andere Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung, die als Effizienzausgaben zu den Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen gezählt werden müssen. Dazu gehören etwa die Wärmedämmung von Wänden, Dachflächen und Kellerdecken sowie Fenster und Außentüren mit hohen Dämmstandards. Hierbei sollte zwischen Neubau und Altbau-Sanierung unterschieden werden: Im Neubaubereich wären Mehrkosten nur insoweit anzurechnen, als mit ihnen eine höhere Gebäudeeffizienz als von der aktuellen Energieeffizienzverordnung gefordert erreicht wird. Angesichts der aktuell nur geringen Zahl solcher Neubauten, der überschaubaren Größenordnung entsprechender Zusatzausgaben sowie der KfW-Förderung entsprechender Mehraufwendungen kann der Neubaubereich bei der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen vernachlässigt werden. Entsprechend konzentriert sich die Berechnung auf den Gebäudebestand. Das DIW erhebt in regelmäßigen Abständen Daten zum

Bauvolumen, wobei zwischen Neubauten und Bestandsbauten unterschieden wird. Die im vorliegenden Fall relevanten Bauvolumina im Bestand sind in Tabelle 36 aufgeführt.

Tabelle 36: Wertmäßiges Bauvolumen im Bestand

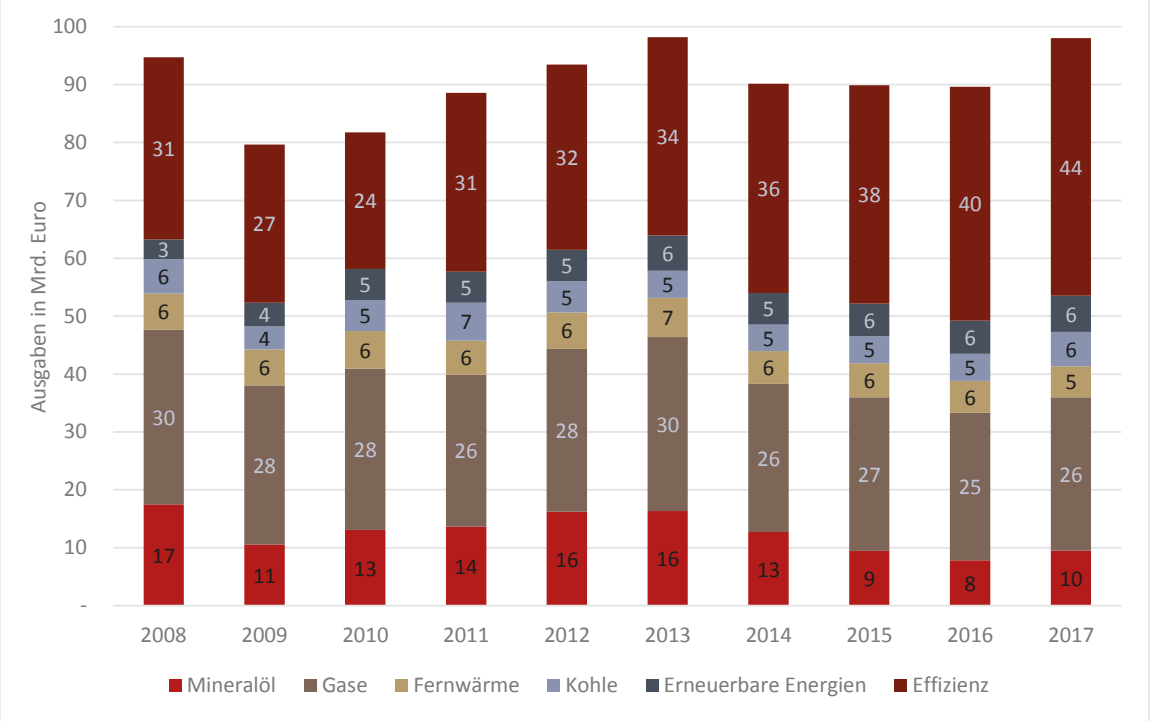
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Wohnungsbau	Zu jeweiligen Preisen in Mrd. Euro					
Vollmodernisierung	6,76	4,66	7,86	7,33	12,41	15,35
Teilmodernisierung	107,79	109,73	110,15	107,98	107,97	112,88
Instandhaltung	12,69	12,86	11,27	14,46	15,28	17,00
Insgesamt	127,24	127,25	129,28	129,78	135,66	145,23
davon energetische Sanierung	37,90	35,99	35,57	33,08	37,10	41,02
Nicht-Wohnungsbau	Zu jeweiligen Preisen in Mrd. Euro					
Vollmodernisierung	16,06	15,92	15,58	15,50	15,00	15,86
Teilmodernisierung	31,72	31,42	33,12	32,80	31,73	33,57
Instandhaltung	9,76	9,50	9,95	10,45	10,72	11,43
Insgesamt	57,54	56,84	58,65	58,76	57,45	60,86
davon energetische Sanierung	17,02	17,17	17,31	18,04	18,62	21,09

Quelle: BBSR (2018), S. 24.

453. Um die Ausgaben für Brennstoffe mit den Gerätemehrkosten und Effizienzmaßnahmen vergleichbar zu machen, müssten die beiden letztgenannten Ausgabenbereiche über die jeweilige Abschreibungsdauer mit einem in der Bauwirtschaft üblichen Zinssatz kapitalisiert werden. Das aber setzt voraus, dass die entsprechenden Investitionsausgaben für einen längeren Zeitraum der Vergangenheit (z. B. Abschreibungszeitraum einer energetischen Sanierung) verfügbar sind. Da der Expertenkommission diese Daten nicht zur Verfügung stehen, ist die sachgemäße Berechnung zurzeit noch nicht möglich, dürfte aber künftig möglich sein. Bis dahin werden die Investitionsmehrausgaben für Geräte und Effizienzmaßnahmen des laufenden Jahres mit den entsprechenden Ausgaben für Energieträger im Sinne einer Approximation an die Realität zusammengerechnet und bestimmen die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen.

454. Die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen über die letzten Jahre sind der Abbildung 62 zu entnehmen. Waren die Ausgaben von 2014 bis 2016 recht konstant bei knapp 90 Mrd. Euro, so sind sie im Jahr 2017 auf ca. 98 Mrd. Euro gestiegen. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt hat die relative Kostenbelastung von 2016 auf 2017 auf 3,0 % zugenommen. Das entspricht in etwa dem Niveau von 2014 und 2015. Die höheren Ausgaben in 2017 sind vor allem mit etwas höheren Preisen und Effizienzausgaben zu begründen. Der Erdgaspreis für die Industrie blieb zwar mit durchschnittlich 2,43 Euro pro Megawattstunde (ohne MwSt.) in 2017 nahezu konstant, im Haushaltsbereich ist er sogar leicht gesunken, von 6,86 Euro pro Megawattstunde auf 6,64 Euro pro Megawattstunde (inkl. MwSt.). Der Industriepreis für leichtes Heizöl dagegen hat deutlich von 38,40 Euro pro Megawattstunde auf 45,05 Euro pro Megawattstunde zugenommen, ebenso der Einfuhrpreis von Steinkohle, der deutlich von 67,07 Euro pro Tonne auf 91,82 Euro pro Tonne zugelegt hat.

Abbildung 62: Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Mrd. Euro (ohne MwSt.)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2018a, 2019a), BMWi (2019d), DEPI (2019), Kluitmann (2015), TFZ (2019), Kohlenwirtschaft e.V. (2019), BDH (2018), BMWi und Fichtner (2018), BBSR (2018) und BMWi (2019e).

455. Die Netto-Ausgaben für Energieeffizienz sind ebenfalls gestiegen. Diese Tendenz schlägt sich in den Gesamtinvestitionsvolumina für energetische Sanierungsmaßnahmen nieder, die sich aus den Erhebungen der Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe ergeben (BBSR, 2018). Die Kosten energetischer Sanierungen (inkl. der Mehrkosten innovativer Heizungssysteme gegenüber Referenzanlagen, aber abzüglich staatlicher Fördermittel) werden in 2017 auf 44,5 Mrd. Euro geschätzt. Dies entspricht einem Anstieg von rund 10 % gegenüber 2016.

456. Die Aussagekraft der hier vorgetragenen Ergebnisse leidet nicht nur unter einer lückenhaften Datenlage, sondern auch unter einer methodisch bedingten Datenunschärfe. Die in Tabelle 36 aufgeführten Angaben zur wertmäßigen energetischen Sanierung im Bestand beruhen nämlich teilweise auf Umfragen unter den für den Modernisierungsmarkt relevanten Zielgruppen durch die Heinze GmbH (BBSR, 2018). Die veröffentlichten Daten enthalten unter anderem Investitionsausgaben für Photovoltaikanlagen, die nicht als Quelle für Mehrkosten von Effizienzmaßnahmen im Wärmebereich gewertet werden können. Außerdem sollten Investitionen in konventionelle Heizsysteme (Gas-Brennwerttherme) unberücksichtigt bleiben, sondern nur die gegenüber diesen Referenzanlagen höhere Anschaffungskosten innovativer Heizungssysteme. Auch muss die staatliche Förderung energetischer Sanierungsmaßnahmen wie das KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ („Programmkosten“ in Form von Zinsvergünstigungen und Tilgungszuschüssen) und die Förderung innovativer Heizungssysteme im Rahmen des Marktanreizprogramms in Abzug gebracht werden, da sie die Letztverbraucherausgaben reduzieren. Zwecks Vergleichbarkeit mit den Energiebezugskosten muss auch das ausgewiesene Bauvolumen für die energetische Sanierung um die Umsatzsteuer korrigiert werden.

457. Angesichts der dadurch bedingten Datenunschärfe schlägt die Expertenkommission ein alternatives Vorgehen zur Bestimmung der Mehrkosten innovativer Heizsysteme und anderer energetischer Effizienzmaßnahmen vor. Dabei werden für eine gewisse Zahl wichtiger Effizienztechnologien die jährlichen Verkaufsvolumina erhoben, etwa durch Umfragen bei den entsprechenden Branchen. Eine erste vorläufige Zusammenstellung würde die in Tabelle 37 aufgeführten 10 Technologien umfassen. Im Detail wäre sicherlich noch eine Reihe von Fragen zu klären. Beispielsweise wäre zu berücksichtigen, dass die Mehrkosten von energetischen Sanierungsmaßnahmen nicht allein von den Anschaffungspreisen der entsprechenden Technologien abhängen, sondern zusätzlich noch ein prozentualer (technologiespezifischer) Aufschlag für Planung und Installation einbezogen werden müsste. Die Expertenkommission empfiehlt hier die Beauftragung von Gutachten.

Tabelle 37: Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz im Wärmemarkt

Technologie	Indikator
Fenster mit Isolierverglasung	Zahl Fenster mit U-Wert > …
Fassaden- und Kellerdecken-Dämmung	Quadratmeter
Dachdämmung	Quadratmeter
Elektrische Luftwärmepumpe	Zahl x Leistung
Geothermie-Wärmepumpe	Zahl x Leistung
Solare Dachanlagen	Quadratmeter
Mikro-KWK	Zahl x Leistung
Stationäre Brennstoffzellen	Zahl x Leistung
Holzpellet-Heizungen	Zahl x Leistung
Kontrollierte Raumlüftung mit Wärmerückgewinnung	Zahl x Leistung

Quelle: eigene Darstellung

458. Die daraus mit der Zeit resultierende Zeitreihe ist von sich aus bereits aussagefähig, um das Effizienzgeschehen im Gebäudebereich zu erfassen. Wenn dann auch noch für jede dieser einzelnen Technologien die Mehrkosten (ohne Umsatzsteuer) gegenüber einem modellhaft unterstellten Referenzsystem abgeschätzt wird, würde sich ein aussagefähiger Wert für das Volumen der verschiedenen Modernisierungsmärkte ergeben – ein für das Monitoring der entsprechenden Wärmemärkte durchaus attraktives Ergebnis. Um zur energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen zu gelangen, wären schließlich eine Aggregation und die Kapitalisierung der entsprechenden Mehrausgaben durchzuführen.

12 Energiepreisreform

Das Wichtigste in Kürze

Im Sinne eines politisch realisierbaren Konzepts empfiehlt die Expertenkommission zeitnah den aufkommensneutralen Ersatz der Umlagen auf Elektrizität durch einen CO_2-bezogenen Zuschlag auf fossile Energieträger. Eine denkbare Ausgestaltung der Energiepreisreform ist der Wegfall der EEG- und KWKG-Umlage (Umfang von 24,4 und 1,3 Mrd. Euro in 2017) bei Refinanzierung durch einen CO_2-bezogenen Steuerzuschlag auf fossile Energien. Dabei könnten die im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS) bereits bezahlten CO_2-Preise in Abzug gebracht werden (sofern der ETS-Preis unter dem nationalen CO_2-Zuschlag liegt). Damit wird ein Finanzvolumen von aktuell jährlich ca. 2 x 25 = 50 Mrd. Euro bewegt, was zweifelsohne große Auswirkungen auf die Entwicklung der Energiewende und der Treibhausgasemissionen haben wird.

Bei dem unterstellten Entlastungsvolumen beim Strompreis sowie unter Berücksichtigung der bereits im Rahmen des Emissionshandels bezahlten Preise und der finanziellen Folgen für den vermutlich erforderlichen Ersatz der besonderen Ausgleichsregelung würde ein CO_2-Preis von ca. 50 Euro/t CO_2 die Refinanzierung sicherstellen. Zudem würde dieser CO_2-Preis in das Band der unterschiedlichen Schätzungen für Klimafolgeschäden fallen (vgl. Kapitel 1).

Berechnungen der Expertenkommission und weiterer Autoren zeigen, dass Verteilungswirkungen bei den privaten Haushalten einer Reform nicht entgegenstehen, aber berücksichtigt werden sollten. Ein unterstellter CO_2-Preis von 50 Euro/t CO_2 (bei gleichzeitiger Entlastung beim Strompreis) führt beim Durchschnittshaushalt zu einer Mehrbelastung von etwa 90 Euro pro Jahr oder 2,8 % bezogen auf die Energiekosten bzw. 0,2 % bezogen auf das Nettoeinkommen. Ein unterstellter CO_2-Preis von 30 Euro/t CO_2 führt sogar zu einer Entlastung des Durchschnittshaushalts von etwa 60 Euro. Bei nicht hoch-energieintensiven Industrien führen diese Preise zu geringen Wirkungen und wären teilweise sogar entlastend. Nichtsdestotrotz müsste sich die Politik um einzelne Härtefälle kümmern. Das gilt insbesondere für die Belange bestimmter Haushalte („unsanierte Pendler“) und der exportorientierten Industrie. Hinsichtlich der Industrierabatte bei der EEG-Umlage könnte es der Akzeptanz dienen, wenn diese künftig über den Bundeshaushalt und nicht über höhere Energiesteuerzuschläge der nicht-begünstigten Marktteilnehmer finanziert würden.

Die Energiepreisreform kann schrittweise eingeführt werden. Die CO_2-Steuerzuschläge sind in regelmäßigen Zeitintervallen zu überprüfen und hinsichtlich der Erreichung der Klimaziele anzupassen. Der Vorschlag etabliert die CO_2-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende. Er steht außerdem einer späteren Ausweitung des EU-Emissionshandels nicht entgegen.

Diese Energiepreisreform schafft Anreize für klimafreundliche Investitionen in Sektorkopplung, Speicher, Flexibilitätsoptionen und neue Elektrizitätsanwendungen – die jetzt vordringlichen Schritte zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Die Energiepreisreform würde die Wettbewerbsfähigkeit fossiler Energien schmälern, die Chancen für die erneuerbaren Energien verbessern und Perspektiven für neue Geschäftsmodelle schaffen, die nicht von den – in der Vergangenheit häufig erratischen – staatlichen Förder- und Detailregulierungen abhängen. Mit einer aufkommensneutralen Reform würde die ins Stocken geratene Energiewende revitalisiert, ohne den Staatshaushalt oder die Energieletztverbraucher insgesamt höheren finanziellen Belastungen auszusetzen.

Die Expertenkommission ergänzt ihren Vorschlag mit Überlegungen zur Sicherung der Akzeptanz und zur konkreten Ausgestaltung der Energiepreisreform (vgl. auch Kapitel 1). Bestandteil dessen ist eine effektive Kommunikationsstrategie, die auf erprobte Beispiele verweist, Vertrauen schafft und Stakeholder involviert. Der Gesamtprozess der Energiepreisreform ist zu evaluieren und kontinuierlich weiterzuentwickeln.

12.1 Dringlichkeit einer Energiepreisreform

459. Die klima- und innovationspolitischen Fehlanreize des bestehenden Systems von elektrizitätsbezogenen Steuern, Umlagen und Abgaben sind weitestgehend unumstritten. Die nächste Etappe der Energiewende, die von der letzten Bundesregierung proklamierte Elektrifizierungsstrategie mit Flexibilitätsoptionen, Energiespeichern sowie der Sektorkopplung auf Basis von Power-to-X-Technologien (vgl. Kapitel 3.5) bleibt so lange blockiert, wie es nicht gelingt, die heutigen Steuern und Umlagen auf den Elektrizitätsletztverbrauch im Wesentlichen zu beseitigen und aufkommensneutral zu refinanzieren, wobei ein CO_2-bezogener Steuerzuschlag auf fossile Energien und/oder der allgemeinen Bundeshaushalt als Finanzierungsoptionen in Frage kommen.

460. Die Abschaffung von Stromsteuern und Umlagen mit einer aufkommensneutralen Refinanzierung durch CO_2-bezogene Steuerzuschläge, ggf. unter Einbeziehung eines Mindestpreises im EU ETS, hat eine Reihe entscheidender Vorteile für den Fortgang der Energiewende (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2015): Wie erwähnt, würden sich die Marktchancen für Sektorkopplungskonzepte grundlegend verbessern, und zwar technologie-, standort- und anwenderneutral. Entsprechend könnte sich das volle Marktpotential der Power-to-X-Technologien entfalten und sich zu einem selbsttragenden Massenmarkt entwickeln. Die Diskussion über die regulatorische Behandlung von Energiespeichern im Zusammenhang mit der Befreiung von elektrizitätsspezifischen Steuern und Umlagen würde sich erübrigen. Zudem dürften die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien sinken, weil die Großhandelsstrompreise durch die CO_2-Zuschläge auf die Brennstoffe von fossilen Kraftwerken tendenziell steigen. Noch vielmehr erneuerbare Stromerzeugungsanlagen als heute wären ohne weitere Förderung realisierbar. Dies würde übrigens auch die Chancen des Weiterbetriebs von EEG-geförderten Anlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung verbessern. Ohne Frage würde auch die Wettbewerbsfähigkeit CO_2-armer gegenüber CO_2-intensiven Energieträgern zunehmen. Aus sozialpolitischer Sicht wäre die mit Eigenerzeugung verbundene Entsolidarisierung gebremst, weil Eigenerzeugung nicht mehr wie heute gegenüber dem Elektrizitätsbezug aus dem Netz fiskalisch begünstigt wäre. All diese energie- und innovationspolitischen Vorteile wären – bei aufkommensneutraler Refinanzierung – ohne zusätzliche Staatsausgaben und ohne zusätzliche finanzielle Nettobelastungen der Energieletztverbraucher erreichbar.

461. Die Alternative zu einer solchen, an den Elektrizitätssteuern und -umlagen ansetzenden Energiepreisreform bestünde darin, die gewünschten, aber unter dem bestehenden Preissystem unwirtschaftlichen Zukunftstechnologien über individuelle Staatshilfen zu fördern. Aus Sicht der Expertenkommission wäre ein solcher Ansatz aus zwei Gründen kaum nachhaltig:

462. Erstens müssten die Technologie-Entwickler und Investoren ihre Geschäftsmodelle nicht an den Marktbedürfnissen, sondern an den politischen Anreizen orientieren. Sie wären dabei beträchtlichen regulatorischen Risiken ausgesetzt, denn wie beispielsweise die Förderung der erneuerbaren Elektrizität oder der Elektromobilität zeigt, darf niemand mit einem politisch stabilen und verlässlichen Förderrahmen rechnen. Ein aktuelles Beispiel sind Ausnahmeregelungen bei den vom BMWi geförderten 5 Schaufensterprojekten (SINTEG-Projekte) mit kumuliert mehreren hundert Projektpartnern. Mit den Ausnahmeregelungen werden Investitionen in Anlagen der Sektorkopplung, Speicher etc. gefördert, doch entsteht meist nur ein Strohfeuer; wenn nämlich die SINTEG-Projekte im Jahr 2021 auslaufen, entfallen nach heutigem Stand die Vergünstigungen, und damit verlieren die gerade investierten Anlagen ihre wirtschaftliche Basis, so dass sie in den meisten Fällen stillgelegt werden dürften.

463. Zweites entsteht mit den Staatshilfen unvermeidlich ein Subventionsdschungel mit hunderten von technologiespezifischen Einzelregelungen. Will der Staat beispielsweise Energiespeicher fördern, braucht es Verordnungen über die Kriterien, unter denen ein Energiespeicher Anspruch auf die Vergünstigung haben soll.

Da sich die vom Staat zu fördernden Technologien im weiteren Verlauf der Energiewende weiterentwickeln sollten, müssten auch die Förderkriterien mit der Zeit flexibilisiert werden. Hinzu tritt die Neigung staatlicher Entscheidungsträger, den Sonderwünschen diverser Interessensgruppen nachzukommen. Das Ergebnis ist dann häufig ein Ausbremsen der Energiewende, wie man es aktuell an den Wirkungen des so genannten Bürgerwindparks beobachten kann.

464. Mit den hier skizzieren Vorschlägen sind entscheidende Fortschritte für den weiteren Fortgang der Energiewende erreichbar und der aktuell vielfach beklagte Stillstand wäre überwindbar. Der umgekehrte Weg über weitere Staatshilfen würde demgegenüber in eine Sackgasse führen und könnte übrigens auch kein Vorbild für den Rest der Welt darstellen.

12.2 Politisch zweideutige Signale für eine wirksame Energiepreisreform

465. Der auf dem Gebiet der Energiepreisstruktur bestehende Handlungsbedarf wird auch in der Politik anerkannt. So spricht beispielsweise der Koalitionsvertrag aus dem Jahr 2018 davon, dass die Rahmenbedingungen für die Kopplung der Sektoren Wärme, Mobilität und Elektrizität in Verbindung mit Speichertechnologien angepasst werden sollten (CDU/CSU und SPD, 2018). Doch neben dieser allgemein gehaltenen Absichtserklärung liefern weder der Koalitionsvertrag selbst noch die seitherigen Regierungsverlautbarungen und Initiativen Hinweise zur konkreten Ausgestaltung dieser Postulate. Offensichtlich fehlt momentan in Deutschland die politische Energie zu einer bedeutenderen Kraftanstrengung zugunsten der Sektorkopplung.

