

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

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 CO₂-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 Kaltenecker 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, Maiko 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

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 Fortschrittsberichts	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
Netzinfrastuktur	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

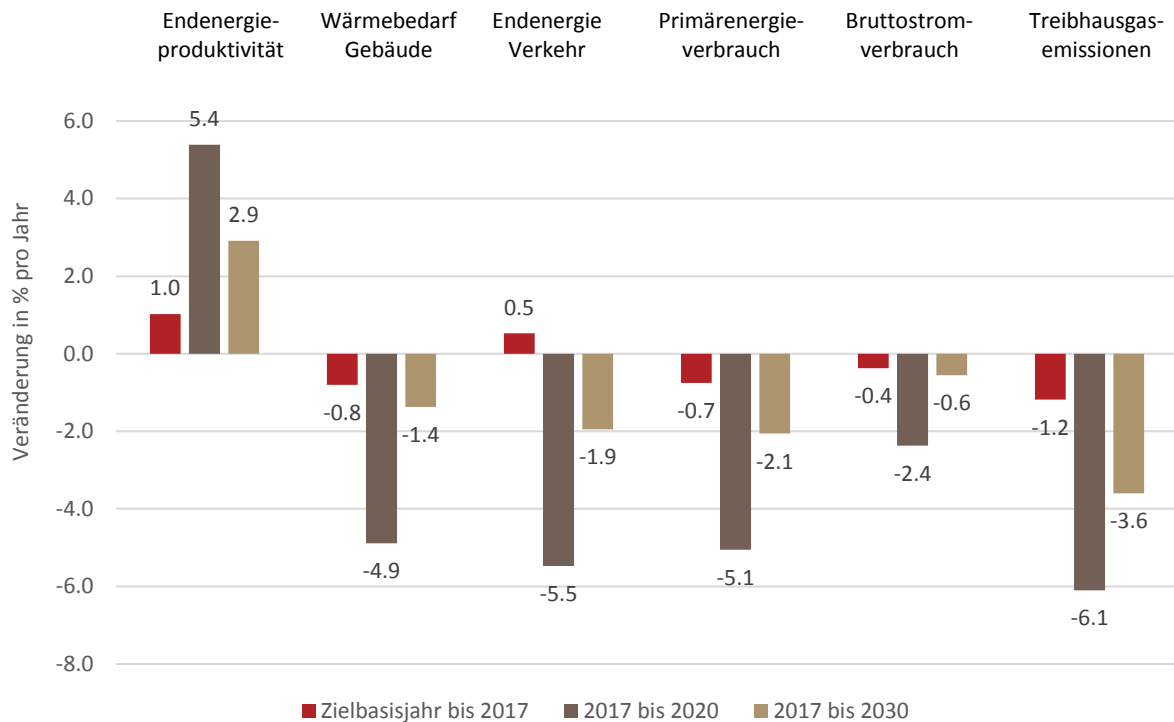
Stand der Energiewende

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 beigelegt 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 Klimaplan (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 CO₂-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 CO₂-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 Gebäudereich 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 % bzw. insgesamt um nur 27,5 % 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 erkennt 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 CO₂ gelingen (vgl. Kapitel 12).

Abbildung Z-1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei einzelnen Energiewendezielen

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGE (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

Tabelle Z-2: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren

Klimaschutz	<p>Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel) ●</p> <p><u>Messgröße:</u> Die gesamten ausgestoßenen Treibhausgasemissionen [Mio. t CO₂-Äquivalente] <u>Zielsetzung:</u> 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] <u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung <u>Status quo 2017:</u> 907 Mio. t CO₂-Äquivalente</p>	
	<p>Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb (Leitindikator bzw. Oberziel) ●</p> <p><u>Messgröße:</u> Anzahl der Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb [Anzahl der Anlagen] <u>Zielsetzung:</u> 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] <u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung <u>Status quo Mai 2019:</u> 7 Anlagen</p>	
Erneuerbare Energien	<p>Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator) ●</p> <p><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch inkl. Eigenverbrauch für Strom- und Wärmeerzeugung sowie Transport- und Leitungsverluste (sogenannter Bruttoendenergieverbrauch) [%] <u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 18 % bis 2020 und 30 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] <u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung <u>Status quo 2018:</u> 16,7 % <u>Hinweis:</u> Ampelfarbe „grün“ verlangt Übererfüllung bei „Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch“.</p>	
	<p>Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch ●</p> <p><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung einschließlich Stromaustauschsaldo mit dem Ausland (sogenannter Bruttostromverbrauch) [%] <u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 35 % bis 2020 und auf mindestens 50 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] <u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung <u>Status quo 2018:</u> 37,8 %</p>	

Fortsetzung

Erneuerbare Energien	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Wärmeverbrauch ●	<p><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte [%]</p> <p><u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch auf 14 % bis 2020 [Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EeWärmeG) 2008]</p> <p><u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung</p> <p><u>Status quo 2018:</u> 13,9 %</p> <p><u>Hinweis:</u> Ampelfarbe „gelb“, da es 2012-2017 einen Rückgang um 0,9 Prozentpunkte gab.</p>	
	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer im Verkehr ●	<p><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [%]</p> <p><u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich auf 10 % bis 2020 [EU-Richtlinie 2009/28/EG]</p> <p><u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung</p> <p><u>Status quo 2018:</u> 5,6 %</p>	
	Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator) ●	<p><u>Messgröße:</u> Primärenergieverbrauch [Petajoule (PJ)]</p> <p><u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % ggü. 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010]</p> <p><u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung</p> <p><u>Status quo 2017:</u> 13.594 PJ</p>	
	Endenergieproduktivität ●	<p><u>Messgröße:</u> Durchschnittliche Endenergieproduktivität pro Jahr im Zeitraum 2008 bis zum aktuellen Berichtsjahr definiert als reales Bruttoinlandsprodukt dividiert durch Endenergieverbrauch [EUR / Gigajoule]</p> <p><u>Zielsetzung:</u> Durchschnittliche Endenergieproduktivität von 2,1 % pro Jahr im Zeitraum 2008-2050 [Energiekonzept 2010]</p> <p><u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung</p> <p><u>Status quo 2017:</u> 314 Euro / Gigajoule</p>	