466. Zu den Ursachen gehört möglicherweise die Furcht vor negativen öffentlichen Reaktionen auf die dafür notwendigen Energiepreisreformen. Vielleicht spielt die französische Gelbwestenbewegung hier eine Rolle. Die Protestbewegung formierte sich Ende 2018 unter anderem in Reaktion auf die von Präsident Emmanuel Macron geplante, aber inzwischen abgesagte Finanzierung der französischen Energiewende durch höhere Steuern auf fossile Kraftstoffe. Die Themenbereiche des Protestes haben sich seitdem ausgeweitet. Die gelben Westen als Erkennungsmerkmal und die damit teilweise verbundenen großen Krawalle machten die Bewegung aber international bekannt und erreichten – in abgeschwächter Form – u. a. Stuttgart.

467. Als ein wesentliches Problem einer durchschlagenden Energiepreisreform erweist sich die bisherige politische Abstinenz des Bundesfinanzministeriums BMF. Nach Ansicht der Expertenkommission hätte das BMF die Federführung bei einer Neugestaltung der Energie- und Stromsteuern. Weder das BMWi noch das BMU wären ohne die aktive Mitwirkung des BMF zu einer schlüssigen Reform des gegenwärtigen Systems der auf Elektrizität lastenden Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen in der Lage.

468. Neben Schatten gibt es aber auch Licht. Besonders hervorheben möchte die Expertenkommission hier den Entschließungsantrag Schleswig-Holsteins im Bundesrat vom 29. Januar 2019 mit dem Titel „Klimaschutz in der Marktwirtschaft – Für ein gerechtes und effizientes System der Abgaben und Umlagen im Energiebereich“ (Bundesrat, 2019a). Mit dem Antrag wird die Bundesregierung zu einer dringenden Reform des bestehenden Energiepreissystems und zur Beseitigung der damit verbundenen klima- und innovationspolitischen Fehlanreize aufgefordert. Nach Ansicht des Antragstellers soll die Reform so ausgestaltet werden, „dass Verbraucher in ihrer Gesamtheit nicht höher belastet werden und die soziale Verträglichkeit gewahrt wird“. Hier wird also das Prinzip der Aufkommensneutralität vorgeschlagen, doch wie sich dieses Postulat mit dem ebenfalls in dem Entschließungsantrag propagierten „CO_2-Bepreisung unter Beachtung der Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland“ verbinden lässt, bleibt im Entschließungsantrag ebenso unklar wie die Verbindung der Aufkommensneutralität mit der Forderung nach einem „CO_2-Mindestpreis in der Stromerzeugung“ oder gar nach einheitlichen CO_2-Preisen in allen Sektoren. Die Expertenkommission teilt das Anliegen des Entschließungsantrags, sieht aber hier wie bei vielen anderen Vorschlägen noch einen erheblichen Präzisierungsbedarf.

12.3 Wissenschaftliche Konzepte einer Energiepreisreform

469. Die Notwendigkeit und Dringlichkeit einer grundlegenden Energiepreisreform wird auch in einer wachsenden Zahl von Studien sichtbar, die sich für unterschiedliche Modelle einer Energiepreisreform einsetzen (vgl. Tabelle 38). Ein Teil der Vorschläge konzentriert sich auf die Einnahmeseite und bevorzugt CO_2-Zuschläge, CO_2-Mindestpreise u. Ä., um damit den Ausstoß von Klimagasen zu reduzieren. Nach Ansicht der Expertenkommission würde eine Energiepreisreform mit Blick auf Sektorkopplung, Speicher und andere neue Technologien Stückwerk bleiben, wenn es nicht gelingt, die Fehlanreize des bestehenden Systems aus elektrizitätsbezogenen Steuern und Umlagen zu beseitigen. Primäres Motiv einer Energiepreisreform sollte die Revitalisierung der ins Stocken geratene Energiewende sein, und zwar durch die Beseitigung der Innovationshemmnisse, die sich mit den Steuern und Umlagen auf Elektrizität entwickelt haben. Die aus klimapolitischer Sicht richtige Elektrifizierungsstrategie kann nicht funktionieren, wenn der Elektrizitätsletztverbraucher höheren fiskalischen Belastungen ausgesetzt ist als der Letztverbraucher von Erdgas und Heizöl. Eine Verschiebung der elektrizitätsbezogenen Belastungen auf künftige Elektrizitätsletztverbraucher wäre nicht einmal eine Scheinlösung, denn wer würde beispielsweise in eine Wärmepumpe investieren, wenn er damit rechnen müsste, beim künftigen Elektrizitätsbezug abkassiert zu werden.

Tabelle 38: Aktuelle Vorschläge (Auswahl) für eine Energiepreisreform in Deutschland

Quelle	Kurzbeschreibung	Kernelemente
Entlastung bei einzelnen Strompreisbestandteilen		
Bund der Steuerzahler **(2016)**	Senkung der Stromsteuer	Absenkung der Stromsteuer (ohne Konkretisierung)
Ecofys/RAP (2014)	Dynamisierung der EEG-Umlage	Zeitlich variable Gestaltung der EEG-Umlage durch Indexierung (stündliche Multiplikation des Day-ahead-Großhandelsstrompreises mit jährlich festgelegtem Faktor) dieser an dem Börsenstrompreis
IHK/VBEW (2016)	Politikübergreifenden Energiewende-Umlage	Reduktion des administrativen Aufwands durch Einführung einer energieträgerübergreifenden Energiewende-Umlage, unter der bisherige Umlagen gebündelt werden (EEG, KWKG, Offshore) und ggf. Kombination mit weiteren Vorschlägen
IW Köln (2017)	EEG-Finanzierung durch Energiesoli	Ersatz der EEG-Umlage durch Aufschlag auf die Einkommen- und Körperschaftssteuer („Energiesoli“)
Matschoss und Töpfer (2015)	Fonds zur Begrenzung der EEG-Umlage	Ausgliederung der Kosten der Technologieentwicklung (Teil der EEG-Vergütungen, der über 9 ct/kWh liegt) aus der EEG-Umlage und Überführung dieser in bzw. Finanzierung dieser über komplementären EEG-Fonds
VCI (2017)	Finanzierung aus Bundeshaushalt statt EEG-Umlage	Komplementäre Finanzierung der Förderung neu installierter Erneuerbare-Energien-Anlagen aus dem Bundeshaushalt neben existierender EEG-Umlage für Bestandsanlagen

Quelle	Kurzbeschreibung	Kernelemente
CO_2-basierte Bepreisung		
Agora (2018c)	„Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft“	CO_2-Mindestpreis im europäischen Emissionshandelssystem und CO_2-orientierte Energiesteuern bei gleichzeitigem (teilweisen) Wegfall der EEG- und anderer Umlagen, einschließlich Reform der Netzentgelte durch Einführung zeitvariabler Tarifkomponenten
Bals *et al.* (2017)	„Stärkere CO_2-Bepreisung: Neuer Schwung für die Klimapolitik“	Neuausrichtung der Umlagen, Abgaben und Steuern auf Strom und andere Energieträger auf eine stärkere Bepreisung von CO_2 über alle Sektoren unter Berücksichtigung von „Leitplanken“ für die Ausgestaltung
CO_2 Abgabe e. V. (2019)	„Energiesteuern klima- und sozialverträglich gestalten“	Wie Bals *et al.* (2017), allerdings detaillierter in den Anforderungen an das neue „CO_2-Abgabenkonzept“
Edenhofer und Schmidt (2018)	„Eckpunkte einer CO_2-Preisreform“	Einführung eines über die Zeit ansteigenden Mindestpreises (möglichst im EU ETS, sonst in einer Koalition der Willigen) sowie Orientierung der Energieabgaben in den nicht vom EU ETS erfassten Sektoren am CO_2-Gehalt
FÖS (2017)	„Energiesteuerreform für Klimaschutz und Energiewende“	Ausrichtung der Steuersätze im Wärme- und Verkehrssektor auf Energie- und CO_2-Gehalt, Einführung eines CO_2-Preises im Stromsektor durch Ausweitung der Energiesteuer auf Einsatzstoffe der Stromerzeugung, sowie Rückverteilung des Mehraufkommens aus dem Wärme- und Verkehrssektor an Haushalte und Unternehmen
Gährs *et al.* (2016)	„Möglichkeiten zur Umgestaltung der EEG-Umlagebasis“	Energieträger- und sektorenübergreifende Umschichtung der EEG-Kosten unter Einbezug der Sektoren Wärme und Verkehr, wobei die Energieträger entsprechend ihrer Treibhausgasemissionen belastet werden
MELUND (2019) [BR-Drs. 47/19]	„Reform der Energieabgaben“	Senkung der EEG-Umlage, Finanzierung etwa über CO_2-Steuer in allen Energiesektoren
Müller *et al.* (2017)	„Unterstützung und besseres Vorankommen der Energiewende sichern“	Wie Gährs *et al.* (2016), zusätzlich: Verminderung der EEG-Umlage durch Auslagerung des Kostenanteils für die Industrieausnahmen beim EEG in den Staatshaushalt und Abschaffung der Stromsteuer (bis auf den EU-Mindeststeuersatz)
Öko-Institut (2018b)	„CO_2-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie“	Einführung eines europäisch-regionalen CO_2-Mindestpreises (Deutschland, Dänemark, Frankreich, Österreich und die Benelux-Länder) als zusätzliches Instrument für den Kohleausstieg
Prognos (2017)	„Klimafreundliche & soziale Ausgestaltung einer Reform der Energiesteuer im Wärmemarkt“	Ergänzung der Energiesteuer um CO_2-Komponente, einschließlich Rückerstattung an die Haushalte
UBA (2018a)	„Alternative Finanzierungsoptionen für erneuerbare Energien“	CO_2-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor durch CO_2-Aufschlag auf Energiesteuersätze (Verwendung der Einnahmen als Zuschuss für das EEG-Konto) und/oder CO_2-Bepreisung im Stromsektor durch Besteuerung der Brennstoffe entsprechend CO_2-Gehalt und Wegfall der Steuerbefreiungen
Untersteller (2019)	„Energiewende reloaded“	Sektorübergreifende CO_2-Bepreisung und Abschaffung der EEG-Umlage und Reduktion der Stromsteuer auf das europarechtliche Minimum

Quelle: Eigene Darstellung

470. Grundsätzlich gehen lediglich die CO_2-basierten Reformvorschläge entscheidend in die richtige Richtung – eine gleichmäßigere Belastung der Emissionen von Treibhausgasemissionen über alle Sektoren der Volkswirtschaft. Während einige Vorschläge dieses Prinzip nur allgemein einfordern (z. B. Bals *et al.*, 2017; CO_2 Abgabe

e.V., 2019), zeigen andere Autoren konkrete Schritte dorthin auf (insbesondere Mindestpreise im EU ETS bzw. Reform der Energiesteuern).

471. Praktisch alle Vorschläge gehen auf die Verteilungswirkungen der Reform ein. Das gilt auch für Reformvorschläge, die lediglich auf die Entlastung einzelner Strompreisbestandteile abzielen. In einigen umfassenderen Reformvorschlägen werden jedoch Beispielrechnungen durchgeführt, um die Verteilungswirkungen konkret abzuschätzen (z. B. FÖS, 2017; CO_2 Abgabe e.V., 2019). Die Lösungsvorschläge reichen von Kompensationen der energieintensiven Industrie bis hin zur Anknüpfung an das Prinzip der steuerlichen Leistungsfähigkeit oder Maßnahmen wie Anpassung der Grundsicherung, Ergänzung des Wohngelds um Energiekosten bzw. gezielte Förderung von Energieeffizienz in ärmeren Haushalten.

472. Die zielgerichtete Verwendung von Einnahmen aus einer CO_2-Bepreisung wird ebenfalls häufig diskutiert. In einigen Fällen werden Kopfpauschalen angeregt (CO_2 Abgabe e.V., 2019; Edenhofer und Schmidt, 2018; FÖS, 2017). Bei anderen Vorschlägen werden „Rückverteilungen“ nicht explizit, aber implizit vorgenommen, z. B. durch niedrigere Umlagen auf den Strompreis. Dies ist auch beim Vorschlag der Expertenkommission der Fall. Bei der Weiterentwicklung der Reformvorschläge sollte die Ausgestaltungsmöglichkeit einer Rückverteilung über Kopfpauschalen nicht aus den Augen verloren werden. Rückverteilungen sollten nämlich möglichst salient erfolgen, ein Hinweis, den praktisch kein Reformvorschlag betonte.

473. Fast alle Reformvorschläge, die auf einer CO_2-basierten Bepreisung beruhen, empfehlen eine internationale Koordination. Dabei werden vor allem der europäische Kontext bzw. Deutschlands Nachbarländer für eine gemeinsame Initiative und Absprachen ins Auge gefasst. Die meisten Reformvorschläge favorisieren einen aufwachsenden CO_2-Preis mit einem relativ niedrigen Einstiegsniveau von ca. 30 bis 40 Euro / t CO_2, der mittelfristig z. B. auf das Niveau der externen Kosten ansteigen soll (FÖS, 2017).

474. Während die Reformvorschläge relativ viele Hinweise zum Design einer Energiepreisreform geben, geht kein Reformvorschlag darauf ein, wie eine gute Kommunikations- und Informationsstrategie aussehen sollte. Nichtsdestotrotz erlauben einige Reformbeispiele, die in Kapitel 12.5 behandelten Kommunikations-Prinzipien leicht umzusetzen. Beispielsweise nennen einige Reformvorschläge erprobte Beispiele (z. B. Rückerstattungsmodell in der Schweiz oder Carbon Floor Price in UK). Zwei Studien thematisieren die Notwendigkeit von Vertrauen der Bevölkerung (Agora, 2018c; UBA, 2018a). Drei Vorschläge greifen die Rolle von wichtigen Stakeholdern auf, um den Reformvorschlag zu konkretisieren und in die Praxis umzusetzen. Keiner der Autoren betont hingegen, die Energiepreisreform kontinuierlich zu evaluieren und bei Bedarf weiterzuentwickeln.

12.4 Anforderungen an eine erfolgreiche Implementierung von Energiepreisreformen

475. Die Expertenkommission präferiert seit einigen Jahren das Konzept einer allgemeinen CO_2-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende (vgl. Kapitel 2 in EWK, 2016; Abschnitt 2 in EWK, 2017; Kapitel 10 in EWK, 2018). Mit einer „allgemeinen CO_2-Bepreisung“ sollen möglichst alle Treibhausgas-Emissionsquellen (nicht nur Elektrizität, sondern auch Wärmeenergie und Kraftstoffe) mit einem weitgehend einheitlichen Preis pro emittierte Tonne CO_2 belegt werden. Komplementäre Fiskalelemente sind geboten, um abseits der Treibhausgasemissionen weitere Marktunvollkommenheiten zu adressieren, beispielsweise die Internalisierung von Verkehrswegekosten, lokale Verkehrsemissionen, Verkehrslärm und Staukosten. Diese Internalisierung kann durch Treibstoffzuschläge erfolgen, wobei eine zeitliche und lokale Differenzierung wie beim Road Pricing denkbar ist (vgl. Kapitel 4 in EWK, 2016). Das skizzierte Konzept einer allgemeinen CO_2-Bepreisung ist wissenschaftlich sehr gut begründet, weil es einen ökonomisch effizienten, stabilen und langfristigen Rahmen für die Transformation des Energiesystems darstellt. Ein sektorübergreifender einheitlicher CO_2-Preis ist schlicht das kosteneffizienteste Instrument, um die CO_2-Emissionsziele zu erreichen. Angesichts der großen wirtschaftlichen

und gesellschaftlichen Herausforderungen des Klimaschutzes kann die Akzeptanz anspruchsvoller Ziele langfristig überhaupt nur erhalten bleiben, wenn die Ziele auf möglichst kostengünstige Art und Weise verfolgt werden.

476. Die allgemeine CO_2-Bepreisung wird gerade in der mittleren bis langen Frist bedeutsamer werden, sollen die Treibhausgasemissionen kosteneffizient vermieden werden. Dies ergibt sich schon allein aus der Erkenntnis, dass die aktuellen CO_2-Preissignale zu gering und zu heterogen sind, um die Treibhausgasziele zu erreichen (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2018). In diesem Zusammenhang berechnet die OECD (2018) regelmäßig die sogenannten Effective Carbon Rates (ECR) für 42 Länder, die insgesamt 80 % der globalen Treibhausgasemissionen repräsentieren. Die ECR ergeben sich aus der Summe der spezifischen Steuern auf fossile Brennstoffe, der CO_2 Steuern und der Preise auf Emissionshandelszertifikate. Es zeigt sich, dass die Emittenten weitestgehend nicht für die Schäden aus CO_2-Emissionen zahlen.

477. Allerdings ist zu konstatieren, dass die meisten Vorschläge für eine Energiepreisreform eine realistische Perspektive für eine kurzfristige Umsetzbarkeit vermissen lassen. Auch eine allgemeine CO_2-Bepreisung stößt in vielen Ländern sowie in Deutschland auf beträchtlichen politischen Widerstand. Gründe hierfür sind u. a. weiter steigende Energiekosten, Sorgen um die internationale Wettbewerbsfähigkeit oder regressive Wirkungen, weil ärmere Bevölkerungsteile typischer Weise einen höheren Anteil ihres verfügbaren Einkommens für Energie ausgeben als der reichere Bevölkerungsteil und deshalb entsprechend überproportional von einem CO_2-bedingen Energiepreisanstieg betroffen wäre.

478. Vor diesem Hintergrund schlägt die Expertenkommission vor, als ersten Schritt eine aufkommensneutrale Energiepreisreform durchzuführen. Der unten zu konkretisierende Vorschlag erscheint politisch umsetzbar und schafft die nötigen Entwicklungsmöglichkeiten für Flexibilitätsoptionen, Energiespeicher und Sektorkopplung. Gleichzeitig wird so das Energiepreissystem auf die allgemeine CO_2-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende überführt, bei der über alle Sektoren so weit wie möglich und sinnvoll der gleiche CO_2-Preis wirkt. Der Vorschlag zur Energiepreisreform steht etwa einer späteren Ausweitung des EU-Emissionshandels nicht entgegen.

479. Die Refinanzierung soll durch einen auf die CO_2-Emissionen bezogenen Zuschlag zu den Steuern auf fossilen Energien erfolgen, wobei die Ausgabenbelastungen der Industrie im ETS-Bereich auszugleichen wären. Dieser Vorschlag wurde bereits in der letzten Stellungnahme angerissen (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2018), wird hier also noch einmal aufgegriffen und weiterentwickelt, wobei insbesondere die Umsetzungschancen bzw. Erfolgsfaktoren aus Akzeptanzsicht thematisiert werden. Aus theoretischer Sicht wäre eine allgemeine CO_2-Bepreisung, bei der idealerweise über alle Sektoren exakt der gleiche CO_2-Preis wirkt, vorzuziehen, denn sie wäre ökonomisch effizienter. Doch eine Energiepreisreform ist jetzt dringend, um die bestehenden Blockaden bei neuen Technologien (Power-to-X) und Geschäftsmodellen aufzuheben und der Energiewende neuen Schwung zu verleihen. Es wäre im Sinne der Energiewende nicht zielführend, bei der dringend notwendigen Energiepreisreform auf einen theoretisch optimalen Vorschlag zu beharren, der politisch vorerst wohl nicht umsetzbar ist.

480. Über das aktuelle finanzielle Volumen der vorgeschlagenen Energiepreisreform orientiert Tabelle 35. Klammert man die Konzessionsabgabe aus, so könnte bei einer Energiepreisreform ein Finanzvolumen von jährlich 32,6 Mrd. Euro umverteilt werden (aggregierte Belastungen der Elektrizitätsletztverbraucher mit staatlich induzierten Elementen ohne Konzessionsabgabe im Jahr 2017). Bei einer gedanklich vollständigen Refinanzierung über einen gleichmäßigen Steuerzuschlag auf fossile Energien errechnet sich ein Zuschlag von ca. 45 Euro/t CO_2 (bei einer energiebedingten CO_2-Menge von gegenwärtig ca. 750 Mio. Tonnen). Die Wirkung der Energiepreisreform auf die effektiven CO_2-Preise wäre also durchaus beachtlich. Konkret hängt dies allerdings von der Ausgestaltung der Entlastungsseite und der Belastungsseite einer aufkommensneutralen Energiepreisreform ab:

481. *Ausgestaltung der Entlastungsseite einer aufkommensneutralen Energiepreisreform:* Die vorgenannten Zahlen unterstellen, dass alle Umlagen auf den Elektrizitätsletztverbrauch (insbesondere EEG- und KWKG-Umlage in einem Umfang von 24,4 und 1,3 Mrd. Euro in 2017, vgl. Tabelle 35) wegfallen bzw. auf andere Art und Weise finanziert werden. Das ist natürlich nur eine denkbare Ausgestaltung der Energiepreisreform. Vielleicht kann man sich auf einen nur teilweisen Wegfall der genannten Belastungen des Elektrizitätsletztverbrauchs einigen, obwohl damit natürlich die Chancen der Energiepreisreform sowie die mit dem Komplett-Wegfall verbundene Vereinfachung des Energierechts verpasst würden. In jedem Fall sollte die Konzessionsabgabe (mit einem Volumen von 2,0 Mrd. Euro in 2017, vgl. Tabelle 35) unangetastet bleiben, denn würde die zugunsten der Gemeinden erhobene Konzessionsabgabe gestrichen, wären konfliktträchtige Bund-Länder-Verhandlungen unvermeidlich, was angesichts des geringen Finanzvolumens der Konzessionsabgabe wenig sinnvoll ist.

482. Auch die bestehende Elektrizitätssteuer könnte zunächst ausgeklammert bleiben. Der Regelsteuersatz beträgt derzeit 2,05 Ct/kWh, wird jedoch nur von einem Teil der Stromletztverbraucher bezahlt. Es existieren zahllose und in der Summe unübersichtliche Steuerbefreiungen und Entlastungen. Bei einer Umlage der Stromsteuer auf CO_2-Emissionen wird man diese Begünstigungen nicht wegfallen lassen können. Dies neu zu regeln ist jedoch politisch anspruchsvoll und würde die notwendige Reform verzögern, wenn nicht gar unmöglich werden lassen.

483. Ergänzend sei hier auf die Netzentgelte hingewiesen. Angesichts der aktuellen Höhe von bis zu 7 ct/kWh (Arbeitspreise bei Niederspannungskunden) wäre die energie- und innovationspolitische Wirkung der Energiepreisreform eingeschränkt. Mit der künftigen Verbreitung von intelligenten Zählern ist jedoch eine verstärkte Finanzierung der Netzkosten über Leistungsentgelte möglich, womit die Arbeitsentgelte deutlich sinken könnten – und wegen der gesetzlichen Regulierung der Netzentgelte durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) – auch sinken müssten. Die Expertenkommission möchte in diesem Kontext allerdings darauf hinweisen, dass die meisten Netzbetreiber derzeit eine für diesen Wechsel sehr unattraktive Tarifstruktur haben: Niederspannungskunden hätten gegenüber den derzeitigen energiebezogenen Netztarifen sehr viel höhere Netzentgelte zu tragen. Das BMWi sollte hier in Zusammenarbeit mit der BNetzA darauf drängen, dass die künftige Leistungsmessung bei Niederspannungskunden per saldo keine zusätzlichen Kostenbelastungen hervorruft. Nach Ansicht der Expertenkommission ist dieser Aspekt bei jeder Ausgestaltungsvariante einer Energiepreisreform wichtig, doch wird hier auf weiterführende Überlegungen verzichtet (vgl. auch Tabelle 35).

484. *Ausgestaltung der Belastungsseite einer aufkommensneutralen Energiepreisreform:* Mit Ausnahme von Stein-und Braunkohle – für die aber im Energiesteuergesetz durchaus bereits ein Steuersatz angelegt ist – werden alle fossilen Energieträger derzeit in Deutschland mit (unterschiedlich hohen) Energiesteuern belastet. Bei dem vom Bundesfinanzministerium im Jahr 1999 federführend gestalteten Energiesteuersystem spielten die Treibhausgasemissionen eine untergeordnete Rolle. Vielmehr ging es damals um die Refinanzierung einer Entlastung bei den Lohnnebenkosten. Naheliegenderweise sollte eine Energiepreisreform auf das bestehende System aufsetzen und (beispielsweise) einheitliche, auf die spezifischen CO_2-Emissionen bezogenen Zuschläge einführen. Dabei ist auch die Frage zu beantworten, ob und in welcher Form ergänzend eine neue Kohlesteuer (als Primärenergiesteuer) eingeführt werden sollte, die dann nicht nur von den Energieletztverbrauchern (insbesondere die Industrie), sondern auch von der Energiewirtschaft (Kraftwerke, Kokereien) zu entrichten wäre. Dabei sind allerdings die im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS) bereits bezahlten CO_2-Preise in Abzug zu bringen (sofern der ETS-Preis unter dem nationalen Steuersatz liegt). Selbst dann dürfte ein solcher Schritt nach Ansicht der Expertenkommission ein politischer Kraftakt werden, gerade auch nach dem auf dem Tisch liegenden Kohleausstiegsfahrplan. Bei einem Entlastungsvolumen von 25,7 Mrd. Euro (2017, vgl. Tabelle 35) sowie der Berücksichtigung der bereits im Rahmen des Emissionshandels bezahlten Preise wäre der erforderliche CO_2

Steuerzuschlag etwa 40 Euro/t CO_2. Hinzu kommen die finanziellen Folgen für den vermutlich erforderlichen Ersatz der besonderen Ausgleichsregelung. Diese Abschätzungen zeigen, dass ein CO_2-Preis von ca. 50 Euro/t CO_2 einerseits die Refinanzierung der vorgeschlagenen Entlastungen beim Strompreis sicherstellt, andererseits in das Band der unterschiedlichen Schätzungen für Klimafolgeschäden fällt (vgl. Kapitel 1.2). Die Dynamik der CO_2-Bepreisung hängt ab von der Entwicklung der CO_2-Emissionen in Deutschland sowie dem Volumen der von den bisherigen Stromumlagen finanzierten Aufgaben.

485. Ein zentrales Problem der Energiepreisreform dürfte die Überführung der bisherigen Industrierabatte bei der EEG-Umlage von rund 5 Mrd. Euro jährlich sein. Es erscheint politisch ausgeschlossen, diesen Rabatt ersatzlos zu streichen. Die Rabatte sind in ihrer Höhe durch die europäischen Wettbewerbsbehörden genehmigt. Die Bundesregierung sollte in der Lage sein, bei der Einführung der CO_2-Zuschläge auf die Steuern von fossilen Energien Industrierabatte in ähnlicher Größenordnung beihilferechtlich auszuhandeln. Doch steckt der Teufel natürlich im Detail. Vermutlich wird jedes Unternehmen den Saldo aus Entlastungen und Belastungen präsentieren und einen gleichwertigen individuellen Vorteil verlangen. Die Expertenkommission sieht hier das wohl wichtigste potentielle Hemmnis für CO_2-Bepreisung und Energiepreisreformen. Vielleicht würde es der Akzeptanz einer wirksamen Energiepreisreform dienen, wenn die Vergünstigungen an die energieintensive Industrie künftig über den Bundeshaushalt und nicht über höhere Energiesteuerzuschläge der nicht-begünstigten Marktteilnehmer finanziert würden. Erstens ist das sachlogisch überzeugend, denn die Sicherung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit sollte eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe sein, und zweitens hätte die teilweise Finanzierung der Energiepreisreform über öffentliche Haushalte den Vorteil, dass ein größerer Teil von Energieverbrauchern Nettovorteile aus der Reform erzielen könnte, was wohl akzeptanzfördernd wäre. Natürlich wäre die Reform dann vorerst nicht mehr wirklich aufkommensneutral.

486. *Sicherung der Aufkommensneutralität:* Durch die Dynamik beim Finanzbedarf für die erneuerbare Elek trizitätserzeugung und bei den politischen Beihilfen zugunsten der Kraft-Wärme-Kopplung resultiert ein von Jahr zu Jahr wechselndes finanzielles Volumen der Energiepreisreform, welches über die perspektivisch sinkenden CO_2-Emissionen zu refinanzieren wäre. In einem solcherart dynamischen System von Finanzierungserfordernissen und CO_2-Emissionen ist die mittelfristige Sicherung der Aufkommensneutralität keine einfache Aufgabe. Darüber hinaus ist die Frage nicht trivial, in welche Richtung sich die aufkommensneutralen CO_2-Zuschläge über die Zeit bewegen werden. Sinken würden sie, wenn die ungedeckten Kosten der Förderung erneuerbarer Energien stärker als die zur Refinanzierung herangezogenen CO_2-Emissionen sinken. Umgekehrt würde sie bei einem überproportionalen Rückgang der CO_2-Emissionen perspektivisch steigen. Gemäß einer Studie der Vereinigung (CO_2 Abgabe e.V., 2017, S. 44) müsste der aufkommensneutrale CO_2-Zuschlag von anfänglich 40 Euro/t bis zum Beginn der 2030er auf 80 Euro/t Jahre steigen, doch hängt eine solche Aussage vom Ergebnis eines energiewirtschaftlichen Modells ab. Ob die reale Entwicklung tatsächlich entsprechend der Modellergebnisse verläuft oder nicht, lässt sich aus heutiger Sicht nicht mit Sicherheit vorhersehen. Entsprechend müssten die CO_2-Steuerzuschläge in regelmäßigen Zeitintervallen überprüft und angepasst werden, wobei dann jeweils auch eine Nachjustierung entsprechend der Treibhausgas-Entwicklungen erfolgen könnte. Aller Voraussicht nach dürften zur Erreichung der ambitionierten langfristigen Klimaziele höhere CO_2-Preise erforderlich sein.

487. *Verteilungswirkungen der vorgeschlagenen Energiepreisreform*: Um die potentiellen Akzeptanzprobleme einer Energiepreisreform zu analysieren, muss die Politik unter anderem Rechenschaft über die potentiellen Gewinner und Verlierer ablegen. Im vorliegenden Fall einer aufkommensneutralen Reform bleiben die aggregierten Gesamtkosten über alle Energieträger und Energieletztverbraucher hinweg in erster Näherung konstant. Über die Zeit hat die neue Energiepreisstruktur Anpassungsreaktionen zur Folge, womit bei ansonsten gleichleibenden Bedingungen perspektivisch rückläufige Gesamtkosten resultieren – das ist die gewünschte Lenkungswirkung der Reform.

488. Tabelle 39 zeigt die Wirkungen eines CO_2-Preises von 50 Euro/t CO_2 bei gleichzeitiger Entlastung beim Strompreis – wie oben beschrieben. Eine Beispielsrechnung (bezogen auf das Berichtsjahr 2017, alle Angaben einschließlich Mehrwertsteuer) verdeutlicht, wie sich die Ergebnisse in der Tabelle ergeben:

- Der durchschnittliche Haushalt zahlt 8,71 ct EEG- und KWK-Umlage je kWh Strom. Würden diese Umlagen entfallen, ergäbe sich ceteris paribus, bei einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 3.130 kWh, eine Entlastung von 272,57 Euro pro Jahr für den Haushalt. Berücksichtigt man höhere Strompreise (mit einem CO_2-Emissionsfaktor von 486 g CO_2/kWh), reduziert sich die Entlastungswirkung auf 192,61 Euro pro Jahr.
- Allerdings wird diese Entlastung beim Strompreis gegenfinanziert durch einen Aufschlag von 50 Euro/t CO_2 auf fossile Energieträger. Im Verkehrssektor bedeutet das für Benzin einen Aufschlag von 13,27 ct/l, für Diesel einen Aufschlag von 15,28 ct/l. Der Unterschied erklärt sich durch den unterschiedlichen Energiegehalt pro Liter Kraftstoff und den (leicht) unterschiedlichen Emissionsfaktoren. Analog gilt im Wärmemarkt ein Aufschlag für Erdgas von 1,20 ct/kWh, für leichtes Heizöl von 1,59 ct/kWh.
- Unter der Annahme, dass der durchschnittliche Haushalt jährlich 13.922 km mit einem Benziner fährt (bei einem spezifischen Kraftstoffverbrauch von 7,6 l/100 km) und einen jährlichen Wärmebedarf von 11.778 kWh hat (Wohnung in einem Mehrfamilienhaus), ergäbe sich eine Mehrbelastung von 140,36 Euro plus 141,03 Euro pro Jahr.
- Eine Saldierung der Entlastung und Mehrbelastungen resultiert demnach in einem Betrag von 88,78 Euro pro Jahr, den der durchschnittliche Haushalt mehr zu zahlen hätte. Wird dieser Betrag auf die ursprünglichen gesamten Energiekosten (ohne Entlastung beim Strompreis und ohne Mehrbelastungen durch den unterstellten CO_2-Preis von 50 Euro/t CO_2) bezogen (3.150,42 Euro), so ergibt sich ein Anteil von (plus) 2,8 %. Die Tabelle zeigt, dass Haushalte, die wenig fahren und einen geringen Wärmebedarf haben, deutlich bessergestellt werden (bis zu minus 4,5 %). Haushalte, die viel fahren und viel heizen (ggf. sogar mit Öl), zahlen deutlich mehr (bis zu plus 13,3 %, ohne Berücksichtigung von weiteren steuerlichen Möglichkeiten oder Ähnliches). Aus dieser Spreizung ergibt sich die gewünschte Lenkungswirkung.
- Alternativ könnte die 88,78 Euro Mehrbelastung, die der durchschnittliche Haushalt zu tragen hat, auch dem durchschnittlichen Nettoeinkommen des Haushalts gegenübergestellt werden (40.788 Euro). In diesem Fall ergibt sich ein Anteil von (plus) 0,2 %.

489. Anzumerken ist, dass natürlich auch mit einem geringeren CO_2-Preis gestartet werden kann, z. B. mit 30 Euro/t CO_2, der erst über die Zeit auf 50 Euro/t CO_2 erhöht wird. Die analogen Ergebnisse bei einem CO_2-Preis von 30 Euro/t CO_2 zeigt Tabelle 40. In diesem Fall resultiert für den durchschnittlichen Haushalt keine Mehrbelastung von ca. 90 Euro pro Jahr, sondern sogar eine Entlastung von knapp 60 Euro pro Jahr. Der entsprechende Anteil an den Energiekosten beträgt (minus) 1,9 % und am Nettoeinkommen (minus) 0,1 %.

490. In der gleichen Weise ergeben sich auch auf Ebene der Unternehmen Verteilungswirkungen. Eine Studie des CO_2 Abgabe e.V. (Nitsch, 2018) berechnet die Auswirkungen einer allgemeinen CO_2-Abgabe auf die Energiekosten von Industrien. Die Abschätzungen gehen von einer ausnahmslosen CO_2-Abgabe in Höhe von 40 Euro/t CO_2 auf alle fossilen Brennstoffe aus. Gleichzeitig wird mit einer Absenkung der Umlagen und Steuern auf Strom von 30,7 Mrd. Euro auf 8,5 Mrd. Euro gerechnet. Berücksichtigt werden auch die auf die Industrie entfallenen Privilegien in Höhe von ca. 10 Mrd. Euro pro Jahr, darunter ca. 4,7 Mrd. Euro durch Energiesteuerermäßigungen, ca. 4,3 Mrd. Euro im Rahmen der EEG- und KWK-Umlage und ca. 1 Mrd. Euro für kostenlos zugeteilte Emissionszertifikate. Berechnet wurde auf Basis von Daten aus dem Jahr 2016.

491. Wegen ihres hohen (fossilen) Energieverbrauchs sind die Auswirkungen einer CO_2-Bepreisung auf die hoch-energieintensiven Branchen am stärksten. Für diese Branchengruppe entstehen Mehrkosten von insgesamt 3 Mrd. Euro. Davon entfällt der Großteil der Mehrkosten, 2,4 Mrd. Euro, auf zwei Branchen, nämlich die Mineralölverarbeitung und Eisen- und Stahlerzeugung. Für diese beiden Branchen übertreffen die Mehrkosten die gegenwärtigen Privilegien (2,4 Mrd. Euro gegenüber 1,8 Mrd. Euro). Auf alle übrigen Industriebranchen (wie Maschinenbau, Textilien oder Lebensmittel; d.h. die nicht hoch-energieintensive Industrien), die 82 % der Wertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes repräsentieren, wirkt sich die allgemeine CO_2-Abgabe sehr gering aus bzw. die Unternehmen werden sogar leicht entlastet. Grund dafür ist die deutliche Verringerung des (nichtprivilegierten) Strompreises. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass die oben beschriebene allgemeine CO_2-Abgabe keine unzumutbare Belastung für die Industrie darstellt. Tabelle 41 zeigt einen Überblick der Ergebnisse nach Energieintensität von Branchen und Energieträgern.

Tabelle 39: Haushalte: Wirkung eines CO_2-Preises von 50 Euro/t CO_2 bei gleichzeitiger Entlastung beim Strompreis

Berechnungen als Anteil an Energiekosten

Strom	Verkehr		Wärme					
			Gasheizung			Ölheizung		
			Niedriger Wärmebedarf	Durchschnitts-Haushalt	Hoher Wärmebedarf	Niedriger Wärmebedarf	Durchschnitts-Haushalt	Hoher Wärmebedarf
			Anteil an Energiekosten [Prozent]					
3 und mehr-Personen-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	-4,5	-2,8	1,1	-2,8	-1,3	3,8
		Durchschnitts-Fahrer	-2,0	-0,7	2,3	-0,5	0,6	4,7
		Viel-Fahrer	3,2	3,7	5,1	4,0	4,5	6,7
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	-4,7	-2,9	1,3	-2,9	-1,4	4,1
		Durchschnitts-Fahrer	-2,0	-0,6	2,7	-0,4	0,8	5,2
		Viel-Fahrer	4,0	4,6	6,1	5,0	5,6	8,0
Durchschnitts-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	-0,6	1,1	4,9	1,6	3,1	8,4
		Durchschnitts-Fahrer	1,6	2,8	5,6	3,4	4,5	8,6
		Viel-Fahrer	5,5	6,0	7,3	6,4	7,0	9,1
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	-0,5	1,3	5,2	1,9	3,5	9,0
		Durchschnitts-Fahrer	2,0	3,3	6,3	4,0	5,2	9,6
		Viel-Fahrer	6,9	7,4	8,8	8,0	8,6	10,9
1-Personen-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	3,0	4,6	7,9	5,7	7,2	12,2
		Durchschnitts-Fahrer	4,6	5,7	8,2	6,7	7,8	11,7
		Viel-Fahrer	7,2	7,7	8,9	8,2	8,7	10,8
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	3,5	5,2	8,6	6,5	8,1	13,3
		Durchschnitts-Fahrer	5,5	6,7	9,3	8,0	9,1	13,3
		Viel-Fahrer	9,1	9,6	10,7	10,4	10,9	13,1

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ADAC (2019), AGEB (2019b), BDEW (2019a), BMWi (2019d), Destatis (2019f, 2019e, 2019b), Heizspiegel (2019), KBA (2019b), UBA (2019a, 2019c)

Berechnungen als Anteil am Nettoeinkommen

Strom	Verkehr		Wärme					
			Gasheizung			Ölheizung		
			Niedriger Wärme-bedarf	Durch-schnitts-Haushalt	Hoher Wärme-bedarf	Niedriger Wärme-bedarf	Durch-schnitts-Haushalt	Hoher Wärme-bedarf
			Anteil am Nettoeinkommen [Prozent]					
3 und mehr-Personen-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	-0,2	-0,1	0,1	-0,1	-0,1	0,2
		Durchschnitts-Fahrer	-0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,3
		Viel-Fahrer	0,3	0,4	0,5	0,4	0,4	0,7
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	-0,2	-0,1	0,1	-0,1	-0,1	0,2
		Durchschnitts-Fahrer	-0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,3
		Viel-Fahrer	0,3	0,4	0,6	0,4	0,4	0,7
Durchschnitts-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	0,0	0,1	0,4	0,1	0,2	0,6
		Durchschnitts-Fahrer	0,1	0,2	0,5	0,2	0,3	0,8
		Viel-Fahrer	0,8	0,9	1,2	0,9	1,0	1,4
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	0,0	0,1	0,4	0,1	0,2	0,6
		Durchschnitts-Fahrer	0,1	0,2	0,5	0,3	0,3	0,8
		Viel-Fahrer	0,8	0,9	1,2	0,9	1,0	1,4
1-Personen-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	0,2	0,4	0,9	0,4	0,6	1,3
		Durchschnitts-Fahrer	0,5	0,6	1,2	0,7	0,8	1,5
		Viel-Fahrer	1,5	1,7	2,2	1,7	1,9	2,6
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	0,2	0,4	0,9	0,5	0,6	1,3
		Durchschnitts-Fahrer	0,5	0,7	1,2	0,7	0,9	1,5
		Viel-Fahrer	1,6	1,8	2,3	1,8	1,9	2,6

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ADAC (2019), AGEB (2019b), BDEW (2019a), BMWi (2019d), Destatis (2019f, 2019e, 2019b), Heizspiegel (2019), KBA (2019b), UBA (2019a, 2019c)

Tabelle 40: Haushalte: Wirkung eines CO_2-Preises von 30 Euro/t CO_2 bei gleichzeitiger Entlastung beim Strompreis als Anteil an den Energiekosten bzw. am Nettoeinkommen

Berechnungen als Anteil an Energiekosten

Strom	Verkehr		Wärme					
			Gasheizung			Ölheizung		
			Niedriger Wärmebedarf	Durchschnitts-Haushalt	Hoher Wärmebedarf	Niedriger Wärmebedarf	Durchschnitts-Haushalt	Hoher Wärmebedarf
			Anteil an Energiekosten [Prozent]					
3 und mehr-Personen-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	-9,0	-7,5	-4,1	-8,1	-7,0	-2,9
		Durchschnitts-Fahrer	-6,4	-5,3	-2,7	-5,6	-4,8	-1,6
		Viel-Fahrer	-1,0	-0,6	0,5	-0,5	-0,2	1,4
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	-9,6	-8,0	-4,3	-8,6	-7,4	-3,0
		Durchschnitts-Fahrer	-7,0	-5,7	-2,8	-6,1	-5,2	-1,6
		Viel-Fahrer	-1,1	-0,6	0,8	-0,5	-0,1	1,7
Durchschnitts-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	-5,3	-3,8	-0,6	-4,0	-2,9	1,2
		Durchschnitts-Fahrer	-2,9	-1,9	0,4	-1,9	-1,1	2,0
		Viel-Fahrer	1,3	1,7	2,7	1,8	2,2	3,6
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	-5,7	-4,0	-0,6	-4,3	-3,1	1,3
		Durchschnitts-Fahrer	-3,2	-2,0	0,6	-2,1	-1,1	2,3
		Viel-Fahrer	1,7	2,1	3,2	2,4	2,8	4,4
1-Personen-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	-1,8	-0,5	2,3	-0,3	0,9	4,6
		Durchschnitts-Fahrer	0,0	0,9	2,9	1,2	2,0	4,9
		Viel-Fahrer	3,0	3,3	4,2	3,6	3,9	5,3
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	-1,9	-0,4	2,5	-0,2	1,0	5,1
		Durchschnitts-Fahrer	0,2	1,2	3,3	1,5	2,4	5,5
		Viel-Fahrer	3,8	4,2	5,1	4,6	5,0	6,5

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ADAC (2019), AGEB (2019b), BDEW (2019a), BMWi (2019d), Destatis (2019f, 2019e, 2019b), Heizspiegel (2019), KBA (2019b), UBA (2019a, 2019c)

Berechnungen als Anteil am Nettoeinkommen

Strom	Verkehr		Wärme					
			Gasheizung			Ölheizung		
			Niedriger Wärme-bedarf	Durch-schnitts-Haushalt	Hoher Wärme-bedarf	Niedriger Wärme-bedarf	Durch-schnitts-Haushalt	Hoher Wärme-bedarf
			Anteil am Nettoeinkommen [Prozent]					
3 und mehr-Personen-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	-0,4	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,1
		Durchschnitts-Fahrer	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,1
		Viel-Fahrer	-0,1	-0,1	0,1	0,0	0,0	0,1
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	-0,4	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,1
		Durchschnitts-Fahrer	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,1
		Viel-Fahrer	-0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
Durchschnitts-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	-0,3	-0,2	0,0	-0,2	-0,2	0,1
		Durchschnitts-Fahrer	-0,2	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	0,2
		Viel-Fahrer	0,2	0,2	0,4	0,3	0,3	0,6
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	-0,3	-0,2	0,0	-0,2	-0,2	0,1
		Durchschnitts-Fahrer	-0,2	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	0,2
		Viel-Fahrer	0,2	0,3	0,4	0,3	0,3	0,6
1-Personen-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	-0,1	0,0	0,3	0,0	0,1	0,5
		Durchschnitts-Fahrer	0,0	0,1	0,4	0,1	0,2	0,6
		Viel-Fahrer	0,6	0,7	1,0	0,8	0,8	1,3
	Pkw Diesel	Wenig-Fahrer	-0,1	0,0	0,3	0,0	0,1	0,5
		Durchschnitts-Fahrer	0,0	0,1	0,4	0,1	0,2	0,6
		Viel-Fahrer	0,7	0,8	1,1	0,8	0,9	1,3

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ADAC (2019), AGEB (2019b), BDEW (2019a), BMWi (2019d), Destatis (2019f, 2019e, 2019b), Heizspiegel (2019), KBA (2019b), UBA (2019a, 2019c)

Tabelle 41: Unternehmen: Wirkung eines CO_2-Preises von 40 Euro/t CO_2 bei gleichzeitiger Entlastung beim Strompreis

Energieintensität bzw. Energieträger	Privilegien	Belastung durch Umlagen/Steuern 2016	Belastung bei allgemeiner CO_2-Abgabe von 40 Euro/t CO_2	Mehrbelastung bei Wechsel hin zu allgemeiner CO_2-Abgabe
	[Mio. Euro]			
Industrien				
Hoch-energieintensiv	6.633	3.867	6.839	2.972
Mittel-energieintensiv	2.117	2.121	2.195	74
Wenig-energieintensiv	1.291	2.407	2.234	-173
Insgesamt	10.040	8.395	11.268	2.873
Energieträger				
Strom	9.035	7.839	3.805	-4.034
Erdgas und Heizöl	1.005	555	3.544	2.989
Kohle		0	2.024	2.024
Kraftstoffe		0	1.894	1.894
Insgesamt	10.040	8.395	11.268	2.873

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Nitsch (2018)

492. *Etappierung der Reform:* Die Umsetzung einer Energiepreisreform in dem hier skizzierten Umfang müsste sich wohl über mehrere Etappen/Jahre erstrecken, um die mit der Reform verbundenen Schocks der Märkte abzufedern. Dabei müssten die Eckpunkte der Reform jedoch von Beginn an fixiert werden, denn dann können sich die Technologieentwickler und Investoren auf die Veränderungen vorbereiten. Dabei gilt es allerdings zu beachten, dass ein sehr langer Implementierungszeitraum die mit der Reform intendierten energie- und innovationspolitischen Impulse verringert. Entsprechend sollte sich die Energiepreisreform über maximal 5 Jahre erstrecken. Zeitgleich sollte eine Strategie erarbeitet werden, die den mittelfristigen Übergang zu einer allgemeinen CO_2-Bepreisung sicherstellt.