Fortsetzung

Energieeffizienz	<p>Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor ●</p> <p><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)</p>	
	<p>Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr ●</p> <p><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</p>	
Versorgungssicherheit	<p>Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator) ●</p> <p><u>Messgröße:</u> Abweichung zwischen Plan und Ist beim Übertragungsnetzausbau (EnLAG- und BBPIG-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</p>	
	<p>Engpassmanagementmaßnahmen ●</p> <p><u>Messgröße:</u> Summe der erforderlichen Einspeisereduzierungen an konventioneller und erneuerbarer Erzeugungslleistung 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</p>	
	<p>System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas ●</p> <p><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</p>	

Fortsetzung

Preiswürdigkeit	Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator) ●		
	<p><u>Messgrößen der Preiswürdigkeit:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> (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 [%] <p><u>Aussage:</u> Die Indikatoren messen die Belastung durch Energiekosten. <u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung <u>Status quo 2017:</u> 2,1 % (Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt)</p>		
	Letztverbraucher- ausgaben für Wärmedienstleis- tungen ●	Letztverbraucher- ausgaben im Straßenverkehr ●	Elektrizitätsstück- kosten der Industrie im intern. Vergleich ●
	Energiekostenbelastung der Haushalte ●		
<p><u>Messgröße:</u> Anteil der Energieausgaben privater Haushalte (ohne Kraftstoffe) an ihren gesamten Konsumausgaben [%] <u>Aussage:</u> 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. <u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung <u>Status quo 2017:</u> 8,1 % (einkommensschwache Haushalte) und 5,7 % (durchschnittlicher Haushalt)</p>			
Akzeptanz	Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator) ●		
	<p><u>Messgröße:</u> Anteil der Bevölkerung, die der/die Energiewende zustimmt/ablehnt hinsichtlich:</p> <ul style="list-style-type: none"> ihrer generellen Ziele ihrer Umsetzung und auf Grundlage persönlicher Betroffenheit [Prozent] <p><u>Aussage:</u> Der Indikator ist ein Maß für die Akzeptanz der Energiewende und zeigt die Unterstützung für das Gemeinschaftsprojekt in der Gesellschaft <u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung auf Basis des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers</p>		
	Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende ●	Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit ●	

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 CO₂ 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 zielgerichtete 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.

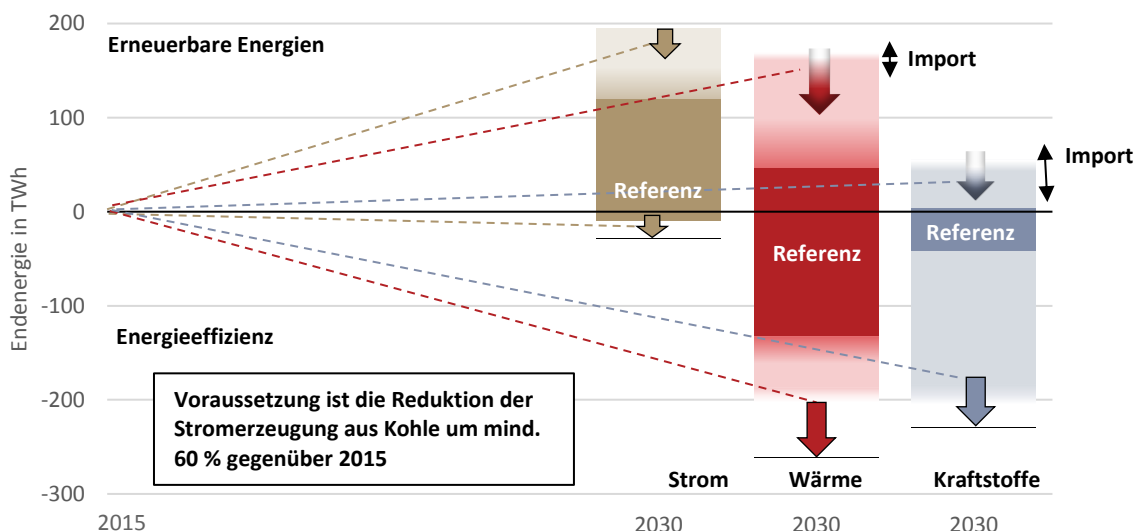
Perspektive bis zum Jahr 2030

16. Nach dem vollzogenen Ausstieg aus der Kernenergie wird ab dem Jahr 2023 das Klimaschutzziel zum alleinigen quantitativen Oberziel des Energiekonzepts. Die Treibhausgasmindering 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 denkbare quantitatives Zieltabelleau 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 Industriewärmeerkraftwerken 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 CO₂ zu erreichen. Zum Vergleich: in den Jahren 2010-2018 wurden die Emissionen um jährlich ca. 10 Mio. t CO₂ 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 Sektorkopplungstechnologien 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 (<i>et al.</i> 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.

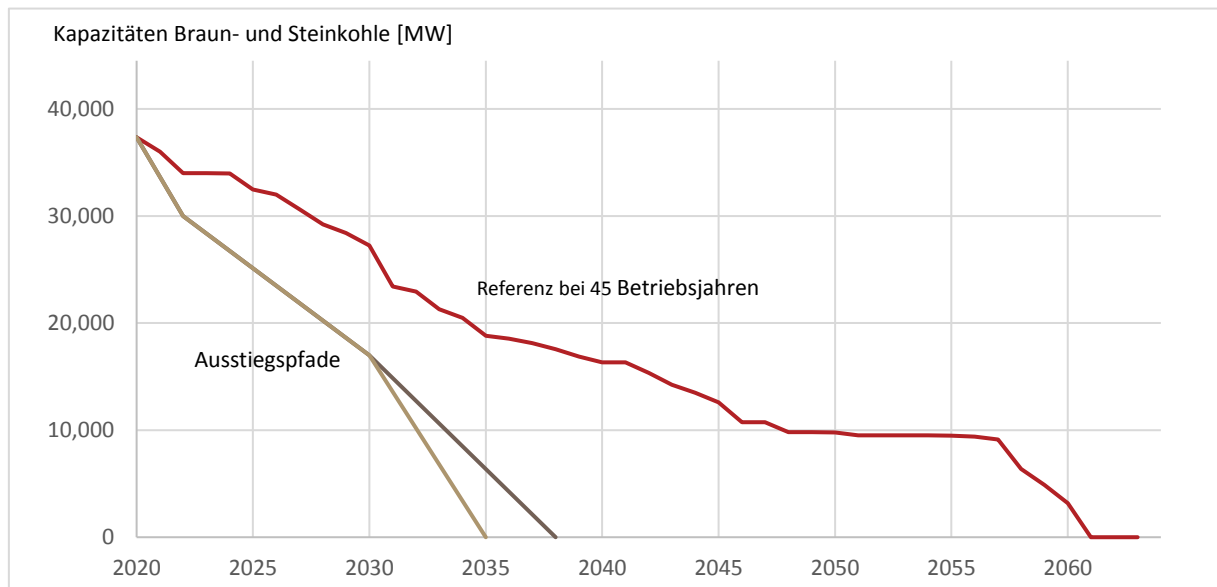
26. Die Expertenkommission begrüßt ausdrücklich die Absicht der Bundesregierung, ihre Klimaschutzpolitik an den ambitionierten Zielen des Pariser Klimaabkommens zu orientieren. Sowohl auf mittlere als auch längerfristige Sicht kann dies aber nur mit einer grundlegenden Neuorientierung der Energie- und 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 Expertengremium“ 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