493. Die vorstehenden Ausführungen präsentieren eine ganze Reihe von Überlegungen zur konkreten Ausgestaltung einer Energiepreisreform. Vielleicht sind diese nicht einmal erschöpfend, doch zeigen sie, dass eine Fülle von Detailfragen geklärt werden müsste. Angesichts der Dringlichkeit einer Energiepreisreform sollte die Bundesregierung jetzt nicht weiter zögern, sich mit dieser Thematik auseinanderzusetzen, wobei dabei die Einbeziehung des Bundesfinanzministeriums und auch der europäischen Wettbewerbsbehörden unvermeidlich ist. Entscheidend ist, dass jetzt etwas passiert und die Energiewende nicht mehr auf der Stelle tritt.

12.5 Akzeptanz einer Energiepreisreform in der Bevölkerung

494. Die Vorschläge der Expertenkommission, für die kurze und mittlere Frist, berücksichtigen die – auf Akzeptanz in der Bevölkerung ausgerichteten – Erfolgsfaktoren für die Implementierung und Beständigkeit der notwendigen Reformen. Die Erfolgsfaktoren hat die Expertenkommission auf Basis der in Kapitel 1.3 allgemein diskutierten möglichen Widerstände gegen Reformen (und Ansätze für deren Überwindung) sowie weiterer Literatur identifiziert. Die Prinzipien gelten teilweise unabhängig von dem oben skizzierten Vorschlag, da – wie auch die Tabelle 42 andeutet – Energiepreisreformen kontinuierlich weiterzuentwickeln sind. Während des Prozesses sollten diese Prinzipien nicht aus dem Auge verloren werden. Eine Gesamtschau der Empfehlungen zeigt Tabelle 42:

- Design der Energiepreisreformen: Um objektive Reformverlierer zu adressieren, sollten Verteilungswirkungen berücksichtigt, Einnahmen zielgerichtet verwendet und Ambitionsniveaus international koordiniert werden. Einnahmen sind möglichst salient zu verwenden und Reformen sollten niedrigschwellig eingephast werden.
- Kommunikation der Energiepreisreformen: Eine effektive Kommunikationsstrategie orientiert sich an akzeptierten Werten, kann auf erprobte Beispiele verweisen, ist konsistent, schlicht und kontextabhängig in der Ansprache, schafft Vertrauen und involviert Stakeholder.
- Der Gesamtprozess der Energiepreisreform ist zu evaluieren und kontinuierlich weiterzuentwickeln.

Tabelle 42: Anforderungen an eine erfolgreiche Implementierung von Energiepreisreformen

Aufkommensneutrale Energiepreisreform kurzfristig angehen ↓ In allgemeine CO_2-Bepreisung als Leitinstrument einsteigen	(I) Energiepreisreformen richtig designen	(III) Energiepreisreform evaluieren und kontinuierlich weiterentwickeln
	(1) Berücksichtigung unerwünschter Verteilungswirkungen	
	(2) Zielgerichtete Verwendung von Einnahmen	
	(3) Internationale Koordination der Ambitionsniveaus	
	(4) Saliente Verwendung von Einnahmen	
	(5) Niedrigschwelliges Einphasen eines langfristigen, stringenten Rahmens	
	(II) Energiepreisreformen richtig kommunizieren	
	(1) Orientierung an Werten	
	(2) Verweis auf erprobte Beispiele	
	(3) Konsistenz, Schlichtheit und Kontextabhängigkeit der Ansprache	
	(4) Schaffen von Vertrauen	
	(5) Involvierung von Stakeholdern	

Quelle: Eigene Darstellung

495. In den folgenden Abschnitten werden jeweils fünf Prinzipien herausgehoben, die aus Akzeptanzsicht als Erfolgsfaktoren zu beachten sind, um die Energiepreisreformen richtig zu designen und richtig zu kommunizieren.

(I) Energiepreisreformen richtig designen

496. (1) *Berücksichtigung unerwünschter Verteilungswirkungen:* In diesem Zusammenhang wäre zu fragen, ob die Einnahmen ggf. gezielt an einzelne benachteiligte Bevölkerungsgruppen zurückgegeben werden sollen. Damit könnte man beispielsweise negative Verteilungsprobleme einer Energiepreisreform adressieren (z. B. der „unsanierte Pendler“), wobei neben einer direkten Zahlung an diese Personengruppen individuelle KfW-Hilfen für Energieeffizienzinvestitionen, für den Ersatz von schadstoffbelastenden Pkw oder auch für die Unterstützung des ÖPNV-Ausbaus (insbesondere Frequenzsteigerung) denkbar sind.

497. Aus Akzeptanzsicht sinnvoll erscheint eine ergänzende, gezielte Unterstützung der vom regionalen Strukturwandel besonders betroffenen Regionen. Aus nachvollziehbaren Gründen ist die Skepsis in diesen Regionen deutlich stärker ausgeprägt als im Landes- und Bundesdurchschnitt. Nichtsdestotrotz wird eine Energiepreisreform langfristig größere Überlebenschancen haben, wenn Vorteile möglichst breit gestreut werden. Dieser Aspekt ist im Vorschlag der Expertenkommission umgesetzt. Die Möglichkeit der Berücksichtigung unerwünschter Verteilungswirkungen sollte daher nur wo nötig und mit Augenmaß Anwendung finden, um gezielt

Reformverlierer zu adressieren (vgl. Kapitel 1.3; Kategorie A „Einzelpersonen oder Gruppen einer Gesellschaft lehnen aus rationalen Gründen und unter Berücksichtigung vollständiger Informationen eine Reform ab“).

498. (2) *Zielgerichtete Verwendung von Einnahmen:* Einige Studien zeigten, dass die Akzeptanz in der Bevölkerung größer ist, wenn die Einnahmen aus einer CO_2-Bepreisung zweckgebunden sind (z. B. grüne Investments oder Unterstützung betroffener Personengruppen), statt im allgemeinen Staatshaushalt zu landen. Im Zentrum der gegenwärtigen wissenschaftlichen Diskussion um Erfolgsfaktoren steht daher auch die Rückverteilung an die Bevölkerung (vgl. Hepburn *et al.*, 2018; Carattini *et al.*, 2019). Diesem Grundsatz folgt die Expertenkommission mit ihrem Vorschlag, indem die Einnahmen aus den CO_2-Zuschlägen auf fossile Energieträger vollständig in Form geringerer Letztverbraucherpreise für Elektrizität zurückgegeben werden. Andere Länder mit anderen Rahmenbedingungen verwenden die Einnahmen größtenteils für die Verbilligung von Krankenkassenprämien (Schweiz) oder zur Ausschüttung von Kopf-Pauschalen, die beispielsweise mit der Einkommenssteuer verrechnet werden (kanadischer Bundesstaat British Colombia), wie dies derzeit auch für Kalifornien und Massachusetts diskutiert wird. Im kanadischen Alberta werden die Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung teilweise für grüne Investitionen („green spending“), teilweise zur Kompensation der überproportional Betroffenen aufgeteilt.

499. (3) *Internationale Koordination der Ambitionsniveaus*: Verteilungsfragen entstehen nicht nur innerhalb der Bevölkerung eines Landes, sondern auch im internationalen Kontext. Sofern Ambitionsniveaus zwischen den Ländern ungleich verteilt sind, könnte die Bevölkerung in den Vorreiterländern die zusätzliche Belastung als unfair empfinden. Das Gleiche gilt für Unternehmen, die Wettbewerbsnachteile befürchten. Allerdings gibt es derzeit keine empirische Evidenz für (bedeutende) negative Auswirkungen etwa des EU ETS auf Umsätze, Produktion, Exporte oder Beschäftigte der regulierten Unternehmen (Petrick und Wagner, 2014; Martin *et al.*, 2016). Dennoch liegt es im Interesse der Bundesregierung, auch die Ambitionsniveaus international zu koordinieren. Explizite und implizite CO_2-Preise sind dafür wichtige Indikatoren. In ihrer letzten Stellungnahme wies die Expertenkommission bereits auf die Möglichkeit und Sinnhaftigkeit einer deutsch-französischen Energiewende-Initiative hin (vgl. Kapitel 2.4 in EWK, 2018). Eine weitergehende Möglichkeit wäre die Bildung einer Vorreiterallianz ambitionierter Staaten, die sich beispielsweise zunächst innereuropäisch, später international über die OECD oder das Weltwirtschaftsforum organisieren könnten. Hier könnten Absprachen zu internationalen Ambitionsniveaus (z. B. Mindestpreise) getroffen und sukzessive weitere Länder, insbesondere Entwicklungsländer, aufgenommen werden.

500. (4) *Saliente Verwendung von Einnahmen:* Bei der zielgerichteten Verwendung der Einnahmen sollte auf eine möglichst hohe Sichtbarkeit (Salienz) der Transfers geachtet werden. Damit kann Unwissenheit in der Bevölkerung darüber, was mit den Einnahmen geschieht (also unvollständige Informationen), reduziert werden (vgl. Kapitel 1.3, Kategorie B „Einzelpersonen oder Gruppen eine Gesellschaft lehnen aus rationalen Gründen, aber auf Basis unvollständiger Informationen eine Reform ab“). Eine Umfrage in der Schweiz kommt zu dem Schluss, dass Pauschalbeträge – teilweise wegen ihrer hohen Sichtbarkeit und progressiven Effekte – gegenüber anderen Mechanismen favorisiert werden. So wird in der aktuellen Diskussion häufig davon gesprochen, dass einkommensschwache Haushalte von einer CO_2-Bepreisung besonders betroffen sind. Bei Berücksichtigung der Einnahmenverwendung etwa durch geringere Letztverbraucherausgaben für Strom werden einkommensschwache Haushalte von der Energiepreisreform sogar profitieren.

501. (5) *Niedrigschwelliges Einphasen eines langfristigen, stringenten Rahmens:* Aus Akzeptanzsicht ist eine schrittweise Umsetzung in die Energiepreisreform grundsätzlich attraktiver als eine Reform in einem einzigen Schritt. Die Akzeptanz einer Maßnahme nimmt in der Regel zu, wenn Bevölkerung und Unternehmen erkennen, dass mit der Reform keine Überforderung einhergeht. Dies entspricht auch den Ergebnissen aus der Verhaltensforschung, wonach Menschen eine Präferenz für den Status quo haben (vgl. Kapitel 1.3, Kategorie C

„Einzelpersonen oder Gruppen einer Gesellschaft lehnen aufgrund kognitiver Verzerrungen Reformen ab“). Mittel- bis langfristig ist zu erwarten, dass die CO_2-Preise ansteigen werden. Es braucht einen mittelfristen Zeitrahmen von mehreren Jahren, um Transparenz und Sicherheit für Investitionsentscheidungen zu schaffen. Auch dieses Postulat wird mit dem Vorschlag der Expertenkommission berücksichtigt.

502. Die Empfehlungen der Expertenkommission gehen über die Vorschläge der Verkehrskommission und der Kohlekommission hinaus, da sie eine sektorübergreifende Perspektive bieten und sowohl die Einkommens- als auch die Ausgabenseite berücksichtigen. Immerhin empfiehlt die Kohlekommission, mit Verweis auf Power-to-X-Technologien (vgl. Kapitel 3.5) und unter Wahrung der sozialen Verträglichkeit, „die Einführung einer CO_2-Bepreisung mit Lenkungswirkung auch im Non-ETS-Bereich zu prüfen“ (KWSB, 2019).

(II) Energiepreisreformen richtig kommunizieren

503. Eine Reform des Energiepreissystems kann nur gelingen, wenn diese auch gut kommuniziert wird. Entsprechende Spezialisten sind frühzeitig einzubinden. Fest steht: Eine Informations- und Kommunikationskampagne kann nur auf Basis einer gut ausgestalteten Politik – also unter Berücksichtigung der oben skizzierten Punkte – erfolgen. Eine schlechte Politik kann und soll hingegen nicht schöngeredet werden. Die Expertenkommission möchte an dieser Stelle fünf Prinzipien für eine gute Kommunikation einer Energiepreisreform nennen, die auf Expertenempfehlungen an die Partnership for Market Readiness (PMR) und der Carbon Pricing Leadership Coalition (CPLC) beruhen (Marshall und Conway, 2018). Im Sinne der Klassifikation der Reformhindernisse aus Kapitel 1.3 können diese unvollständige Informationen reduzieren (Kategorie B „Einzelpersonen oder Gruppen eine Gesellschaft lehnen aus rationalen Gründen, aber auf Basis unvollständiger Informationen eine Reform ab“) oder verhaltensbezogene Verzerrungen adressieren (Kategorie C „Einzelpersonen oder Gruppen einer Gesellschaft lehnen aufgrund kognitiver Verzerrungen Reformen ab“). In Bezug auf letztere Kategorie soll auch auf Kapitel 5.3 in EWK (2015) verwiesen werden, in dem beschrieben wird, wie mit informatorischen Maßnahmen kognitive Verzerrungen adressiert werden können. In dieser Stellungnahme wurde gezeigt, wie diese Art von Verzerrungen dazu führen kann, dass energieeffiziente Technologien, trotz ihrer Wirtschaftlichkeit nicht implementiert werden.

504. (1) *Orientierung an Werten:* Die Zuhörerschaft soll durch Information und Kommunikation ihre Werte und Präferenzen gefördert sehen. Dieser Aspekt reicht so tief, dass auch die Namensgebung der entsprechenden Politik wohlüberlegt sein muss (vgl. Drews und van den Bergh, 2016). Narrative, die sich auf die „Bepreisung von CO_2“ (zur Internalisierung von „negativen externen Effekten“) und „Kosten“ konzentrieren, werden abseits eines wissenschaftlichen Diskurses schwer vermittelbar sein. Um die breitere Öffentlichkeit zu erreichen, muss über andere Begriffe nachgedacht werden. Hier sind eventuell die Vorteile der Maßnahmen selbst zu unterstreichen. Deshalb betont die Expertenkommission die Zielrichtung, den erneuerbaren Strom durch Abschaffung der Stromumlagen bei Finanzierung mit CO_2-Abgaben günstig zu machen.

505. (2) *Verweis auf erprobte Beispiele für Reformen:* Eine gute Politik kann immer auch erfolgreiche, konkrete Beispiele hervorbringen, die zur Erhöhung der Sichtbarkeit herangezogen werden können. Dies sind Anwendungsfälle, die hohe Kongruenz mit den Werten der Bevölkerung (also Prinzip 1) aufweisen.

506. (3) *Konsistenz, Schlichtheit und Kontextabhängigkeit der Ansprache*: In der Ansprache ist auf Konsistenz zu achten und Widersprüche sind zu vermeiden. Der öffentliche Diskurs sollte in einfacher Sprache erfolgen. Technische Erklärungen sind geeigneten Formaten vorbehalten. Bei komplexeren Mechanismen und Details, wie zum Emissionshandel, sollte eher erklärt werden, „was das System bewirkt“ statt „wie das System funktioniert“. Die Ansprache muss breit genug sein, um Gruppen verschiedener Interessen zusammenzuführen, gleichzeitig aber spezifisch genug, um die individuellen Bedürfnisse und Bedenken zu adressieren. Neben dem allgemeinen

Gedanken des Klimaschutzes kann es in besonderen Kontexten Sinn machen, die weiteren Vorteile einer Maßnahme besonders zu betonen (z. B. Innovationsförderung, Arbeitsplätze, Gesundheitseffekte usw.), vor allem dann, wenn mit speziellen Industrien, vom Strukturwandel betroffenen Regionen, Klimawandelskeptikern usw. gesprochen wird (vgl. Prinzip 1 „Orientierung an Werten“).

507. (4) *Schaffen von Vertrauen:* Es existiert ein bedeutender Zusammenhang zwischen dem allgemeinen Vertrauen der Bevölkerung in die Regierung sowie Institutionen und dem Gehör ihrer Vorschläge für spezifische Themen (vgl. Kapitel 1.3). Zudem ist unter Umständen das Vertrauen in die Botschafter der Informationen wichtiger als die Information selbst. Sollten Regierungsangehörige, Institutionen und Experten nicht geeignet sein, können entsprechende vertrauensvolle Personen ggf. extern in die Kommunikationsstrategie eingebunden werden (z. B. Führungskräfte in der Wirtschaft bis hin zu Persönlichkeiten in sozialen Medien). Vertrauen kann außerdem erodieren, wenn unrealistische Erwartungen an bestimmte Maßnahmen formuliert werden, die sich in einigen Jahren als ineffektiv herausstellen.

508. (5) *Involvierung von Stakeholdern:* Kommunikation ist keine Einbahnstraße (nicht nur „informieren“). Die Involvierung von Stakeholdern ist mitentscheidend dafür, dass die Bevölkerung ein reales Mitspracherecht nicht nur empfindet, sondern tatsächlich innehat.

(III) Energiepreisreform evaluieren und kontinuierlich weiterentwickeln

509. Evaluation und Forschung können den obigen Implementierungs- und Verstetigungsprozess im Sinne von Querschnittsfunktionen unterstützen. Dies betrifft sowohl die Reform der ökonomischen Markt- und Preismechanismen als auch die integrierten Informations- und Kommunikationskampagnen. Beides sind iterative Prozesse, deren Wirkungen regelmäßig evaluiert und angepasst werden müssen. Die Aufgabe wird Experten unterschiedliche Disziplinen involvieren, beispielsweise Ökonomen, Politikwissenschaftler und (Medien-)Psychologen.

510. Aus politischer und wissenschaftlicher Sicht ist es wichtig, die Anpassungsreaktionen durch die Entlastung der Strompreise und Mehrbelastung der fossilen Energieträger zu verstehen. Große Bedeutung haben dabei Elastizitäten zwischen Energieträgern und Sektoren. Diese messen, wie sensibel die Wirtschaftssubjekte auf Preis- bzw. Einkommensänderungen reagieren. Beispielsweise hat der Konsum von Strom nur eine geringe Preiselastizität (Espey und Espey (2004) gehen von einem Wert von -0,35 für Deutschland aus) sowie eine geringe Einkommenselastizität der Nachfrage (0,1 nach Narayan *et al.*, 2007). Strom hat damit einen vergleichsweise hohen „Fixbedarf“ mit geringer Substitutionstätigkeit in der kurzen Frist (vgl. Kapitel 7.7 in EWK, 2016). Die Preiselastizitäten im Wärmemarkt liegen hingegen höher als im Strommarkt. Die Elastizitäten im Verkehrssektor sind vergleichsweise geringer, was Staaten auch zur Einnahmenerzielung ausnützen. Unter diesen Bedingungen ist einleuchtend, dass Preisentlastungen im Stromsektor bei gleichzeitiger Änderung der Preise in den Wärme- und Treibstoffmärkten, zu unterschiedlichen Anpassungseffekten führen. Auch Verteilungswirkungen sind davon betroffen. Hinsichtlich der Preiselastizitäten wurden für Haushalte in der Grundsicherung Werte unterhalb des Durchschnitts für Deutschland ermittelt (- 0,08 bis - 0,17 vs. - 0,35 im Durchschnitt nach Heindl *et al.*, 2017). Dies erscheint plausibel, zumal geringe Preiselastizitäten der Nachfrage nach Grundgütern nachgewiesen werden konnten (Kohn und Missong, 2003). Auch die Fristigkeit ist ein Faktor. Langfristige Elastizitäten sind größer als kurzfristige Elastizitäten, da langfristig mehr Anpassungsmechanismen zur Verfügung stehen. Interessant erscheint auch die Analyse der Elastizitäten zwischen verschiedenen Sektoren als Stromnachfrager. Unter der Bedingung, dass die Durchschnittskosten der Elektrizitätsbereitstellung gedeckt werden müssen, besagt die Ramsey-Regel, dass der Elektrizitätspreis zwischen verschiedenen Sektoren differenzieren soll, und zwar dergestalt, dass Sektoren mit einer unelastischen Nachfrage stärker zur Finanzierung der Gesamtkosten herangezogen werden sollten als Sektoren, die elastisch auf Preisänderungen reagieren (vgl. Kapitel 2.2 in EWK, 2015).

511. Mit einem geeigneten Monitoring kann die vorgeschlagene Reform in der Praxis überwacht werden, um bei Bedarf nachzusteuern. Ein Monitoring ist schon deswegen sinnvoll, da im Vorfeld nur schwer alle relevanten Entwicklungen und Wirkungen abgeschätzt werden können. Zunächst sinken die Aufwendungen für die Erneuerbaren-Förderung bzw. steigen die Preise für fossile Energieträger. Hinzu treten Verhaltensanpassungen, die in obigen Rechnungen nicht berücksichtigt sind. Daher werden sich in der Realität davon abweichende Ergebnisse einstellen, auch wenn die Grundaussagen davon unberührt bleiben sollten. Ein geeignetes Monitoring sollte sowohl die Einnahmen- als auch die Ausgabenseite einbeziehen, sowie die Entwicklung von Treibhausgasemissionen und CO_2-Preisen berücksichtigen. An dieser Stelle sei auch auf den grundsätzlichen Monitoring-Rahmen für das Nachhalten von CO_2-Preissignalen hingewiesen, den die Expertenkommission in der vergangenen Stellungnahme aufgezeigt hat (vgl. Kapitel 10.2 in EWK, 2018).

13 Literaturverzeichnis

acatech (2017). »Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften. Abgerufen am 25. März 2019 von https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2017_11_14_ESYS_Sektorkopplung.pdf.

acatech, BDI und dena (2019). Expertise bündeln, Politik gestalten – Energiewende jetzt! Essenz der drei Grundsatzstudien zur Machbarkeit der Energiewende bis 2050 in Deutschland. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften. Abgerufen am 6. März 2019 von https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/veranstaltungen/2019-02-20_Studenvergleich/Gemeinsame_Empfehlungen_von_ESYS__BDI_und_dena.pdf.

ADAC (2019). ADAC Autokosten. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.adac-autokosten.de/Einstellungen.aspx.

adelphi und ISI (2019). Monitoring der Initiative Energieeffizienz-Netzwerke. adelphi, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Abgerufen am 14. Mai 2019 von https://www.effizienznetzwerke.org/app/uploads/2019/02/190214_Jahresbericht-II-Monitoring-IEEN.pdf.

ADFC (2018). Offener Brief zum Radverkehrsetat im Bundeshaushalt 2019 ff. Allgemeiner Deutscher Fahrrad-Club e. V.

AEE (2018). Klares Bekenntnis der deutschen Bevölkerung zu erneuerbaren Energien. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Abgerufen am 12. Januar 2019 von https://www.unendlich-viel-energie.de/klares-bekenntnis-der-deutschen-bevoelkerung-zu-erneuerbaren-energien.

AGEB (2014). Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2013. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Abgerufen am 7. November 2015 von http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2013.html.

AGEB (2018a). Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2017. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

AGEB (2018b). Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2018 (in TWh) in Deutschland, Dezember 2018. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Abgerufen am 4. Mai 2019 von https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html.

AGEB (2019a). Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2017. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

AGEB (2019b). Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2016. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Abgerufen am 21. Mai 2019 von http://www.ag-energiebilanzen.de.

Agora (2017). Energiewende 2030: The Big Picture. Berlin: Agora Energiewende.

Agora (2018a). Die Fortschreibung der Pkw-CO2-Regulierung und ihre Bedeutung für das Erreichen der Klimaschutzziele im Verkehr. Berlin: Agora Verkehrswende.

Agora (2018b). Die Kosten von unterlassenem Klimaschutz für den Bundeshaushalt - Die Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands bei Verkehr, Gebäuden und Landwirtschaft nach der EU-Effort-Sharing-Entscheidung und der EU-Climate-Action-Verordnung. Präsentation von Matthias Deutsch. Berlin: Agora Energiewende. Abgerufen am 30. Januar 2019 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Non-ETS/2018-10-15_Nicht-ETS_N-ERGIE_Agora.pdf.

Agora (2018c). Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft. Reform der Struktur von Netzentgelten und staatlich veranlasster Preisbestandteile. Berlin: Agora Energiewende. Abgerufen am 8. Februar 2019 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/146_Neue-Preismodelle_WEB.pdf.

Agora (2018d). Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030 - Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien. Berlin: Agora Energiewende. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Stromnetze_fuer_Erneuerbare_Energien/Agora-Energiewende_Synchronisierung_Netze-EE_Netzausbau_WEB.pdf.

agrarheute (2018). Dürre: Substratmangel bedroht Betreiber von Biogas-Anlagen. agrarheute. Abgerufen am 10. Januar 2019 von https://www.agrarheute.com/energie/duerre-substratmangel-bedroht-betreiber-biogas-anlagen-547042.

Arndt, W.-H. und Döge, N. (2016). Elektrifizierungspotential kommerzieller Kraftfahrzeug-Flotten im Wirtschaftsverkehr als dezentrale Energie-Ressource in städtischen Verteilnetzen – komDRIVE. Berlin.

Ausfelder, F. und Dura, H. E. (2018). 1. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien. Herausforderungen – Potentiale – Methoden – Auswirkungen. Bundesministerium für Bildung und Forschung. Abgerufen am 25. März 2019 von https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/power-to-x.

AWAW (2019). European PPA Trends. A Word About Wind.

BAFA (2019). Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland, Aufkommen zum Inlandsverbrauch an Otto-, Diesel- und Biokraftstoffen. Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.

Bals, C. *et al.* (2017). Stärkere CO2-Bepreisung: Neuer Schwung für die Klimapolitik – Deutschlands ökonomischer Rahmen zur Erreichung der Klimaziele. Abgerufen am 8. Februar 2019 von https://www.dena.de/newsroom/meldungen/2017/energie-und-klimaschutzexperten-fordern-staerkere-co2-bepreisung.

Bataille, C. *et al.* (2018). A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris Agreement, *Journal of Cleaner Production*, 187, S. 960–973.

BBSR (2017a). Kapazitätsauslastung im Baugewerbe. Bonn: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung. Abgerufen am 4. Dezember 2019 von https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BBSROnline/2017/bbsr-online-14-2017-dl.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BBSR (2017b). Quantifizierung von Rebound-Effekten bei der energetischen Sanierung von Nichtwohngebäuden / Bundesliegenschaften. Bonn: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung. Abgerufen am 14. April 2019 von http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BBSROnline/2017/bbsr-online-02-2017-dl.pdf.

BBSR (2018). Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe. Bonn: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung.

BCG und Prognos (2018). Klimapfade für Deutschland. Boston, Berlin: Boston Consulting Group GmbH, Prognos AG. Abgerufen am 24. Januar 2019 von https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/.

BCG und Prognos (2019). Analyse Klimapfade Verkehr 2030. Boston, Berlin: Boston Consulting Group, Prognos AG.

BDEW (2012). Investitionen der deutschen Stromversorger. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BDEW (2018). Energiemonitor 2018: Aktuelle Meinungen zur Energiewende. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BDEW (2019a). BDEW-Strompreisanalyse Januar 2019. Haushalte und Industrie. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Abgerufen am 23. April 2019 von https://www.bdew.de/media/documents/190115_BDEW-Strompreisanalyse_Januar-2019.pdf.

BDEW (2019b). Bruttostromerzeugung in Deutschland - Vorjahresvergleich. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Abgerufen am 29. April 2019 von https://www.bdew.de/media/documents/Bruttostromerz_D_Vgl_VJ_online_o_jaehrlich_Ki_29032019.pdf.

BDH (2018). Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2017. Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie. Abgerufen am 7. November 2015 von http://www.baulinks.de/heizung/heizungsmarkt.php.

Bertrand, M. und Mullainathan, S. (2001). Do people mean what they say? Implications for subjective survey data, *American Economic Review*, 91(2), S. 67–72.

BIHK, VBEW und Ecofys (2016). Alternative Finanzierung des EEG-Umlagekontos. München: Bayerischer Industrie- und Handelskammertag e.V., Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e. V., ECOFYS Germany GmbH. Abgerufen am 23. April 2019 von https://www.ihk-muenchen.de/ihk/documents/Innovation/eforen/Alternative-Finanzierung-des-EEG-Umlagekontos.pdf.

BMF (2017). Achtzehnter bis sechsundzwanzigster Subventionsbericht. Berichte der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 1999 - 2017. Berlin, Bonn: Bundesministerium der Finanzen.

BMF (2019). Bundeshaushalt - Ausgaben des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur. Berlin, Bonn: Bundesministerium der Finanzen. Abgerufen am 25. März 2019 von www.bundeshaushalt.de.

BMU (2019). Klimaschutzbericht 2018 zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Abgerufen am 25. April 2019 von https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzbericht_2018_bf.pdf.

BMUB (2014). Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Abgerufen am 4. Mai 2019 von https://www.bmu.de/publikation/aktionsprogramm-klimaschutz-2020/.

BMUB (2016a). Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Abgerufen am 21. März 2019 von https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.

BMUB (2016b). Projektionsbericht 2015 mit weiteren Maßnahmen der Bundesregierung gemäß Verordnung 525/2013/EU. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Abgerufen am 24. Oktober 2016 von http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envv_vp1a.

BMUB (2017). Projektionsbericht 2017 für Deutschland - gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Abgerufen am 31. Januar 2019 von http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envwqc4_g/170426_PB_2017_-_final.pdf.

BMVI (2014). Verkehrsverpflechtungsprognose 2030. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Vekehr und digitale Infrastruktur. Abgerufen am 20. Mai 2018 von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/verkehrsverflechtungsprognose-2030-schlussbericht-los-3.pdf?__blob=publicationFile.

BMVI (2018). Verkehr in Zahlen 2018/2019. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Vekehr und digitale Infrastruktur. Abgerufen am 30. April 2019 von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen_2019-pdf.pdf?__blob=publicationFile.

BMVI (2019). Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Abgerufen am 3. April 2019 von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/foerderrichtlinie-ladeinfrastruktur-elektrofahrzeuge.html.

BMVI *et al.* (2017). Erklärung des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur [und weitere] anlässlich des Gesprächs im Rahmen des „Nationalen Forum Diesel“ mit Vertretern der Automobilindustrie am 2. August 2017. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Vekehr und digitale Infrastruktur. Abgerufen am 25. März 2019 von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/K/170802-erklaerung-nationales-diesel-forum.pdf?__blob=publicationFile.

BMWi (2014). Ein gutes Stück Arbeit - Mehr aus Energie machen - Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 25. April 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/nationaler-aktionsplan-energieeffizienz-nape.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BMWi (2015). Energieeffizienzstrategie Gebäude. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 9. April 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-gebaeude.pdf?__blob=publicationFile&v=25.

BMWi (2016). Fünfter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 15. April 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.html.

BMWi (2017a). EEG in Zahlen 2015. Stand: 02. Februar 2017. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 7. März 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2015.xlsx.

BMWi (2017b). EEG in Zahlen 2016. Stand: 21. Dezember 2017. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 5. Januar 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2015.xlsx.

BMWi (2018a). Aktionsplan Stromnetz. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 30. April 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-stromnetz.pdf.

BMWi (2018b). EEG in Zahlen 2017. Stand: 20. Dezember 2018. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 7. März 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2017.xlsx.

BMWi (2019a). Altmaier: Startschuss für Förderung der „Reallabore der Energiewende“. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 7. Mai 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2019/20190211-altmaier-s tartschuss-fuer-foerderung-der-reallabore-der-energiewende.html.

BMWi (2019b). Bareiß: Forschungsinitiative „Energiewende im Verkehr“ - 150 Förderprojekte gehen an den Start. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 18. März 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2019/20190207-bareiss-forschungsinitiative-energiewende-im-verkehr.html.

BMWi (2019c). Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 8. Januar 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwurf-des-integrierten-nationalen-energie-und-klimaplans.pdf.

BMWi (2019d). Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 30. April 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html.

BMWi (2019e). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 17. Mai 2019 von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2018-excel.xlsx?__blob=publicationFile&v=19.

BMWi (2019f). Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende - Berichtsjahr 2017. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

BMWi und BAFA (2018). Hintergrundinformationen zur besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2017 für Begrenzung der EEG-Umlage 2018. Berlin, Bonn, Eschborn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Abgerufen am 25. April 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/hintergrundinformationen-zur-besonderen-ausgleichsregelung-antragsverfahren.pdf?__blob=publicationFile&v=24.

BMWi und BMU (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Abgerufen am 9. April 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

BMWi und Fichtner (2018). Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2015 bis 2017. Berlin, Bonn, Stuttgart: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Fichtner GmbH & Co. KG.

BNEF (2019). Corporate Clean Energy Buying Surged to New Record in 2018. Bloomberg NEF. Abgerufen am 15. Februar 2019 von https://about.bnef.com/blog/corporate-clean-energy-buying-surged-new-record-2018/.

BNetzA (2012). Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2012. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 13. April 2019 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2022_Bestaetigung.pdf.

BNetzA (2016). 3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Sicherheitsmaßnahmen. Viertel Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung. Stand: 2. August 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 8. Mai 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2016/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf.

BNetzA (2017). Bedarfsermittlung 2017-2030. Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 3. Mai 2019 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2017_Bestaetigung.pdf.

BNetzA (2018a). BBPlG-Monitoring. Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) nach dem vierten Quartal 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

BNetzA (2018b). EnLAG-Monitoring. Stand der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem vierten Quartal 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

BNetzA (2018c). Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Stand: 15. Juni 2018. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 15. Mai 2019 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung_0_0.pdf.

BNetzA (2019a). Daten und Fakten zum Marktstammdatenregister. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 6. März 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/MaStR/Factsheet.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA (2019b). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. Stand: 30. April 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 6. Mai 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2019.pdf.

BNetzA (2019c). Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 30. April 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2019_1.html;jsessionid=EB105C281B38690C2008EB67976CF929?nn=320094.

BNetzA (2019d). Ladesäulenregister. Stand: 08. März 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 3. April 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Ladesaeulen/Ladesaeulenkarte_Datenbankauszug21.xlsx.

BNetzA (2019e). Mitteilungen der BNetzA zu Erlösobergrenzen und Nettonetzkosten 2012 bis 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

BNetzA (2019f). Monitoring des Stromnetzausbaus. EnLAG / BBPlG / Netzoptimierungsmonitoring / Offshore-Anbindungen. Viertes Quartal 2018. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 30. April 2019 von https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/Gesamtbericht.pdf.

BNetzA (2019g). SMARD - Über uns. Informationsplattform der Bundesnetzagentur über den deutschen Strommarkt. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 6. März 2019 von https://www.smard.de/home/Ueber_uns/668.

BNetzA (2019h). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Solaranlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG). Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

BNetzA/BKartA (2013). Monitoringbericht 2012. Stand: 05. Februar 2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 6. Mai 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA/BKartA (2014a). Monitoringbericht 2013. Stand: Juni 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 6. Mai 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=15.

BNetzA/BKartA (2014b). Monitoringbericht 2014. Stand: 14. November 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 6. Mai 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2015). Monitoringbericht 2015. Stand: 10. November 2015. Korrektur: 21. März 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 6. Mai 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf.

BNetzA/BKartA (2016). Monitoringbericht 2016. Stand: 30. November 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 6. Mai 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf.

BNetzA/BKartA (2017). Monitoringbericht 2017. Stand: 13. Dezember 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 6. Mai 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf.

BNetzA/BKartA (2019). Monitoringbericht 2018. Stand: 08. Februar 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 6. Mai 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf.

BP (2018). BP Statistical Review of World Energy. 67th edition. BP p.l.c. Abgerufen am 6. März 2019 von https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf.

BReg (o.D.). Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Bundesregierung. Abgerufen am 5. September 2019 von https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-renewable-energy-action-plans-2020.

BReg (2008). Deutsche Anpassungsstrategie an den Klimawandel - vom Bundeskabinett am 17. Dezember 2008 beschlossen. Bundesregierung. Abgerufen am 10. Januar 2019 von https://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/das_gesamt_bf.pdf.

Bund der Steuerzahler (2016). Runter mit der Stromsteuer – spürbar! Bund der Steuerzahler Deutschland e. V. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.steuerzahler.de/Runter-mit-der-Stromsteuer-spuerbar/77619c88981i1p2648/index.html.

Bundesrat (2019a). 47/19. Antrag des Landes Schleswig-Holstein. Entschließung des Bundesrates: Klimaschutz in der Marktwirtschaft – Für ein gerechtes und effizientes System der Abgaben und Umlagen im Energiebereich. Bundesrat. Abgerufen am 30. März 2019 von https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2019/0001-0100/47-19.pdf.

Bundesrat (2019b). Beschluss des Bundesrates - Gesetz zur Änderung des Grundgesetzes (Artikel 104b, 104c, 104d, 125c, 143 e). Bundesrat.

Bundestag (2016). Drucksache 18/10256 vom 9. November 2016. Gesetzentwurf des Bundesrates. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Wohnungseigentumsgesetzes und des Bürgerlichen Gesetzbuchs zur Förderung der Barrierefreiheit und Elektromobilität. Deutscher Bundestag.

Bundestag (2018). Deutscher Bundestag. Drucksache 19/401 vom 10. Januar 2018. Gesetzentwurf des Bundesrates. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Wohnungseigentumsgesetzes und des Bürgerlichen Gesetzbuchs zur Förderung der Barrierefreiheit und Elektromobilität. Deutscher Bundestag.

BWE (2019). Quartalszahlen für Windenergiezubau an Land bedrohlich – Politische Entscheidungen dringend erforderlich. Pressemeldung vom 30.04.2019. Berlin: Bundesverband WindEnergie e. V. Abgerufen am 15. Mai 2019 von https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/quartalszahlen-fuer-windenergiezubau-an-land-bedrohlich-politische-entscheidungen-dringend-erforder/.

Calì, D., Heesen, F., Osterhage, T., Streblow, R., Madlener, R. und Müller, D. (2016). Energieeinsparpotenzial sanierter Wohngebäude unter Berücksichtigung realer Nutzungsbedingungen. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.

Canzler, W. *et al.* (2019). Weniger Staus, Staub und Gestank: Plädoyer für eine sozial gerechte Städte-Maut. WZB, PIK, MCC, Walter Eucken Institut, ifo, RWI, ZEW, Universität zu Köln, IfW.

Carattini, S., Kallbekken, S. und Orlov, A. (2019). How to win public support for a global carbon tax., *Nature*, (565), S. 289–291.

C.A.R.M.E.N. (2015). Preise für E85 Kraftstoff auf Anfrage. Straubing: Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie Netzwerk e.V.

Carson, R. T. und Groves, T. (2007). Incentive and informational properties of preference questions, *Environmental and Resource Economics*, 37(1), S. 181–210.

CDU (2018). 31. Parteitag der CDU Deutschlands - Sonstige Beschlüsse. Hamburg. Abgerufen am 29. Januar 2019 von https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/sonstige_beschluesse_final.pdf?file=1.

CDU/CSU und SPD (2018). Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 19. Legislaturperiode. Bundesregierung. Abgerufen am 30. März 2019 von https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2018/03/2018-03-14-koalitionsvertrag.pdf.

Ciaglia, S., Fuest, C. und Heinemann, F. (2018). What a feeling? How to promote „European Identity“. European Network for Economic and Fiscal Policy Research. Abgerufen am 2. Mai 2019 von http://www.econpol.eu/publications/policy_report_9.

Ciscar, J. C. *et al.* (2011). Physical and economic consequences of climate change in Europe, *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 108(7), S. 2678–2683.

Clarke, L. *et al.* (2014). Assessing Transformation Pathways. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Re-port of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change.

CO_2 Abgabe e.V. (2017). Welchen Preis haben und brauchen Treibhausgase? Für mehr Klimaschutz, weniger Bürokratie und sozial gerechtere Energiepreise. Freiburg: CO_2 Abgabe e.V. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://co2abgabe.de/wp-content/uploads/2017/06/Diskussionspapier_CO2_Abgabe_Stand_2017_06_18.pdf.

CO_2 Abgabe e.V. (2019). Energiesteuern klima- & sozialverträglich gestalten. Wirkungen und Verteilungseffekte des CO_2-Abgabekonzeptes auf Haushalte und Pendelnde. Freiburg: CO_2 Abgabe e.V. Abgerufen am 8. Februar 2019 von https://co2abgabe.de/wp-content/uploads/2019/01/Wirkungen_CO2_Abgabekonzept_2019_01_24.pdf.

COM (2015). Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie. Europäische Kommission. Abgerufen am 6. März 2019 von https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0002.01/DOC_1&format=PDF.

COM (2018a). A Clean Planet for all - A European Strategic Long-Term Vision for a prosperous, modern competetive and climate neutral economy. Europäische Kommission.

COM (2018b). Non paper on complementary economic modelling undertaken by DG ENER regarding different energy policy scenarios including updated renewable energy technology costs in the context of Council and Parliament discussions of the recast of the renewable energy directive and the revision of the energy efficiency directive. Europäische Kommission. Abgerufen am 31. Januar 2019 von https://www.euractiv.com/wp-content/uploads/sites/2/2018/03/Complementary-economic-modelling-non-paper-1.docx.

COM (2018c). TenneT TSO GmbH. Proposal of Commitments under Article 9 of Council Regulation (EC) No. 1/2003. Case COMP/AT.40461 – DE-DK-Interconnector. Europäische Kommission. Abgerufen am 3. Mai 2019 von http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_462_3.pdf.

COM (2018d). Vorschlag für eine Verordnung des europäischen Paralaments und des Rates zur Festlegung von CO2-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge. Europäische Kommission. Abgerufen am 27. März 2019 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018PC0284&from=DE.

COM (2019a). ESD Transactions. Europäische Kommission. Abgerufen am 31. Januar 2019 von http://ec.europa.eu/environment/ets/esdTransactions.do?languageCode=en&startDate=&endDate=&transactionStatus=4&fromCompletionDate=&toCompletionDate=&transactionID=&transactionType=-1&suppTransactionType=-1&originatingRegistry=-1&destinationRegistry=-1&originatingAccountIdentifier=&destinationAccountIdentifier=&transferringEsdRegistryCode=-1&acquiringEsdRegistryCode=-1&transferringEsdYear=&acquiringEsdYear=&search=Search&currentSortSettings=.

COM (2019b). Legislative Entschließung des Europäischen Parlaments vom 26. März 2019 zu dem Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) (COM(2016)0861 – C8-0492/2016 – 2016/0379(COD)). Europäische Kommission. Abgerufen am 9. Mai 2019 von http://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-8-2019-0227_DE.pdf.

COM (2019c). SETIS. Strategic Energy Technologies Information System. Europäische Kommission. Abgerufen am 7. Mai 2019 von https://setis.ec.europa.eu/publications/setis-research-innovation-data.