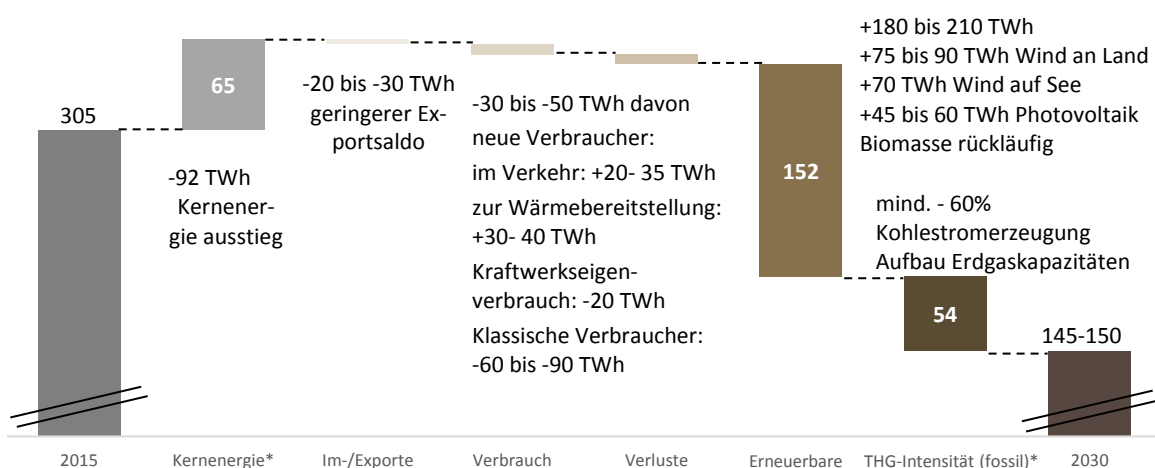
bis 500 Mio. Euro für den Zeitraum 2018-2020. Für die Folgeperiode 2021 bis 2030 wird die Abweichung vom Zielpfad voraussichtlich wesentlich signifikanter ausfallen, wenn weitere Maßnahmen ausbleiben. Bei einer Emissionsreduktion von 1 % pro Jahr ergibt sich ein kumuliertes Defizit von 684 Mio. Zertifikaten; 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 CO₂-Emissionen der Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 aus. Dies wird in Abbildung Z-4 deutlich, welche die wesentlichen Einflussfaktoren auf die CO₂-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 CO₂



*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 CO₂-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.

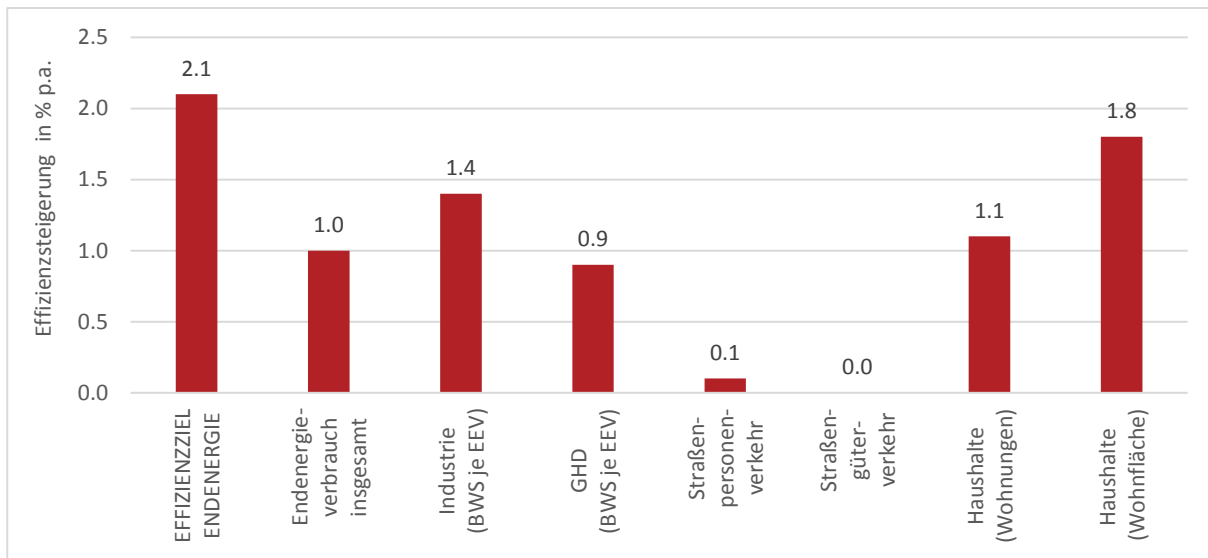
38. Die Expertenkommission beobachtet die dynamischen Entwicklungen auf dem Markt für sogenannte Power Purchase Agreements (PPAs) mit großem Interesse und rät der Bundesregierung, die Aufforderungen der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie zum Anlass zu nehmen, die Wirkung solcher Vermarktungsmodelle 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: Eigene Darstellung auf Basis von AGEb (2018a), Destatis (2019g) und 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, 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 CO₂

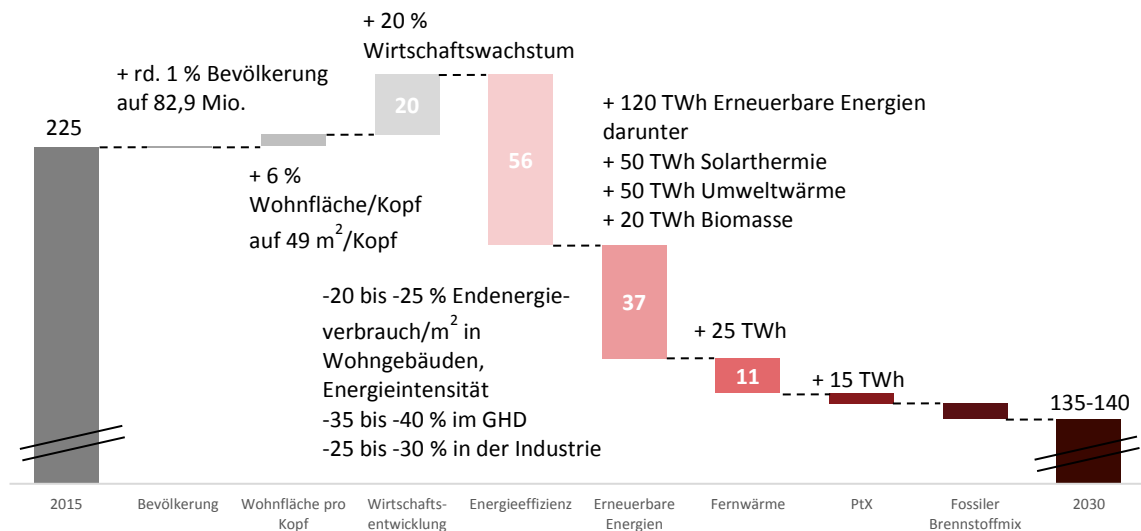


Abbildung dient zur Veranschaulichung der Größenordnungen. Einschließlich Prozesswärme in der Industrie.
Quelle: Eigene Abschätzung auf Basis von Prognos *et al.* (nicht veröffentlicht), BMWi (2015), Agora (2017), BCG und Prognos (2018), dena (2018), Öko-Institut *et al.* (2019).

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 CO₂-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 CO₂-Äq. (Äquivalente) senken. Im Vergleich zu den Emissionen im Jahr 2017 von 168 Mio. t CO₂-Äq. besteht somit ein Reduktionsbedarf von 70 Mio. t CO₂-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.

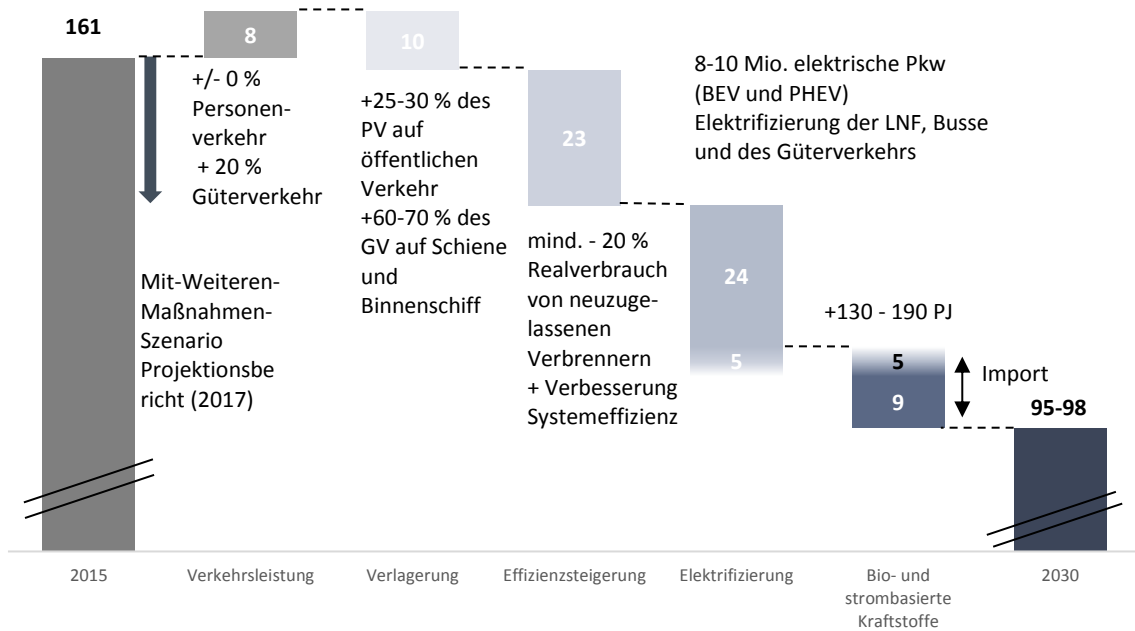
51. Die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität zeigt in ihrem im März 2019 vorgelegten Zwischenbericht der Arbeitsgruppe „Klimaschutz im Verkehr“ viele Möglichkeiten zugunsten eines klimaverträglicheren Verkehrs auf und gibt Hinweise zur Instrumentierung, die für die Verwirklichung der 2030er-Ziele – 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 CO₂-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 CO₂-neutralen, strombasierten flüssigen oder gasförmigen 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 Einflussfaktoren¹ auf die Emissionen im Verkehr im Jahr 2030 gegenüber 2015 in Mio. t CO₂



Abkürzungen: PV: Personenverkehr, GV: Güterverkehr, BEV: Battery Electric Vehicle, PHEV: Plugin Hybrid Electric Vehicle.

Abbildung dient zur Veranschaulichung der Größenordnungen.

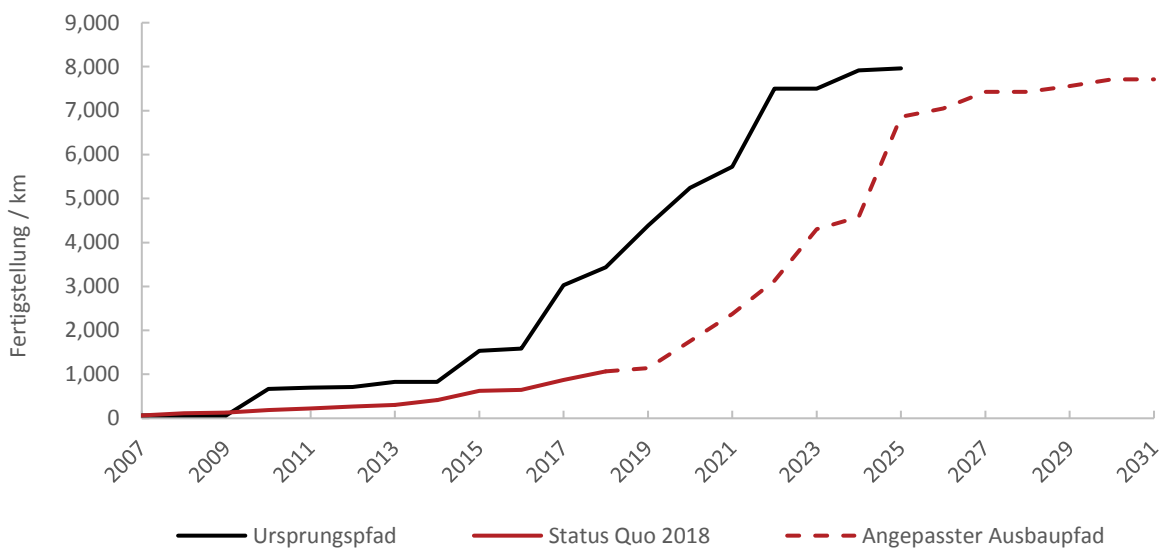
Quelle: Eigene Abschätzung auf Basis von BMUB (2017), dena (2018), BCG und Prognos (2019), NPM (2019), Öko-Institut et al. (2019) und weiteren Untersuchungen.