Dai, J., Kesternich, M., Löschel, A. und Ziegler, A. (2015). Extreme weather experiences and climate change beliefs in China: An econometric analysis, *Ecological Economics*, 116(1), S. 310–321.

Dechema (2017). E-fuels - Mehr als eine Option. Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

DEHSt (2018). Treibhausgasemissionen 2017. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2017. Deutsche Emissionshandelsstelle. Abgerufen am 4. Mai 2019 von https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2017.html?nn=8596366.

dena (2010). dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH. Abgerufen am 9. Mai 2019 von https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF.

dena (2012). Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Endbericht. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH. Abgerufen am 14. April 2019 von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf.

dena (2016). dena Gebäudereport - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH. Abgerufen am 5. August 2019 von https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/8162_dena-Gebaeudereport.pdf.

dena (2018). dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH. Abgerufen am 8. März 2019 von https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-leitstudie-integrierte-energiewende/.

dena (2019a). Arbeitshilfen und Unterlagen zum Monitoring. Internetpräsenz der Geschäftsstelle der Initiative Energieeffizienznetzwerke. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH. Abgerufen am 3. Januar 2019 von http://www.effizienznetzwerke.org/faq/netzwerktaetigkeit/.

dena (2019b). FAQ. Internetpräsenz der Geschäftsstelle der Initiative Energieeffizienznetzwerke. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH. Abgerufen am 3. Januar 2019 von http://www.effizienznetzwerke.org/faq/netzwerktaetigkeit/.

dena (2019c). Liste der Netzwerke. Internetpräsenz der Geschäftsstelle der Initiative Energieeffizienznetzwerke. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH. Abgerufen am 21. Februar 2019 von http://www.effizienznetzwerke.org/initiative/unsere-netzwerke/netzwerkliste/.

dena (2019d). Serielles Sanieren von Mehrfamilienhäuser. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH. Abgerufen am 15. April 2019 von https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/gebaeude/serielles-sanieren-von-mehrfamilienhaeusern/.

dena und energiesprong (2018). Bau- und Zulieferunternehmen für Energiesprong Innovation Day am 16. November gesucht. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH. Abgerufen am 5. August 2019 von https://www.energiesprong.de/fr/newsroom/meldungen/bau-und-zulieferunternehmen-fuer-energiesprong-innovation-day-am-16-november-gesucht/.

DEPI (2019). Jahresdurchschnittspreise von Holzpellets. Deutsches Pelletinstitut GmbH. Abgerufen am 7. November 2015 von http://www.depi.de/media/filebase/files/infothek/images/DEPI_Jahresdurchschnittspreise_Pellet.jpg.

Destatis (2012a). Jahresrechnungsergebnisse der kommunalen Haushalte. Aufgabenbereich Wirtschaftliche Unternehmen, allgemeines Grund- und Sondervermögen, Einnahmen aus Konzessionsabgaben. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

Destatis (2012b). Staatliche Haushalte: Einnahmen der Stadtstaaten aus Konzessionsabgaben 2000 bis 2009. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

Destatis (2018a). Datenreport 2018. Ein Sozialbericht für die Bundesrepublik Deutschland. Wiesbaden, Bonn, Berlin: Statistisches Bundesamt, Bundeszentrale für politische Bildung, Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung. Abgerufen am 13. Mai 2019 von https://www.destatis.de/DE/Service/Statistik-Campus/Datenreport/Downloads/datenreport-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Destatis (2018b). Fachserie 1 Reihe 4.1: Bevölkerung und Erwerbstätigkeit. Erwerbsbeteiligung der Bevölkerung. Ergebnisse des Mikrozensus zum Arbeitsmarkt. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt. Abgerufen am 2. Mai 2019 von https://www.destatis.de/DE/Themen/Arbeit/Arbeitsmarkt/Erwerbstaetigkeit/Publikationen/Downloads-Erwerbstaetigkeit/erwerbsbeteiligung-bevoelkung-2010410177004.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Destatis (2019a). Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Stromhändler. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

Destatis (2019b). Fahrleistungen und Kraftstoffverbrauch der privaten Haushalte mit Personenkraftwagen. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Materialfluesse-Energiefluesse/Tabellen/fahrleistungen-haushalte.html.

Destatis (2019c). Finanzen und Steuern, Stromsteuern. Fachserie 14 Reihe 9.7. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

Destatis (2019d). Genehmigte Wohnungen im Januar 2019: +9,1 % gegenüber Vorjahresmonat. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt. Abgerufen am 4. Dezember 2019 von https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/04/PD19_138_31111.html.

Destatis (2019e). Genesis-Online Datenbank. Privathaushalte: Bundesländer, Jahre. Tabelle 12211-0113. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www-genesis.destatis.de.

Destatis (2019f). Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Materialfluesse-Energiefluesse/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html.

Destatis (2019g). Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung. Inlandsproduktberechnung. Erste Jahresergebnisse. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt. Abgerufen am 4. Juni 2019 von https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/_inhalt.html#sprg233858.

Deutscher Wetterdienst (2018). 2018 - ein außergewähnliches Wetterjahr mit vielen Rekorden. Pressemitteilung vom 28.12.2018. Offenbach: Deutscher Wetterdienst. Abgerufen am 10. Januar 2019 von https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2018/20181228_deutschlandwetter_jahr2018_news.html;jsessionid=3693397E411C0CF022B397B526D11999.live21062.

DIHK (2018). Akzeptanz in der Wirtschaft schwindet. IHK-Energiewende-Barometer 2018. Berlin: Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. Abgerufen am 12. Januar 2019 von https://www.bvse.de/images/news/bvse/2018/10-Oktober/10-12_IHK-Energiewende_Barometer.pdf.

DIHK (2019). DIHK-Konjunkturumfrage Jahresbeginn 2019. Berlin: Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.dihk.de/themenfelder/wirtschaftspolitik/konjunktur-und-wachstum/umfragen-und-prognosen/konjunkturumfrage-jahresbeginn-2019.

DIW (2018). Verteilungswirkungen der Energiepolitik - Personelle Einkommensverteilung. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. Abgerufen am 2. Mai 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilungswirkungen-der-energiepolitiken.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

DLR und KIT (2016). LADEN2020 Schlussbericht. Konzept zum Aufbau einer bedarfsgerechten Ladeinfrastruktur in Deutschland von heute bis 2020. Köln, Karlsruhe: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Karlsruher Institut für Technologie. Abgerufen am 11. Februar 2019 von https://www.dlr.de/vf/Portaldata/12/Resources/dokumente/projekte/laden2020/LADEN2020_Schlussbericht.pdf.

Drews, S. und van den Bergh, J. C. J. M. (2016). What explains public support for climate policies? A review of empirical and experimental studies, *Climate Policy*, (16(7)), S. 855–876.

DVFG (2019). Preiszeitreihen. Berlin: Deutscher Verband Flüssiggas e.V.

Ebert, H.-P. Büttner, B.; Kastner R.; Weismann S.; Weinläder J.M.; Römer, C.; Baumann, A.; Reim M.; Beck, A. (2018). Technologiebericht 5.1 Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Institut für Zukunftsenergiesysteme IZES. Abgerufen am 23. April 2019 von https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7063/file/7063_Gebaeudetechnik.pdf.

E-Bridge (2018). Wasserstofferzeugung in Kombination mit Offshore-Windausbau. Bonn: E-Bridge Consulting GmbH. Abgerufen am 18. März 2019 von https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2018/12/20181204_E-Bridge_H2_OffshoreWind_final_Studie_gesamt.pdf.

E-Bridge, IAEW und OFFIS (2014). Moderne Verteilernetze für Deutschland. Abschlussbericht. Bonn, Aachen, Oldenburg: E-Bridge Consulting GmbH (E-Bridge), Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Oldenburger Forschungs- und Entwicklungsinstitut für Informatik (OFFIS). Abgerufen am 12. April 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html.

Ecofys und RAP (2014). Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage. Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage. Kurzstudie. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin: Ecofys Germany GmbH. Abgerufen am 8. Februar 2019 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/dynamische-eeg-umlage/Agora_RAP_Spotmarktpreis_als_Index_fuer_dyn_EEG-Umlage_web.pdf.

Edenhofer, O. und Schmidt, C. M. (2018). Eckpunkte einer CO_2-Preisreform. RWI Position #72. Abgerufen am 6. Februar 2019 von http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-positionen/pos_072_eckpunkte_einer_co2-preisreform.pdf.

EEA (2018). Trends and projections in Europe 2018 - Tracking progress towards Europe's climate and energy targets. Europäische Umweltagentur (EEA). Abgerufen am 28. Februar 2019 von https://www.eea.europa.eu/publications/trends-and-projections-in-europe-2018-climate-and-energy.

EFI (2019). Gutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands. Gutachten 2019. Expertenkommission Forschung und Innovation. Abgerufen am 25. März 2019 von https://www.e-fi.de/fileadmin/Gutachten_2019/EFI_Gutachten_2019.pdf.

Einig, K. und Zaspel-Heisters, B. (2014). Windenergeianlagen und Raumordnungsgebiete, BBSR-Analysen KOMPAKT: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR, Hrsg.), 2014.

electrive (2019). Renault startet V2G-Projekte in Utrecht und Porto Santos. Abgerufen am 25. März 2019 von https://www.electrive.net/2019/03/23/renault-startet-v2g-projekte-in-utrecht-und-porto-santos/.

Elsner, P. (2015). Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge. Abgerufen am 24. Januar 2019 von https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/pdf/ESYS_Analyse_Flexibilitaetskonzepte.pdf.

EnBW (2018). Stimmungsbild Windkraft in Baden-Württemberg. Ergebnisbericht. Karlsruhe: EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Abgerufen am 12. Januar 2019 von https://www.enbw.com/media/konzern/docs/energieerzeugung/studie-stimmungsbild-windkraft-2018.pdf.

energate (2019). CDU und SPD setzen Zeitrahmen für Akzeptanz AG. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.energate-messenger.de/news/189077/cdu-und-spd-setzen-zeitrahmen-fuer-akzeptanz-ag.

energate und Akoto, P. (2019). Bund fördert Forschung zur kommunalen Verkehrswende. energate messenger plus. Onlineartikel vom 27. März 2019. Abgerufen am 28. März 2019 von https://www.energate-messenger.de/news/190515/bund-foerdert-forschung-zur-kommunalen-verkehrswende.

envia, LVV und VNG (2018). Umfrage Energiewende Sektorkopplung. envia Mitteldeutsche Energie AG, VNG AG und LVV Leipziger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH. Abgerufen am 12. Januar 2019 von https://vng.de/sites/default/files/praesentation_umfrage_energiewende_enviam_lvv_vng_180201.pdf.

Erdmann, G. und Zweifel, P. (2010). Energieökonomik. Theorie und Anwendungen. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.

Espey, J. und Espey, M. (2004). Turning on the lights: A meta-analysis of residential electricity demand elasticities, *Journal of Agricultural and Applied Economics*, (36(1)), S. 65–81.

EU (2009). Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO_2-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen.

EU (2018a). Richtlinie (EU) 2018/2001 des europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

EU (2018b). Richtlinie (EU) 2018/2002 des europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 - zur Änderung der Richtlinie 2012/ 27/EU zur Energieeffizienz.

EU (2019). Verordnung (EU) 2019/ 631 des europäischen Parlaments und des Rates - vom 17. April 2019 - zur Festsetzung von CO2-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge und zur Aufhebung der Verordnungen (EG) Nr. 443/ 2009 und (EU) Nr. 510/ 2011.

EU Energy Poverty Observatory (2019). Indicators & Data. European Commission, Directorate General for Energy. Abgerufen am 10. Januar 2019 von https://www.energypoverty.eu/indicators-data.

ewi (2017). Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO2-Minderung. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). Abgerufen am 24. Januar 2019 von https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/11/ewi_ERS_Energiemarkt_2030_2050.pdf.

EWK (2012). Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Berlin, Mannheim, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html oder https://www.ecologic.eu/de/8044.

EWK (2014). Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html oder https://www.ecologic.eu/de/8044.

EWK (2014c). Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Berlin, Mannheim, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". ". Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html oder https://www.ecologic.eu/de/8044.

EWK (2015). Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". ". Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html oder https://www.ecologic.eu/de/8044.

EWK (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". ". Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html oder https://www.ecologic.eu/de/8044.

EWK (2017). Kurzkommentar zu Stand und wichtigen Handlungs-feldern der Energiewende. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". ". Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html oder https://www.ecologic.eu/de/8044.

EWK (2018). Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". ". Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html oder https://www.ecologic.eu/de/8044.

FA Wind (2018). Umfrage zur Akzeptanz der Windenergie an Land Herbst 2018. Berlin: Fachagentur zur Förderung eines natur- und umweltverträglichen Ausbaus der Windenergie an Land e.V. Abgerufen am 2. Mai 2019 von https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Umfrageergebnisse_Herbst_2018.pdf.

Fischedick, M., Marzinkowski, J., Winzer, P. und Weigel, M. (2014). Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies, *Journal of Cleaner Production*, 84, S. 563–580.

FNB Gas (2019). Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028. Stand: 20. März 2019. Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas). Abgerufen am 15. Mai 2019 von https://www.fnb-gas.de/files/2019_03_20_nep-gas-2018-2028_final_1.pdf.

FÖS (2017). Energiesteuerreform für Klimaschutz und Energiewende. Konzept für eine sozial- und wettbewerbsverträgliche Reform der Energiesteuern und ein flächendeckendes Preissignal. Abgerufen am 4. April 2019 von www.foes.de/pdf/2017-11-Energiesteuerreform.pdf.

Frondel, M., Simora, M. und Sommer, S. (2017). Risk perception of climate change: Empirical evidence for Germany, *Ecological Economics*, 137(1), S. 173–183.

Frondel, M. und Sommer, S. (2018). Der Preis der Energiewende: Anstieg der Kostenbelastung einkommensschwacher Haushalte. Diskussionspapier, *RWI Material*, 128.

Frontier Economics, IAEW, 4Management und EMCEL (2017). Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland - Eine modellbasierte Analyse. Eine Studie im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.). London: Frontier Economics Ltd. Abgerufen am 24. Januar 2019 von https://www.frontier-economics.com/media/2260/der-wert-der-gasinfrastruktur.pdf.

Frontier Economics (2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. London: Frontier Economics Ltd.

Gährs, S., Hirschl, B. und Aretz, A. (2016). Möglichkeiten zur Umgestaltung der EEG-Umlagebasis. Kurzstudie. Im Auftrag vom Bundesverband neue Energiewirtschaft e.V. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) GmbH. Abgerufen am 8. Februar 2019 von https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/Kurzstudie-EEG-Umlage.pdf.

GfdS (2018). GfdS wählt „Heißzeit“ zum Wort des Jahres 2018. Gesellschaft für deutsche Sprache e.V. Abgerufen am 10. Januar 2019 von https://gfds.de/wort-des-jahres-2018/.

Glenk, G. und Reichelstein, S. (2019). Economics of converting renewable power to hydrogen, *Nature Energy*, 4, S. 216–222.

Goldkamp, T. (2019). Ein kritischer quantitativer und qualitativer Vergleich von 2050-Energiewende-Szenarien für Deutschland, *Masterarbeit am Lehrstuhl für Mikroökonomik, insbesondere Energie- und Ressourcenökonomik. WWU Münster.*

Google (2018). Moving toward 24x7 Carbon-Free Energy at Google Data Centers: Progress and Insights. Abgerufen am 21. Mai 2019 von http://resource-platform.eu/files/knowledge/reports/Google-24x7-carbon-free-energy-data-centers-October-2018.pdf.

Grimmer, M. (2018). Monitoring von Energieeffizienz-Netzwerken - Unternehmensnetzwerke als Instrument zur Steigerung der Energieeffizienz. Masterarbeit. Fachgebiet für Energiesysteme. Technische Universität Berlin. Abgerufen am 3. Juli 2019 von https://ensys2.service.tu-berlin.de/literatur/documents/Masterarbeit_Grimmer.pdf-c4dbdf99bc301ce1ab911e672bd8c05e.pdf.

GWS, ISI, DIW, DLR und Prognos (2018). Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende. Osnabrück, Karlsruhe, Berlin, Köln: Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V., Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Prognos AG. Abgerufen am 4. April 2019 von www.gws-os.com/discussionpapers/gws-researchreport18-4.pdf.

Heindl, P., Aigeltinger, G., Liessem, V., Römer, D., Schwengers, C. und Vogt, C. (2017). Zum Stromkonsum von Haushalten in Grundsicherung: Eine empirische Analyse für Deutschland, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, (16(4)), S. 348–367.

Heindl, P. und Löschel, A. (2016). Analyse der Unterbrechungen der Stromversorgung nach § 19 Abs. 2 StromGVV – Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH. Abgerufen am 10. Januar 2019 von http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/AnalyseUnterbrechungenStromversorgung2016.pdf.

Heinemann, F. und Grigoriadis, T. (2016). Origins of reform resistance and the Southern European regime, *Empirica*, 43(1), S. 661–691.

Heizspiegel (2019). Heizkosten pro Quadratmeter im Vergleich. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.heizspiegel.de/heizkosten-pruefen/heizkosten-pro-m2-vergleich/.

Hepburn, C. (2017). Make carbon pricing a priority, *Nature Climate Change*, 7, S. 389–390.

Hepburn, C., Mattauch, L., Combet, E., Edenhofer, O., Klenert, D., Rafaty, R. und Stern, N. (2018). Making carbon pricing work for citizens, *Nature Climate Change*, (8), S. 669–677.

Hess, D. J. und Renner, M. (2019). Conservative political parties and energy transitions in Europe: Opposition to climate mitigation policies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104(1), S. 419–428.

Hilpert, J. (2018). Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien. Stiftung Umweltenergierecht.

Hirth, L. und Schlecht, I. (2018). Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets (November 19, 2018), *USAEE Working Paper*, 18–369. Abgerufen am 8. April 2019 von http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3286798.

Hirth, L., Schlecht, I. und Mühlenpfordt, J. (2018). Open Data for Electricity Modeling. An assessment of input data for modeling the European electricity system regarding legal and technical usability. Berlin: Neon Neue Energieökonomik GmbH. Abgerufen am 20. März 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Studien/open-Data-for-electricity-modeling.pdf.

Holm, A. H., Kagerer, F., Maderspacher, C., Sprengard, C., Walberg, D. und Gniechwitz, T. (2011). Wirtschaftlichkeit von Einfamilienhäusern in Niedrigstenergie-Gebäudestandard. Gräfelfing: Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München.

icct (2018a). Diesel-Pkw: Rückgang des Marktanteils bleibt ohne negative Folgen für Klimaschutzziele. Berlin: International Council on Clean Transportation. Abgerufen am 27. März 2019 von https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_Diesel-PKW_briefing_20180130.pdf.

icct (2018b). European Vehicle Market Statistics Pocketbook 2018/19. Berlin: International Council on Clean Transportation. Abgerufen am 27. März 2019 von http://eupocketbook.org/wp-content/uploads/2018/12/ICCT_Pocketbook_2018_Web_PDF.pdf.

icct und tno (2019). From laboratory to road: A 2018 update of official and „real-world" fuel consumption and CO2 values for passenger cars in Europe. Berlin: International Council on Clean Transportation, Netherlands Organisation for Applied Scientific Research. Abgerufen am 20. Mai 2019 von https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/Lab_to_Road_2018_fv_20190110.pdf.

ICEF (2016). Carbon Dioxide Utilization (CO2U) – ICEF Roadmap 1.0. Innovation for Cool Earth Forum. Innovation for Cool Earth Forum. Abgerufen am 25. April 2019 von https://www.icef-forum.org/pdf2018/roadmap/CO2U_Roadmap_ICEF2016.pdf.

ICEF (2017). Carbon Dioxide Utilization (CO2U) – ICEF Roadmap 2.0. Innovation for Cool Earth Forum. Innovation for Cool Earth Forum. Abgerufen am 25. April 2019 von https://www.icef-forum.org/pdf2018/roadmap/ICEF2018_DAC_Roadmap_20181210.pdf.

ICOS Carbon Portal (2019). Global Carbon Budget 2018. ICOS Carbon Portal. Abgerufen am 26. März 2019 von https://www.icos-cp.eu/GCP/2018.

IEA (2018). World Energy Outlook 2018. Paris: International Energy Agency. Abgerufen am 26. April 2019 von http://www.iea.org/weo.

IEA (2019). Tracking Clean Energy Progress - Cooling in buildings. International Energy Agency. Abgerufen am 16. Februar 2019 von https://www.iea.org/tcep/buildings/cooling/.

IFAM (2015). Wirkungen von Förderprogrammen der KfW im Bereich Nichtwohngebäude der Förderjahre 2011 bis 2014. Bremen: Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung. Abgerufen am 29. März 2019 von https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-alle-Evaluationen/Evaluation-Nichtwohngeb%C3%A4ude-2011-bis-2014.pdf.

IMF (2019). Fiscal policies for Paris climate strategies—from principle to practice. International Monetary Fund. Abgerufen am 7. Mai 2019 von https://www.imf.org/en/Publications/Policy-Papers/Issues/2019/05/01/Fiscal-Policies-for-Paris-Climate-Strategies-from-Principle-to-Practice-46826.

Infratest dimap (2018). ARD-Deutschlandtrend. September 2018. Eine Studie zur politischen Stimmung im Auftrag der ARD-Tagesthemen und der Tageszeitung DIE WELT. Gesellschaft für Trend- und Wahlforschung mbH (Infratest dimap). Abgerufen am 10. Januar 2019 von https://www.infratest-dimap.de/fileadmin/user_upload/dt1809_bericht.pdf.

IPCC (2014). Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change.

IPCC (2018). Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Intergovernmental Panel on Climate Change.

ISI, IFAM, ifeu, Prognos und HfWU (2014). Ausarbeitung von Instrumenten zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland auf Grundlage einer Kosten-/Nutzen-Analyse. Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erarbeitung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE). Projekt BfEE 01/2014. Zusammenfassung. Karlsruhe, Bremen, Heidelberg, Berlin, Geislingen: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Prognos AG, Hochschule für Wirtschaft und Umwelt. Abgerufen am 21. März 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/ausarbeitung-von-instrumenten-zur-realisierung-von-endenergieeinsparungen-in-deutschland.pdf.

ISI, IML, PTV, TUHH und MFIVE (2019). Energie- und Treibhausgaswirkungen des automatisierten und vernetzten Fahrens im Straßenverkehr. Karlsruhe, Dortmund, Hamburg: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Fraunhofer-Institut für Materialfluss und Logistik IML, Technische Universität Hamburg-Harburg. Abgerufen am 5. März 2019 von https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccn/2019/energie-treibhausgaswirkungen-vernetztes-fahren.pdf.