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: Eigene Darstellung auf Basis von MAF (2018)

Energiepreise und Energiekosten

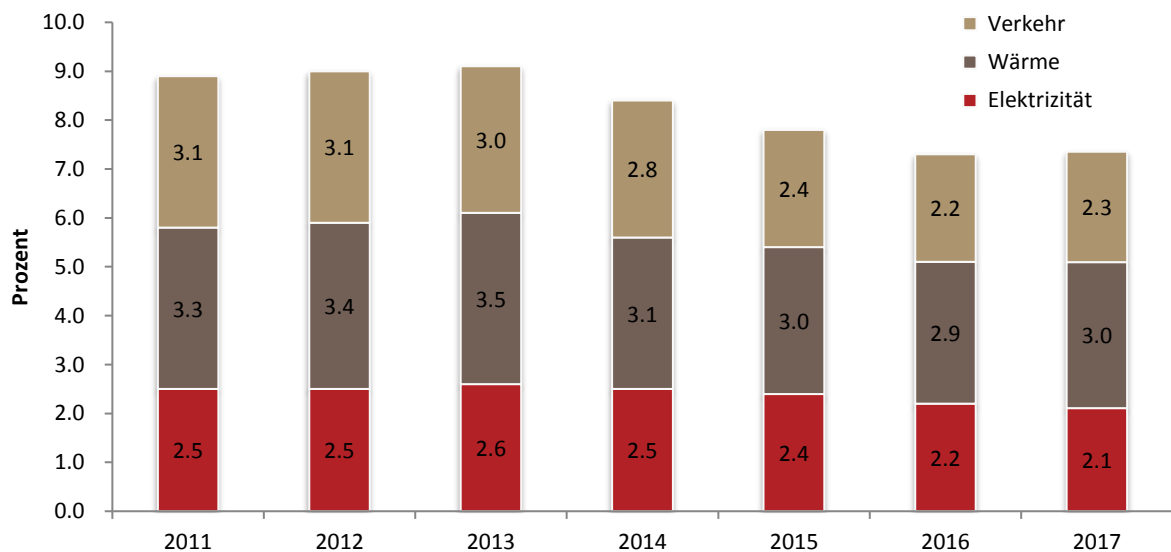
64. Seit dem Jahr 2013 sinkt der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP kontinuierlich. Im Berichtsjahr 2017 lag der Anteil bei 2,1 % und damit auf dem niedrigsten Wert seit 2010. Angesichts dieser Entwicklung steht die Energiewende-Ampel nach Einschätzung Expertenkommission in diesem 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 Datenunsicherheiten 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 Wärmepumpen.

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 CO₂-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 CO₂-bezogenen Steuerzuschlag auf fossile Energien. Dabei könnten die im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS) bereits bezahlten CO₂-Preise in Abzug gebracht werden (sofern der ETS-Preis unter dem nationalen CO₂-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 CO₂-Preis von ca. 50 Euro/t CO₂ die Refinanzierung sicherstellen. Zudem würde dieser CO₂-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 CO₂-Preis von 50 Euro/t CO₂ (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 nicht-begünstigten Marktteilnehmer finanziert würden.

70. Die Energiepreisreform kann schrittweise eingeführt werden. Die CO₂-Steuerzuschläge sind in regelmäßigen Zeitintervallen zu überprüfen und hinsichtlich der Erreichung der Klimaziele anzupassen. Der Vorschlag etabliert die CO₂-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 CO₂-Preises von 50 Euro/t CO₂ 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 auf Basis von 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 beigelegt 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).

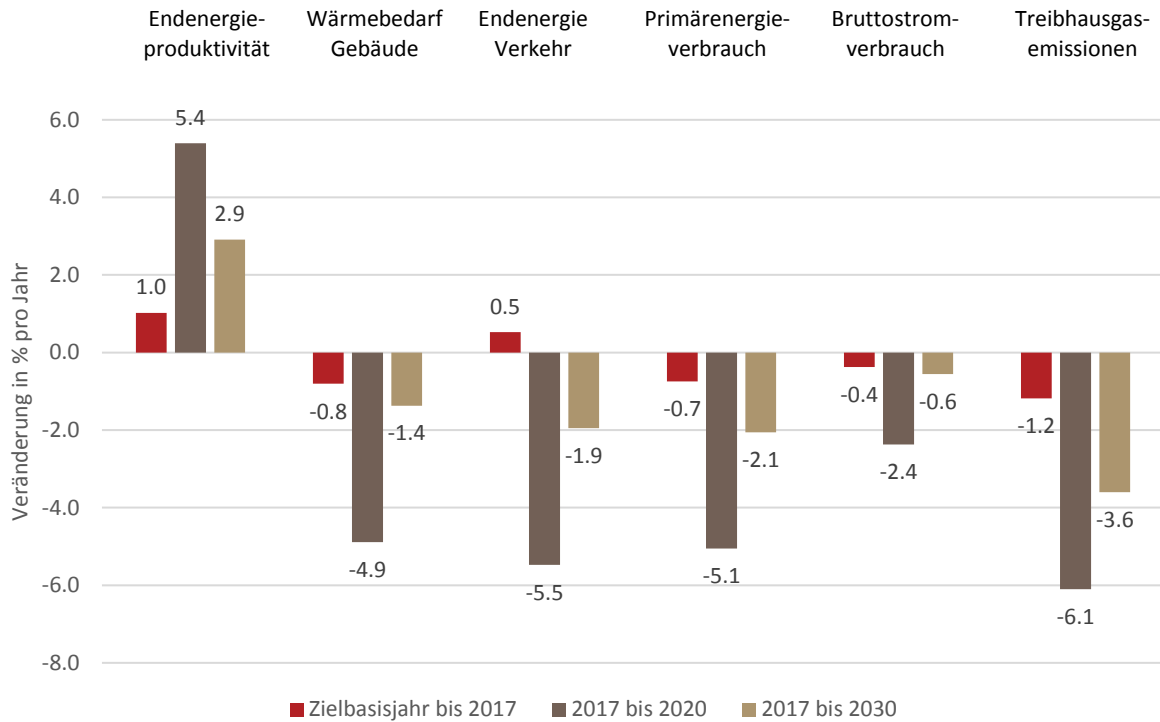
3. Unabhängig davon begrüßt die Expertenkommission, dass die Bundesregierung sich im Rahmen des zweiten Fortschrittsberichts mit wichtigen Empfehlungen in der vorangegangenen Stellungnahme der Expertenkommission zum sechsten Monitoring-Bericht (EWK, 2018) auseinandergesetzt hat. Dazu zählt das Thema „Akzeptanz der Energiewende“ (blaue Boxen in verschiedenen Kapiteln in (BMW, 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 CO₂-Bepreisung (vgl. blaue Box in Kapitel 3.2 in BMW, 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 CO₂-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, 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 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 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 CO₂ gelingen (vgl. Kapitel 12).

Abbildung 1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei einzelnen Energiewendezielen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEBA (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 Letztverbraucherenausgaben (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

Klima- schutz	<p>Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel) ●</p> <p><u>Messgröße:</u> Die gesamten ausgestoßenen Treibhausgasemissionen [Mio. t CO₂-Äq.] <u>Zielsetzung:</u> 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] <u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung <u>Status quo 2017:</u> 907 Mio. t CO₂-Äq.</p>	
	<p>Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb (Leitindikator bzw. Oberziel) ●</p> <p><u>Messgröße:</u> Anzahl der Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb [Anzahl der Anlagen] <u>Zielsetzung:</u> 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] <u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung <u>Status quo Mai 2019:</u> 7 Anlagen</p>	
Erneuerbare Energien	<p>Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator) ●</p> <p><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch inkl. Eigenverbrauch für Strom- und Wärmeerzeugung sowie Transport- und Leitungsverluste (sogenannter Bruttoendenergieverbrauch) [%] <u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 18 % bis 2020 und 30 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] <u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung <u>Status quo 2018:</u> 16,7 % <u>Hinweis:</u> Ampelfarbe „grün“ verlangt Übererfüllung bei „Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch“.</p>	
	<p>Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch ●</p> <p><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung einschließlich Stromaustauschsaldo mit dem Ausland (sogenannter Bruttostromverbrauch) [%] <u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 35 % bis 2020 und auf mindestens 50 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] <u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung <u>Status quo 2018:</u> 37,8 %</p>	

Fortsetzung

Erneuerbare Energien	<p>Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Wärmeverbrauch ●</p> <p><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 2012-2018 einen Rückgang um 0,9 Prozentpunkte gab.</p>	
	<p>Erhöhung des Anteils Erneuerbarer im Verkehr ●</p> <p><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 %</p>	
Energieeffizienz	<p>Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator) ●</p> <p><u>Messgröße:</u> Primärenergieverbrauch [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</p>	
	<p>Endenergieproduktivität ●</p> <p><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</p>	

Fortsetzung

Energieeffizienz	<p>Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor ●</p> <p><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)</p>	
	<p>Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr ●</p> <p><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</p>	
Versorgungssicherheit	<p>Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator) ●</p> <p><u>Messgröße:</u> Abweichung zwischen Plan und Ist beim Übertragungsnetzausbau (EnLAG- und BBPIG-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</p>	
	<p>Engpassmanagementmaßnahmen ●</p> <p><u>Messgröße:</u> Summe der erforderlichen Einspeisereduzierungen an konventioneller und erneuerbarer Erzeugungslleistung 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</p>	
	<p>System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas ●</p> <p><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</p>	

Fortsetzung

Preiswürdigkeit	Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator) ●		
	<p><u>Messgrößen der Preiswürdigkeit:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> (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 [%] <p><u>Aussage:</u> Die Indikatoren messen die Belastung durch Energiekosten. <u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung <u>Status quo 2017:</u> 2,1 % (Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt)</p>		
	Letztverbraucher ausgaben für Wärmedienstleistungen ●	Letztverbraucher ausgaben im Straßenverkehr ●	Elektrizitätsstückkosten der Industrie im intern. Vergleich ●
	Energiekostenbelastung der Haushalte ●		
<p><u>Messgröße:</u> Anteil der Energieausgaben privater Haushalte (ohne Kraftstoffe) an ihren gesamten Konsumausgaben [%] <u>Aussage:</u> 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. <u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung <u>Status quo 2017:</u> 8,1 % (einkommensschwache Haushalte) und 5,7 % (durchschnittlicher Haushalt)</p>			
Akzeptanz	Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator) ●		
	<p><u>Messgröße:</u> Anteil der Bevölkerung, die der/die Energiewende zustimmt/ablehnt hinsichtlich: (i) ihrer generellen Ziele, (ii) ihrer Umsetzung und (iii) auf Grundlage persönlicher Betroffenheit [Prozent] <u>Aussage:</u> Der Indikator ist ein Maß für die Akzeptanz der Energiewende und zeigt die Unterstützung für das Gemeinschaftsprojekt in der Gesellschaft <u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung auf Basis des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers</p>		
	Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende ●	Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit ●	