ISI, Prognos, Stiftung Umweltenergierecht und ifeu (2019). Evaluierung und Weiterentwicklung des Energieeffizienzfonds - Abschlussbericht. Karlsruhe, Berlin, Würzburg, Heidelberg: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Prognos AG, Stiftung Umweltenergierecht, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Abgerufen am 29. April 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-und-weiterentwicklung-des-energieeffizienzfonds.pdf.

ISI, Consentec und ifeu (2017). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Karlsruhe, Aachen, Heidelberg: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec GmbH, ifeu - Institut für Energie-und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Abgerufen am 10. Januar 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf.

ISI, Consentec und ifeu (2018). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und Auswirkungen der Klimaschutzziele und diesbezüglicher Maßnahmen auf den Energiesektor und den Ausbau der erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Karlsruhe, Aachen, Heidelberg: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec GmbH, ifeu - Institut für Energie-und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Abgerufen am 24. Januar 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html.

ISI, SPRU und DIW (2001). Treibhausgasminderungen in Deutschland und UK: Folge „glücklicher Umstände" oder gezielter Politikmaßnahmen? Ein Beitrag zur internationalen Klimapolitik. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung ISI, Science Policy and Technology Policy Research (SPRU), Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). Abgerufen am 14. Mai 2019 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/2008.pdf.

IW (2017). Der Energiesoli – Alternative Finanzierungsmodelle für die Energiewende. Institut der deutschen Wirtschaft Köln. Abgerufen am 8. Februar 2019 von https://www.iwkoeln.de/fileadmin/publikationen/2017/345006/IW-policy-paper_2017_9_EEG_Finanzierung.pdf.

KBA (2019a). Bestand an Pkw am 1. Januar 2015 nach ausgewählten Kraftstoffarten. Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt. Abgerufen am 7. November 2015 von http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2014_b_umwelt_dusl_absolut.html?nn=663524.

KBA (2019b). Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2017. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html.

Kelm, T., Metzger, J., Fuchs, A.-L., Schicketanz, S., Günnewig, D. und Thylmann, M. (2019). Untersuchung zur Wirkung veränderter Flächenrestriktionen für PV-Freiflächenanlagen – Kurzstudie im Auftrag der innogy SE. von https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Aktuelles/2019/politischer-dialog-pv-freiflaechenanlagen-studie-333788.pdf.

Kempton, W. und Letendre, S. E. (1997). Electric vehicles as a new power source for electric utilities, *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 2(3,157).

Kester, J., Noel, L., de Rubens, G. Z. und Sovacool, B. K. (2018). Promoting Vehicle to Grid (V2G) in the Nordic region: Expert advice on policy mechanisms for accelerated diffusion, *Energy Policy*, 116, 442.

Kesternich, M., Löschel, A. und Ziegler, A. (2014). Negotiating weights for burden sharing rules among heterogeneous parties: Empirical evidence from a survey among delegates in international climate negotiations, *ZEW Discussion Paper*, 14(031).

KfW (2018). KfW-Energiewendebarometer 2018. Frankfurt: KfW Bankengruppe. Abgerufen am 12. Januar 2019 von https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-KfW-Energiewendebarometer/KfW-Energiewendebarometer-2018.pdf.

Kinkartz, S. (2018). Ukraine, Russland, das Gas und die Politik. Deutsche Welle. Abgerufen am 6. März 2019 von https://www.dw.com/de/ukraine-russland-das-gas-und-die-politik/a-44715725.

Kluge, J. (2018). Russlands Staatshaushalt unter Druck. Finanzielle und politische Risiken der Stagnation. SWP-Studie. Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP) Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit. Abgerufen am 6. März 2019 von https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/studien/2018S14_klg.pdf.

Kluitmann, K. (2015). Tabelle mit historischen Brennholzpreisen. Abgerufen am 7. November 2015 von http://brennholzpreise.de/kaminholz-preise-im-chart-und-tabelle.

Kohlenwirtschaft e.V. (2019). Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. Abgerufen am 7. November 2015 von http://www.kohlenstatistik.de/17-0-Deutschland.html.

Kohn, K. und Missong, M. (2003). Estimation of quadratic expenditure systems using German household budget data, *Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik*, (223(4)), S. 421–448.

Koopmann, L. (2018). Die urbane Verkehrwende mit dem Fahrrad im Mittelpunkt. BWV Berliner Wissenschaftsverlag.

Kopernikus-Projekte (2019). Kopernikus-Projekt ENavi. Kopernikus-Projekte. Abgerufen am 7. Mai 2019 von https://www.kopernikus-projekte.de/enavi.

KWSB (2019). Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Abschlussbericht. Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf.

Land Brandenburg (2018). Entschließung des Bundesrates zur Entprivilegierung der Windenergienutzung. 509/18. Potsdam. Abgerufen am 10. Januar 2019 von https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2018/0501-0600/509-18.pdf.

Land Nordrhein-Westfalen (2018). Entwurf eines Gesetzes zur Stärkung der planerischen Steuerung der Windenergienutzung und zur Wiederbelebung der Länderöffnungsklausel zur Vorgabe von Mindestabständen zwischen Windenergieanalgen und zulässigen Nutzungen. 484/18. Abgerufen am 9. Januar 2019 von https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2018/0401-0500/484-18.pdf.

List, J. A. und Gallet, C. A. (2001). What protocol influence disparities between actual and hypothetical stated values?, *Environmental and Resource Economics*, 20(3), S. 241–254.

Löschel, A., Sturm, B. und Vogt, C. (2013). The demand for climate protection – Empirical evidence from Germany, *Economics Letters*, (118(3)), S. 415–418.

Lund, H. und Kempton, W. (2008). Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G, *Energy Policy*, 36(9, 3578).

MAF (2018). Mid-term adequacy forecast 2018. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E).

Mantau, U. (2012). Standorte der Holzwirtschaft – Holzrohstoffmonitoring, Energieholzverwendung in Privaten Haushalten, Marktvolumen und verwendete Holzsortimente. Hamburg.

Mantau, U. und Sörgel, C. (2006). Energieholzverwendung in privaten Haushalten, Marktvolumen und verwendete Holzsortimente – Abschlussbericht. Hamburg.

Mantau, Udo und Mantau, U. (2008). Energieholzverwendung in privaten Haushalten, Marktvolumen und verwendete Holzsortimente – Abschlussbericht. Hamburg: Informationssysteme für Rohstoffe Universität Hamburg, Zentrum Holzwirtschaft.

Marshall, G. und Conway, D. (2018). Guide to communicating carbon pricing. Guide prepared for the Partnership for Market Readiness (PMR) and Carbon Pricing Leadership Coalition (CPLC). Abgerufen am 6. Februar 2019 von http://documents.worldbank.org/curated/en/668481543351717355/pdf/132534-WP-WBFINALonline.pdf.

Martin, R., Muûls, M., de Preux, L. und Wagner, U. (2014). Industry compensation under relocation risk: A firm-level analysis of the EU Emissions Trading Scheme., *American Economic Review*, 104(8), S. 2482–2508.

Martin, R., Muûls, M. und Wagner, U. (2016). The impact of the European Union Emissions Trading Scheme on regulated firms: What is the evidence after ten years?, *Review Environmental Economics and Policy*, 10(1), S. 129–148.

MaStR (2019). Marktstammdatenregister. Abgerufen am 15. Mai 2019 von https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR.

Matschoss, P. und Töpfer, K. (2015). Der EEG-Fonds: Ein ergänzender Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien und Vorbild zukünftiger Infrastrukturfinanzierung? Abgerufen am 8. Februar 2019 von http://publications.iass-potsdam.de/pubman/item/escidoc:914888:3/component/escidoc:914890/IASS_Study_914888.pdf.

MELUND (2019). Land fordert Reform der Energie-Abgaben. MELUND. Abgerufen am 8. Februar 2019 von https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/V/_startseite/Artikel2019/I/190129_pk_eegUmlage.html.

Müller, K., Busch, R., Siebenkotten, L., Niebert, K., Genth, S. und Prall, U. (2017). Initiative – Für eine faire Neuverteilung der Energiewendekosten. Unterstützung und besseres Vorankommen der Energiewende sichern. Abgerufen am 8. Februar 2019 von https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2017/07/12/17-07-13_vzbv_bne_energiepreisinitiative.pdf.

Narayan, P., Smyth, R. und Prasad, A. (2007). Electricity consumption in G7 countries: A panel cointegration analysis of residential demand elasticities, *Energy Policy*, (35(9)), S. 4485–4494.

NEP 2030 (2017). Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017). Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 2. Mai 2017. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Abgerufen am 8. Mai 2019 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2_Entwurf_Teil1.pdf.

NEP 2030 (2019a). Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019). Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 04. Februar 2019. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Abgerufen am 13. Mai 2019 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_1_Entwurf_Teil1_1.pdf.

NEP 2030 (2019b). Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019). Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 15. April 2019. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Abgerufen am 3. Mai 2019 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf.

Nitsch, J. (2018). Auswirkungen einer allgemeinen CO2-Abgabe auf die Energiekosten einzelner Industriebranchen. Abgerufen am 9. Mai 2019 von https://co2abgabe.de/wp-content/uploads/2018/11/201811_Auswirkungen-einer-CO2-Abgabe-auf-die-Industrie_EM.pdf.

Nordhaus, W. D. (2018). Climate change: The ultimate challenge for Economics. Nobel lecture in economic sciences. Abgerufen am 7. Mai 2019 von https://www.nobelprize.org/uploads/2018/10/nordhaus-slides.pdf.

NPE (2018). Nationale Plattform Elektromobilität. Abgerufen am 11. Februar 2019 von http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/themen/ladeinfrastruktur/.

NPM (2019). Wege zur Erreichung der Klimaziele 2030 im Verkehrssektor - Zwischenbericht 03/2019. Nationale Plattform zur Zukunft der Mobilität.

OECD (2016). Effective Carbon Rates: Pricing CO2 through taxes and emissions trading systems. Paris: Organisation for Economic Cooperation and Development. Abgerufen am 7. Mai 2019 von https://www.oecd-ilibrary.org/taxation/effective-carbon-rates_9789264260115-en.

OECD (2018). Effective Carbon Rates 2018: Pricing carbon emissions through taxes and emissions trading. Paris: Organisation for Economic Cooperation and Development. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://doi.org/10.1787/9789264305304-en.

Öko-Institut, Arepo, FFU, Ecologic, Fifo und Ziesing, H. J. (2012). Evaluierung des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Freiburg: Öko-Institut e.V. Abgerufen am 25. April 2019 von https://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nki_evaluierung_langfassung_2012_bf.pdf.

Öko-Institut (2017). Die Umstellung von NEFZ auf WLTP und deren Wirkung auf die Effektivität und die Fortschreibung der CO2-Emissionsstandards nach 2020. Freiburg: Öko-Institut e.V. Abgerufen am 18. März 2019 von https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Umstellung-WLTP-zu-NEFZ.pdf.

Öko-Institut (2018a). Abschätzung des erforderlichen Zukaufs an Annual Emission Allowances bis 2030. Sabine Gores und Jakob Graichen. Freiburg: Öko-Institut e.V. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Abschaetzung-des-Zukaufs-von-AEA-bis-2030.pdf.

Öko-Institut (2018b). Dem Ziel verpflichtet. CO2-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland. Freiburg: Öko-Institut e.V. Abgerufen am 8. Februar 2019 von http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Studie_Kohleausstieg_CO2_Mindestpreise.pdf.

Öko-Institut, ISI, Ziesing, H. J. und Johann Heinrich von Thünen-Instituts (2018). Verbesserung der methodischen Grundlagen und Erstellung eines Treibhausgasemissionsszenarios als Grundlage für den Projektionsbericht 2017 im Rahmen des EU Treibhausgasmonitorings („Politikszenarien VIII“). Freiburg, Karlsruhe: Öko-Institut e.V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.

Öko-Institut (2019). Die Deutsche Kohle-Verstromung bis 2030. Freiburg: Öko-Institut e.V. Abgerufen am 15. März 2019 von https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Deutsche-Kohleverstromung-bis-2030.pdf.

Öko-Institut, ISI, Prognos, M-Five, IREES und FiBL (2019). Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. Freiburg, Karlsruhe, Berlin, Frankfurt: Öko-Institut e.V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Prognos AG, REES GmbH, FiBL, M-FIVE GmbH. Abgerufen am 4. Januar 2019 von https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Folgenabschaetzung-Klimaschutzplan-2050-Endbericht.pdf.

Öko-Institut, Fraunhofer ISI, Prognos, M-Five, IREES und FiBL (ohne Datum). Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. Abgerufen am 8. Januar 2019 von https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Folgenabschaetzung-Klimaschutzplan-2050-Endbericht.pdf.

Öko-Institut und ifeu (2018). Komponentenzerlegung energiebedingter Treibhausgasemissionen mit Fokus auf dem Ausbau erneuerbarer Energien Teilbericht 3: Dekomposition der energiebedingten THG-Emissionen Deutschlands. Freiburg; Heidelberg: Öko-Institut e.V., ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH.

Öko-Institut und ISI (2015). Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Freiburg, Karlsruhe: Öko-Institut e.V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Abgerufen am 5. März 2019 von https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf.

Öko-Institut und Prognos (2018). Evaluierung der Emissionsminderungen der Braunkohle-Sicherheits-Bereitschaft. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Freiburg, Berlin: Öko-Institut e.V., Prognos AG. Abgerufen am 17. Mai 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/evaluierung-der-emissionsminderungen-der-braunkohle-sicherheits-bereitschaft.pdf.

Palmer, G. (2018). Australia's hydrogen future – A research report. Energy Transition Hub. Abgerufen am 24. Januar 2019 von https://www.energy-transition-hub.org/files/resource/attachment/energy_hub_h2_20181214.pdf.

Petrick, S. und Wagner, U. J. (2014). The impact of carbon trading on industry: Evidence from German manufacturing firms. No. 1912. Kiel: Institute for the World Economy (IfW). Abgerufen am 6. Februar 2018 von https://www.econstor.eu/handle/10419/94357.

PLEF (2018). SG2 Generation Adequacy Assessment 2018. Pentalateral Energy Forum.

Power-to-X Allianz (2019). Ein Markteinführungsprogramm für Power to X-Technologien.

Prognos, ISI, GWS und iinas (nicht veröffentlicht). Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgenabschätzungen 2030. Berlin, Köln, Osnabrück: Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH, Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien.

Prognos und ISI (unveröffentlicht). Wirkung der Maßnahmen der Bundesregierung innerhalb der Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung: Zielerreichung 2020. Aktualisierung der Berechnungen 2019 (Kurzbericht). Berlin, Karlsruhe: Prognos AG, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.

Prognos, ISI und GWS (2017). Klimafreundliche & soziale Ausgestaltung einer Reform der Energiesteuer im Wärmemarkt. Berlin, Köln, Osnabrück: Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH. Abgerufen am 4. April 2019 von https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/20170920-prognos_Transformation_Energiesteuer_170918_1_.pdf.

PWC (2017). Evaluation der Energieeinsparberatung und Energie-Checks der Verbraucherzentralen. Evaluation der Energieeinsparberatung und Energie-Checks der Verbraucherzentralen. Im Auftrag des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Frankfurt: PricewaterhouseCoopers GmbH. Abgerufen am 3. Mai 2019 von https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bundesamt/evaluation_energiesparberatung_energiechecks.html.

RE100 (2018a). RE100 Progress and Insights Annual Report. Abgerufen am 21. Mai 2019 von http://media.virbcdn.com/files/fd/868ace70d5d2f590-RE100ProgressandInsightsAnnualReportNovember2018.pdf.

RE100 (2018b). RE100 Technical Criteria. Abgerufen am 21. Mai 2019 von http://media.virbcdn.com/files/73/4c55f6034585b02f-RE100TechnicalCriteria.pdf.

Renn, O. (2015). Aspekte der Energiewende aus sozialwissenschaftlicher Perspektive, *Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft*.

Rhein-Neckar-Zeitung (2018). Den Turbinen fehlt das Wasser. Rhein-Neckar-Zeitung GmbH. Abgerufen am 10. Januar 2019 von https://www.rnz.de/nachrichten/region_artikel,-kraftwerke-am-neckar-den-turbinen-fehlt-das-wasser-_arid,395372.html.

Ricke, K., Drouet, L., Caldeira, K. und Tavoni, M. (2018). Country-level social cost of carbon, *Nature Climate Change*, (8), S. Nature Climate Change.

Rogelj, J. *et al.* (2018). Mitigation pathways compatible with 1.5°C in the context of sustainable development. In: Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Intergovernmental Panel on Climate Change.

RWI (2018). Schwindende Akzeptanz für die Energiewende? Ergebnisse einer wiederholten Bürgerbefragung, *RWI Diskussionspapier*, 124.

Sandbag (2018). Climate of Cooperation – Why countries need to cooperate to cut ESR emissions cost-effectively. Abgerufen am 30. April 2019 von https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2018/04/Climate-of-Cooperation-ESR-report-Sandbag-March-2018.pdf.

Schaufenster Elektromobilität (2015). Rechtliche Rahmenbedingungen für Ladeinfrastruktur im Neubau und Bestand. Ergebnispapier der Begleit- und Wirkungsforschung. Dr. Bertram Harendt, Deutsches Dialog Institut GmbH, RA Christian A. Mayer, Noerr LLP München.

Scheer, D., Konrad, W., Renn, O. und Scheel, O. (2014). Energiepolitik unter Strom. Alternativen der Stromerzeugung im Akzeptanztest. München: Oekom-Verlag.

Schulte, I., Hart, D. und van der Vorst, R. (2004). Issues affecting the acceptance of hydrogen fuel. *International Journal of Hydrogen Energy*, 29, S. 677–685.

Schweizer, P., Renn, O., Köck, W., Bovet, J., Benighaus, C., Scheel, O. und Schröter, R. (2014). Public participation for infrastructure planning in the context of the German „Energiewende“, *Utilities Policy*, 43(B), S. 206–209.

Schweizer-Ries, P. (2008). Energy sustainable communities: Environmental psychological investigations, *Energy Policy*, 36, S. 4126–4135.

Schwirplies, C. (2018). Citizens’ acceptance of climate change adaptation and mitigation: A survey in China, Germany, and the U.S, *Ecological Economics*, 145, S. 308–322.

Senatsverwaltung Berlin (2018). Berliner Mobilitätsgesetz. Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz Berlin. Abgerufen am 5. März 2019 von https://www.berlin.de/senuvk/verkehr/mobilitaetsgesetz/.

Setton, D., Matuschke, I., Tomala, J., Toth-Feher, N. und Wolf, I. (2019). Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2018. Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS).

Setton, D., Matuschke, I. und Renn, O. (2017). Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2017. Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS).

SINTEG-V (2017). Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“. SINTEG-V. Abgerufen am 7. Mai 2019 von https://www.gesetze-im-internet.de/sinteg-v/SINTEG-V.pdf.

Söfker, D. W. (2018). 20 Jahre Erfahrungen mit der privilegierten Zulässigkeit von Windenergieanlagen im Außenbereich. Fachagentur Windenergie an Land, S. 24.

S&P (2019). RRA Regulatory Focus Corporate Renewables in the United States. S&P Global Market Intelligence.

Spence, A., Poortinga, W., Butler, C. und Pidgeon, N. F. (2011). Perceptions of global climate change and willingness to save energy related to flood experience, *Nature Clim. Change.*, (1), S. 46–49.

statista (2019). Anzahl der Tankstellen in Deutschland von 1950 bis 2019. Hamburg: Statista GmbH. Abgerufen am 14. Mai 2019 von https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2621/umfrage/anzahl-der-tankstellen-in-deutschland-zeitreihe/.

Stede, J. (2019). Energy efficiency networks – do they work? Evidence from German plant-level data. Präsentation auf der EAERE-ETH Winter School am 29. Januar 2019. Ascona, Schweiz. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Abgerufen am 8. Mai 2019 von https://www.diw.de/documents/vortragsdokumente/220/diw_01.c.617928.de/v_2019_stede_energy_eth.pdf.

Sterner, M. (2017). Notwendigkeit und Chancen für Power-to-X-Technologien. Energiewirtschaftliches Kurzgutachten im Auftrag von aireg, Audi, DVGW, DWV, ontras, performing energy, uniper. Institut für Energiespeicher IFES. Abgerufen am 24. Januar 2019 von https://www.uniper.energy/storage/sites/default/files/2017-12/2017_okt_energiewirtschaftliches_kurzgutachten_fur_ptx-allianz.pdf.

Stifterverband (2019). Forschung und Entwicklung in der Wirtschaft 2017. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.stifterverband.org/fue-facts-2017.

Stiftung Umweltenergierecht (2018). Ausbau der Windenergie: Ein Schritt vor, zwei Schritte zurück. Abgerufen am 9. Januar 2019 von https://stiftung-umweltenergierecht.de/e-letter/e-letter-dezember-2018/ausbau-der-windenergie/.

Stockinger, V. (2016). Energie+-Siedlungen und -Quartiere: Definition, Planung, Betrieb, Nutzung, Bilanzierung und Bewertung. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.

Stoll, J. (2018). Klimaschutz: Windenergieanlagen weiterhin privilegieren, *Umweltbundesamt*. Abgerufen am 29. Januar 2019 von http://www.umweltbundesamt.de/themen/klimaschutz-windenergieanlagen-weiterhin.

Stromnetz Berlin (2019). Hinweise für Ladeeinrichtungen (Wallboxen) für Elektrofahrzeuge in Einzelgaragen. Abgerufen am 2. April 2019 von https://www.stromnetz.berlin/globalassets/dokumente/anschluss/hinweise-zur-anmeldung-einer-ladeeinrichtung.pdf.

Tageszeitung (2018). Zu heiß zum Kühlen. taz Verlags u. Vertriebs GmbH. Abgerufen am 10. Januar 2019 von http://www.taz.de/!5524732/.

TFZ (2019). TFZ-Brennholzpreisindex. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe.

Thomson Reuters (2018a). Carbon Market Monitor - November Wrap Up.

Thomson Reuters (2018b). Carbon Market Monitor - October Wrap Up.

Tol, R. S. J. (2018). The Economic Impacts of Climate Change. Review of Environmental Economics and Policy, *Review Environmental Economics and Policy*, 12(1), S. 4–25.

Tröltzsch, J., Görlach, B., Lückge, H., Peter, M. und Sartorius, C. (2012). Kosten und Nutzen von Anpassungsmaßnahmen an den Klimawandel - Analyse von 28 Anpassungsmaßnahmen in Deutschland. Umweltbundesamt. Abgerufen am 2. Mai 2019 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4298.pdf.