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 Stromwendungen 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 BBPIG notwendigen Ausbauprojekte des Übertragungsnetzes. Perspektivisch sollte ebenso ein Indikator für die Verteilnetze entwickelt werden.	BNetzA/BKartA (Monitoringbericht) BNetzA (EnLAG- und BBPIG-Monitoring)	EWK, 2012; Kap. 6 <u>EWK, 2014</u> ; 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 System-sicherheitsmaßnahmen)	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 Letztverbraucherenausgaben“, „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 (BMW, 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 BMW, 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 (BMW, 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 (BMW, 2019f)). Die Expertenkommission verzichtet an dieser Stelle auf eine Bewertung, denn neue Stromwendungen 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 BMW, 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 (BMW, 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-Indikator 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 CO₂-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 Binnenschifffahrt (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 CO₂ 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 Voraussetzung 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 CO₂ einen CO₂-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 CO₂-Äq. für das Jahr 2016. Die OECD (2016) verwendet eine konservative Abschätzung von 30 Euro/t CO₂. Der IMF (2019) geht davon aus, dass ein Preis von um die 70 USD/t CO₂ 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 CO₂ heute auf USD 38. Unter Verwendung einer alternativen Schadensfunktion steigt dieser Wert auf 91 USD pro Tonne CO₂ (Nordhaus, 2018). Eine Bepreisung von CO₂ in der Größenordnung von 50 Euro/t CO₂ scheint in etwa die *heutigen* Schäden des Klimawandels abzubilden. Die CO₂-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 einer 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 (BMW, 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 Stromsparmchecks der Caritas. „Stromsparmhelfer“ 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 CO₂. 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 CO₂, 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 (BMW, 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 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 (BMW, 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 „Energiewendebareometer 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 „Energie-monitor 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 (BMW, 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.

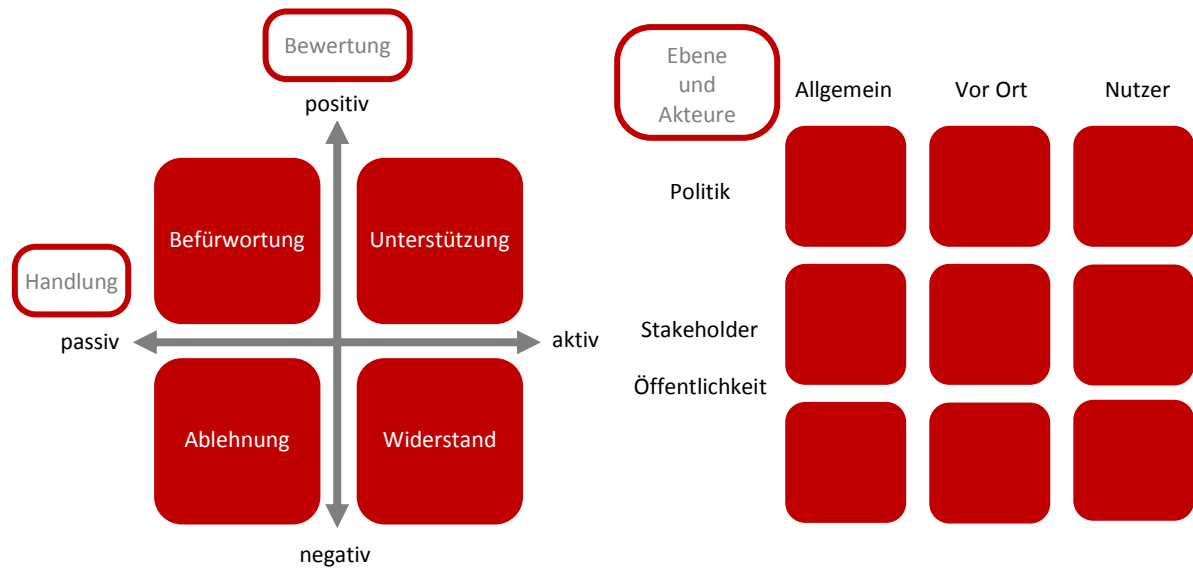
Möglichkeiten der Komplementierung des Monitorings

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 Stromsperrungen verhängt wurden. Nach der Stromgrundversorgungsverordnung (StromGKV) 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 Nettoäquivalenzeinkommen³ ein charakteristisches Merkmal für das Auftreten von Stromsperrern, dieser Umstand ist aber nicht der einzige Grund. Stromsperrern 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 Stromsperrern 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 Stromsperrern diesbezüglich entspannen. Als weitere Instrumente kommen die Stärkung von energiebezogenen Beratungsangeboten oder die Bezuschussung von Energieeffizienzinvestitionen für sozial schwache Haushalte in Frage. Auch eine Konkretisierung⁴ 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 begünstigten 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 (BMW/BFA, 2018, BDEW, 2019, Destatis, 2018). Aufgrund des Verhältnisses von Aufwand zu Beschäftigten kann die Expertenkommission der Aussage der Bundesregierung 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 (BMW/BFA, 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 Stromsperrung 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 denkbare 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 vorsieht⁵. 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 Klimaschutzverordnung⁶ verbindliche Ziele 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 CO₂-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 EU⁷.

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 Klimaplan (National Energy and Climate Plan, NECP) angelegt ist (BMW, 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 quantifiziert⁸. 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 Energy 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 CO₂ aus der Landnutzung angerechnet werden. Die maximale Emissionsmenge läge damit im Jahr 2030 bei 611 Mio. t CO₂ 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 reduzieren¹⁰. 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 Zieltabelle 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.

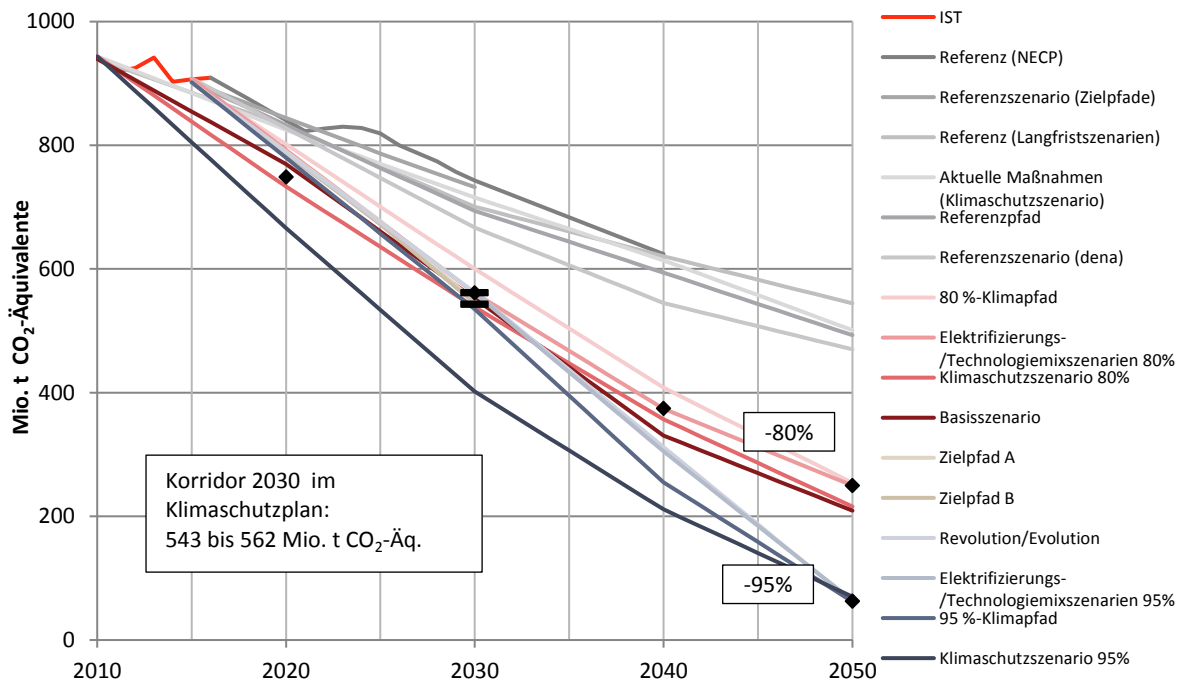
Tabelle 8: Übersicht der betrachteten Szenarien