UBA (2014). Einfluss des Abstands zwischen Windenergieanlagen und Wohnbauflächen auf das Potenzial der Windenergie an Land. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

UBA (2016). Klimaschonende Klimatisierung (Heizen und Kühlen) mit natürlichen Kältemitteln - Konzepte für Nichtwohngebäude mit Serverräumen/Rechenzentren. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Abgerufen am 16. April 2019 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_18_2016_klimaschonende_klimatisierung_0.pdf.

UBA (2017). Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 – 2015. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.umweltbundesamt.de/dokument/nationale-trendtabellen-fuer-die-deutsche-2.

UBA (2018a). Alternative Finanzierungsoptionen für erneuerbare Energien im Kontext des Klimaschutzes und ihrer zunehmenden Bedeutung über den Stromsektor hinaus. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Abgerufen am 8. Februar 2019 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-07-17_climate-change_20-2018_alternative-finanzierungsoptionen-ee_0.pdf.

UBA (2018b). Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten – Kostensätze. Auf Grundlage der Ergebnisse des Forschungsprojekts „Methodenkonvention 3.0 – Weiterentwicklung und Erweiterung der Methodenkonvention zur Schätzung von Umweltkosten“. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Abgerufen am 10. Januar 2019 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-12-05_methodenkonvention-3-0_kostensaetze.pdf.

UBA (2019a). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, S. 29. Abgerufen am 20. Mai 2019 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-10_cc_10-2019_strommix_2019.pdf.

UBA (2019b). Klimabilanz 2018: 4,5 Prozent weniger Treibhausgasemissionen. Umweltbundesamt legt erste detaillierte Schätzung vor. Gemeinsame Pressemitteilung vom Umweltbundesamt und dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Abgerufen am 4. April 2019 von https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/klimabilanz-2018-45-prozent-weniger.

UBA (2019c). Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. Umweltbundesamt. Abgerufen am 21. Mai 2019 von https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen.

Uhlig, R. (2017). Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen. Dissertation. Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal. Abgerufen am 3. April 2019 von http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-7328/de1704.pdf.

UM BaWü (2019). Verwaltungsvorschrift des Umweltministeriums über die Förderung der seriellen Sanierung von Wohngebäuden. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Abgerufen am 15. April 2019 von https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Beratung_und_Information/190207_VwV_Serielle_Sanierung_GABLBW.pdf.

ÜNB (2019). Veröffentlichungen zur Marktprämie nach § 73 Abs. 3 EEG in Verbindung mit Anlage 1 Nr. 3 EEG. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Abgerufen am 21. Mai 2019 von www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie.

Untersteller, F. (2019). Energiewende reloaded: Strompreise senken, CO2 einen Preis geben. Abgerufen am 8. Februar 2019 von https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Pressemitteilungen/2019/190131_EEG_Umlage.pdf.

Upham, P., Oltra, C. und Boso, A. (2015). Towards a cross-paradigmatic framework of the social acceptance of energy systems, *Energy Research & Social Science*, 8, S. 100–112.

VCI (2017). Argumente für eine Haushaltsfinanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland. Verband der Chemischen Industrie e.V. Abgerufen am 26. Februar 2019 von https://www.vci.de/themen/energie-klima-rohstoffe/eeg-re-form/auf-tauglichkeit-pruefen/argumente-fuer-eine-haushaltsfinanzierung-des-ausbaus-erneuerba-rer-energien-in-deutschland-energiewende.jsp.

VDE (2019). Wir brauchen klare Spielregeln, damit Kunden jederzeit und überall laden können. Onlineartikel vom 28.01.2019. Frankfurt: Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. Abgerufen am 8. März 2019 von https://www.vde.com/topics-de/mobility/aktuelles/spielregeln-fuer-elektromobilitaet-gefordert-interview.

VDV (2019). Bundesrat macht den Weg frei für GVFG-Erhöhung. Pressemeldung. Köln: Verband Deutscher Verkehrsunternehmen. Abgerufen am 6. Mai 2019 von https://www.lok-report.de/news/deutschland/verkehr/item/10075-vdv-bundesrat-macht-den-weg-frei-fuer-gvfg-erhoehung.html.

Vogl, V., Åhman, M. und Nilsson, L. J. (2018). Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking, *Journal of Cleaner Production*, 203, S. 736–745.

Voigtländer, M. (2018). Die Modernisierungsumlage zwischen Investitionshemmnis und Mieterüberforderung, 11/2018. Abgerufen am 16. April 2019 von http://hdl.handle.net/10419/180213.

Vonovia (2018). Operatives Ergebnis im Berichtszeitraum gesteigert; Vonovia geht auf Mieter zu und passt ab 2019 Modernisierungsstrategie an: Keine umfassenden energetischen Modernisierungen, die Mieter mehr als 2 € pro Quadratmeter kosten. Presseinformation. Abgerufen am 23. April 2019 von https://www.vonovia.de/ueber-vonovia/presse/neun-monats-ergebnisse-2018.

Wagner, C. (2019). Integration und Bewertung der Spitzenkappung als Planungsgrundsatz zur wirtschaftlichen Netzentwicklung in Mittelspannungsnetzen. Dissertation.

WEC (2018). Internationale Aspekte einer Power-to-X Roadmap (Zusammenfassung). Weltenergierat. Abgerufen am 7. Mai 2019 von https://www.weltenergierat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018_WEC_Germany_PTXroadmap_Zusammenfassung_deutsch.pdf.

WindEurope (2019). Financing and investment trends: The European wind industry in 2018. Abgerufen am 6. Mai 2019 von https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Financing-and-Investment-Trends-2018.pdf.

WindGuard (2014). Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020. Deutsche WindGuard GmbH.

WindNODE (2018). New Flexibility Options. Abgerufen am 11. Februar 2019 von https://www.wind-node.de/en/workstreams/new-flexibility-options.

Winkler, J. *et al.* (2016). Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien – Eigenversorgung mit Strom. Analyse der Wirkungen und Szenarien für die zukünftige Entwicklung. Abgerufen am 7. Juni 2017 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukunftswerkstatt-erneuerbare-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Zanchi, R., Port, M. und Miller, N. (2017). Dutch Wind Consortium: Successful Aggregation of Corporate Renewables Buyers in Europe. Business Renewables Center - Rocky Mountain Institute.

Zeit Online (2018). Frankreich schaltet Atomreaktoren wegen Hitze ab. ZEIT ONLINE GmbH. Abgerufen am 10. Januar 2019 von https://www.zeit.de/politik/ausland/2018-08/atomkraftwerk-edf-frankreich-abschalten-energiekonzern.

14 Verzeichnisse: Abbildungen, Tabellen und Boxen

14.1 Abbildungen

Zusammenfassung

Abbildung Z-1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei einzelnen Energiewendezielen... Z-3

Abbildung Z-2: Erforderliche Veränderung des Endenergieverbrauchs durch Energieeffizienz und erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030 einschließlich des Imports von regenerativen Brenn- und Kraftstoffen, Einschätzung zu den Flexibilitäten (Pfeile) sowie Referenzentwicklung im NECP Z-11

Abbildung Z-3: Kohleausstiegspfade: Referenzentwicklung und Ausstiegsempfehlungen der „Kohlekommission“ Z-15

Abbildung Z-4: Entwicklung und Wirkung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2030 gegenüber 2015 in Mio. t CO_2 ..... Z-16

Abbildung Z-5: Entwicklung der Energieeffizienz in einzelnen Endenergieverbrauchssektoren vom Zielbasisjahr 2008 bis 2017..... Z-18

Abbildung Z-6: Entwicklung und Wirkung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Emissionen zur Wärmebereitstellung in privaten Haushalten, GHD und Industrie im Jahr 2030 ggü. 2015 in Mio. t CO_2..... Z-19

Abbildung Z-7: Entwicklung und Wirkung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Emissionen im Verkehr im Jahr 2030 gegenüber 2015 in Mio. t CO_2 ..... Z-21

Abbildung Z-8: Ursprungspfad und angepasster Ausbaupfad des Netzausbaus nach EnLAG und BBPlG (Stand Dezember 2018) Z-22

Abbildung Z-9: Anteil der Letztverbraucherausgaben am Bruttoinlandsprodukt..... Z-25

Stellungnahme

Abbildung 1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei einzelnen Energiewendezielen..... 3

Abbildung 2: Wichtige Dimensionen der Akzeptanz..... 25

Abbildung 3: Zeitlicher Verlauf der Treibhausgasemissionen in verschiedenen Szenarien und prozentuale Minderung gegenüber 1990 33

Abbildung 4: Sektorale Emissionen 2030 nach Studien und Szenarien sowie Sektorziele des Klimaschutzplans 2050 34

Abbildung 5: Erforderliche Veränderung des Endenergieverbrauchs durch Energieeffizienz und erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030 einschließlich des Imports von regenerativen Brenn- und Kraftstoffen, Einschätzung zu den Flexibilitäten (Pfeile) sowie Referenzentwicklung nach dem Entwurf des NECP der Bundesregierung 37

Abbildung 6: Entwicklung und Wirkung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2030 gegenüber 2015 in Mio. t CO_2 39

Abbildung 7: Entwicklung und Wirkung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Emissionen zur Wärmebereitstellung in privaten Haushalten, GHD und Industrie im Jahr 2030 ggü. 2015 in Mio. t CO_2 40

Abbildung 8: Entwicklung und Wirkung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Emissionen im Verkehr im Jahr 2030 gegenüber 2015 in Mio. t CO_2 42

Abbildung 9: 2,0°C-Ziel-kompatible Carbon Budgets und sektorale Reduktionspfade für Deutschland 48

Abbildung 10: Sektorale THG-Emissionen im Jahr 2050 (sowie Vergleich zum Basisjahr 2015) 53

Abbildung 11: Dekomposition der Treiber energetischer Emissionen im Gesamtsystem 2015-2050 54

Abbildung 12: Private und öffentliche Ausgaben für Energieforschung und Innovation in Deutschland im Jahr 2014[1)] 71

Abbildung 13: Anteil privater und öffentlicher Ausgaben für Energieforschung und Innovation in Deutschland an den europäischen Ausgaben 2014[1)] 72

Abbildung 14: Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2017 und Ziele für 2020 und 2030 74

Abbildung 15: Entwicklung der CO_2-Emissionen in Deutschland von 2005 bis 2017 nach Endenergiesektoren 77

Abbildung 16: Ergebnisse der Evaluierung des Energieeffizienzfonds hinsichtlich der maßnahmen- bezogenen Minderung der THG-Emissionen für das Jahr 2017 79

Abbildung 17: Entwicklung der monatlichen Emissionszertifikatspreise auf dem EEX-Spotmarkt von 2008 bis 2018 83

Abbildung 18: Entwicklung der Emissionen in verschiedenen Szenarien im Vergleich zur Zuteilung unter der Lastenteilungsentscheidung (LTE) und der Klimaschutzverordnung (KSV) 86

Abbildung 19: Entwicklung der Struktur der Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 – 2018 88

Abbildung 20: Kohleausstiegspfade: Referenzentwicklung und Ausstiegsempfehlungen der „Kohlekommission“ 91

Abbildung 21: Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch 97

Abbildung 22: Gegenüberstellung Stromerzeugung und Verbrauch in Deutschland im Zeitraum vom 02.03.2019 bis zum 18.03.2019 100

Abbildung 23: Marktwerte für PV und Wind Onshore sowie Zuschlagswerte der Auktionen 107

Abbildung 24: Weltweites Volumen grüne PPAs 108

Abbildung 25: Marktvolumen Wind PPAs in Europa 109

Abbildung 26: Kumulierte Kapazität von Wind Onshore und PV Anlagen mit auslaufender EEG Förderung zwischen 2021 und 2033 111

Abbildung 27: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2017 und Ziele bis 2020 und 2050 114

Abbildung 28: Entwicklung der Endenergieeffizienz in Deutschland von 1990 bis 2017 und Ziele für 2020 und 2030 115

Abbildung 29: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Deutschland von 2008 bis 2017 nach Sektoren – Ursprungswerte und temperaturbereinigte Werte ... 116

Abbildung 30: Entwicklung der Energieeffizienz in einzelnen Endenergieverbrauchssektoren vom Zielbasisjahr 2008 bis 2017 ... 117

Abbildung 31: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Endenergieproduktivität in Deutschland von 2008 bis 2030 im Referenzszenario und bei einem zielentsprechenden Pfad ... 118

Abbildung 32: Entwicklung bei der Zahl der Gründungen von Energieeffizienznetzwerken ... 121

Abbildung 33: Fördervolumen für die im Rahmen des Energieeffizienzfonds behandelten Maßnahmen ... 125

Abbildung 34: Ergebnisse der Evaluierung des Energieeffizienzfonds: Minderung des Endenergieverbrauchs 127

Abbildung 35: Ergebnisse der Evaluierung des Energieeffizienzfonds: Reduktion des Primärenergieverbrauchs ... 128

Abbildung 36: Entwicklung des temperaturbereinigten Wärmebedarfs (und Ursprungswerte) im Vergleich zum 2020 und 2030 Ziel ... 132

Abbildung 37: Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach AGEE-Stat und BREG-Monitoring- bzw. Fortschrittsberichten ... 135

Abbildung 38: Holzverbrauch der Privaten Haushalte nach AGEE-Stat und BREG-Monitoring- bzw. Fortschrittsberichte ... 136

Abbildung 39: Entwicklung der absoluten Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien für Wärme und Kälte in TWh real und nach NREAP nach Einzeltechnologien ... 137

Abbildung 40: Endenergieverbrauch und CO_2-Emissionen im Verkehr von 1990 bis 2017 sowie Ziele für 2020 (Endenergieverbrauch) und 2030 (Treibhausgasemissionen) ... 144

Abbildung 41: Entwicklung der Struktur des Energieverbrauchs im Verkehr von 2005 bis 2017 nach Energieträgern ... 145

Abbildung 42: Veränderung der Personenverkehrsleistung auf der Straße, Schiene und mit Bussen zwischen 2015 und 2030 ... 153

Abbildung 43: Veränderung der Güterverkehrsleistung auf der Straße, Schiene und in der Binnenschifffahrt zwischen 2015 und 2030 ... 154

Abbildung 44: Anzahl an PKW in 2015, im Referenzszenario und im 2030 Zielpfad ... 156

Abbildung 45: Anzahl an LKW (<3,5t) in 2015, im Referenzszenario und im 2030 Zielpfad (in Mio.) ... 157

Abbildung 46: Anzahl an LKW (>3,5t) in 2015, im Referenzszenario und im 2030 Zielpfad (in 10.000) ... 158

Abbildung 47: Öffentliche Ladepunkte in Deutschland (Stand Dezember 2018) und Ausbauziel für 2020 ... 161

Abbildung 48: Zeitdauer des Ladens von Elektroautos mit unterschiedlichen Ladekapazitäten ... 162

Abbildung 49: Energieflüsse und resultierende energetische Wirkungsgrade verschiedener Antriebs- und Kraftstoffpfade für Pkw bezogen auf die Einsatzenergie Strom (Energie am Rad). ... 165

Abbildung 50: Investitionen in die Netzinfrastruktur ... 170

Abbildung 51: Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG ... 171

Abbildung 52: Ursprungspfad und angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach BBPlG 172

Abbildung 53: Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen 174

Abbildung 54: Entwicklung der Kosten für das Netzengpassmanagement 175

Abbildung 55: Abgeregelte EEG-Energiemengen im Rahmen des Einspeisemanagements 176

Abbildung 56: Entwicklung der Einspeisereduzierungen zur Behebung von Netzengpässen 177

Abbildung 57: Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten (Stand: Herbst 2018) 183

Abbildung 58: Anteile der Ausgabenelemente im Elektrizitätsbereich am Bruttoinlandsprodukt 191

Abbildung 59: Letztverbraucherausgaben nach der Erhebung „Stromabsatz und Erlöse“ 192

Abbildung 60: Änderungen der Positionen Netzentgelte sowie Erzeugung u. Vertrieb (Residuum) durch die neue Datenbasis 193

Abbildung 61: Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr in Mrd. Euro (ohne MwSt.) 194

Abbildung 62: Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Mrd. Euro (ohne MwSt.) 197

14.2 Tabellen

Zusammenfassung

Tabelle Z-1: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2020/2022 ..... Z-5

Tabelle Z-2: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren Z-6

Tabelle Z-3: Ausgewählte Sektorkopplungstechnologien im Jahr 2050 ..... Z-13

Tabelle Z-4: Ausgewählte Ergebnisse zur Versorgungssicherheit für die Länder der „Penta-Region“ Z-24

Tabelle Z-5: Haushalte: Wirkung eines CO_2-Preises von 50 Euro/t CO_2 bei gleichzeitiger Entlastung beim Strompreis (Berechnungen als Anteil am Nettoeinkommen) Z-27

Stellungnahme

Tabelle 1: Lesehilfe zur Stellungnahme der Expertenkommission vi

Tabelle 2: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2020/2022 5

Tabelle 3: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren 6

Tabelle 4: Anmerkungen zu den im Energiekonzept (September 2010) quantifizierten Ziele 10

Tabelle 5: Anmerkungen zu den weiteren von der Expertenkommission vorgeschlagenen Indikatoren 10

Tabelle 6: Fragen im Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer 22

Tabelle 7: Zusammenfassende Bewertung der Akzeptanz 23

Tabelle 8: Übersicht der betrachteten Szenarien ... 32

Tabelle 9: Vergleich verschiedener Szenarien mit quantitativen Zielen der Energiewende für das Jahr 2030 ... 35

Tabelle 10: Mit verschiedenen Temperatur-Zielen kompatible globale Carbon Budgets ... 47

Tabelle 11: Auswahl wichtiger gegenwärtiger und zukünftiger Technologieoptionen ... 50

Tabelle 12: Annahmen zu ausgewählten makroökonomischen Größen, CO_2- und Brennstoffpreisen in 2050 ... 51

Tabelle 13: Nettostromerzeugung im Jahr 2050 nach Szenarien ... 55

Tabelle 14: Aktuelle Szenarien für den Endenergieverbrauch von Gasen in Deutschland ... 61

Tabelle 15: Potenziale des Einsatzes stofflicher PtX-Produkte auf Basis der Verbräuche in 2016 ... 65

Tabelle 16: Ausgewählte Sektorkopplungstechnologien im Jahr 2050 ... 66

Tabelle 17: THG-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2017 nach Quellgruppen ... 75

Tabelle 18: Struktur der THG-Emissionen nach emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen (ETS) und Non-ETS-Sektoren ... 76

Tabelle 19: Bisher quantifizierte Wirkungen der NAPE-Maßnahmen hinsichtlich der Emissionsreduktion in den Jahren 2016 und 2017 ... 78

Tabelle 20: Beitrag zur THG-Emissionsminderung im Jahr 2020 nach ursprünglicher Schätzung und nach aktueller gutachterlicher Schätzung ... 80

Tabelle 21: Entwicklung der gesamten THG-Emissionen nach Quellbereichen (1990-2030) ... 81

Tabelle 22: Kumuliertes Zertifikatsdefizit in Abhängigkeit der zukünftigen Entwicklung der nicht-ETS-Emissionen und voraussichtlich entstehende Kosten durch Zukauf ... 85

Tabelle 23: Kumuliertes Zertifikatsdefizit in der Erfüllungsperiode der Klimaschutzverordnung (2021-2030) in Abhängigkeit der zukünftigen Entwicklung der nicht-ETS Emissionen und unter Berücksichtigung der Anrechnung von negativen LULUCF-Emissionen ... 87

Tabelle 24: Szenarien für den Netzentwicklungsplan 2019 - 2030 ... 89

Tabelle 25: Kohlekraftwerkskapazitäten im Jahr 2030: Referenzentwicklungen und Ziel-Szenarien ... 90

Tabelle 26: Bandbreite des erforderlichen Zubaus für das Erreichen des 65 %-Ziels nach Technologien in GW ... 98

Tabelle 27: Wirkungen der NAPE-Maßnahme und Programme auf Grundlage der Beschlüsse der Parteivorsitzenden der Koalition aus CDU, CSU und SPD vom 01. Juli 15 (soweit quantifiziert) 120

Tabelle 28: Indikatoren zur Bewertung der zum Energieeffizienzfonds evaluierten Maßnahmen ... 126

Tabelle 29: Effekte von den Bruttowirkungen zu den Nettowirkungen der Maßnahmen ... 127

Tabelle 30: Fördereffizienz ausgewählter Maßnahmen des Energieeffizienzfonds bezogen auf die bewirkte Minderung der Treibhausgasemissionen und des Endenergieverbrauchs ... 129

Tabelle 31: Entwicklung von Energieverbrauch und THG-Emissionen im Verkehr nach dem Projektionsbericht 2017 und dem Entwurf des Nationalen Energie- und Klimaplans 2018 ... 148

Tabelle 32: Zielkorridore für die wichtigsten Kenngrößen in den 6 Handlungsfeldern der AG1 151

Tabelle 33: Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien des NEP 2030 (2019) 185

Tabelle 34: Ausgewählte Ergebnisse zur Versorgungssicherheit des MAF-Studien für die Länder der „Penta-Region“ 186

Tabelle 35: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität 190

Tabelle 36: Wertmäßiges Bauvolumen im Bestand 196

Tabelle 37: Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz im Wärmemarkt 198

Tabelle 38: Aktuelle Vorschläge (Auswahl) für eine Energiepreisreform in Deutschland 202

Tabelle 39: Haushalte: Wirkung eines CO_2-Preises von 50 Euro/t CO_2 bei gleichzeitiger Entlastung beim Strompreis 210

Tabelle 40: Haushalte: Wirkung eines CO_2-Preises von 30 Euro/t CO_2 bei gleichzeitiger Entlastung beim Strompreis als Anteil an den Energiekosten bzw. am Nettoeinkommen 212

Tabelle 41: Unternehmen: Wirkung eines CO_2-Preises von 40 Euro/t CO_2 bei gleichzeitiger Entlastung beim Strompreis 214

Tabelle 42: Anforderungen an eine erfolgreiche Implementierung von Energiepreisreformen 215

14.3 Boxen

Box 1: Politikökonomie von Reformen 16

Box 2: Szenarienanalyse 31

Box 3: Elektrische Fahrzeuge als mobiler Batteriespeicher 180

Box 4: Datenverfügbarkeit und Transparenz im Strommarkt 187

Gesamtherstellung: H. Heenemann GmbH & Co. KG, Buch- und Offsetdruckerei, Bessemerstraße 83–91, 12103 Berlin, www.heenemann-druck.de
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlag GmbH, Postfach 10 05 34, 50445 Köln, Telefon (02 21) 97 66 83 40, Fax (02 21) 97 66 83 44, www.betrifft-gesetze.de
ISSN 0722-8333