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 <i>et al.</i> , 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 <i>et al.</i> , 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 <i>et al.</i> , 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 <i>et al.</i> , 2017)	Strom	95 %
				Strom und Gasspeicher	95 %
				Strom und grünes Gas	95 %
	Energemarkt 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 Klimapfades (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 CO₂-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 CO₂ 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 Treibhausgaseminderung 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 Sektorzielen¹¹ verglichen werden. Einen Überblick gibt Abbildung 4.¹² Bis auf die Referenzszenarien erfüllen alle Szenarien (annahmegemäß¹³) 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

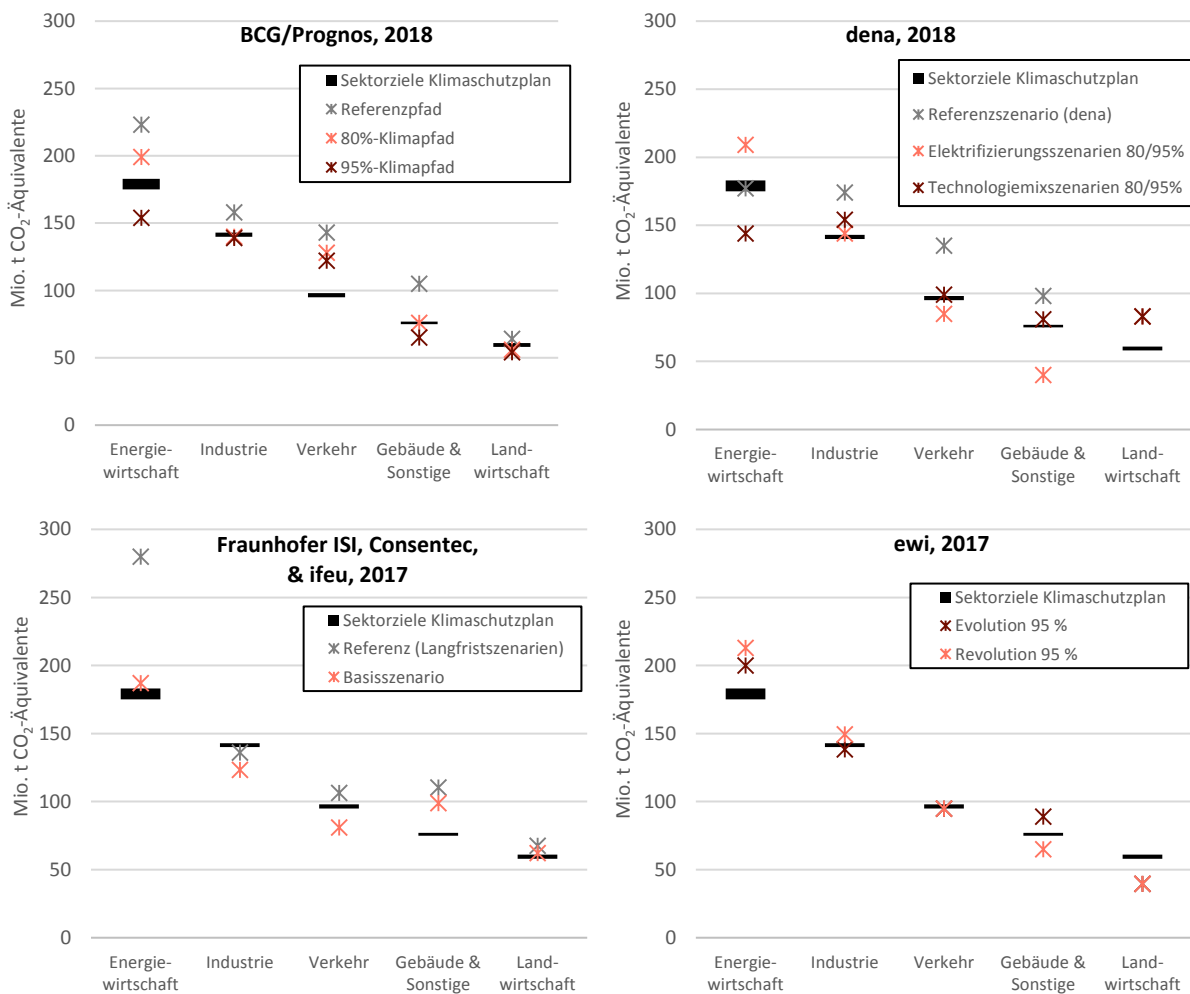
¹¹ Zuordnung der Emissionen erfolgt in (ISI *et al.*, 2017) entsprechend des Treibhausgasinventars. Die davon abweichende Zuordnung der Erdgasverdichterstationen zur Energiewirtschaft und des Kraftstoffeinsatz in Land- und Forstwirtschaft zur Landwirtschaft entsprechend der Handlungsbereiche des Klimaschutzplans 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: Sektoriale Emissionen 2030 nach Studien und Szenarien sowie Sektorziele des Klimaschutzplans 2050



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von 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 Klimaplanes (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 Bruttoendenergieverbrauch	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 CO₂ 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 (BMW, 2015) basiert, wurde der Wert zur Einordnung genutzt (ohne Strom).

Eigene Darstellung und Berechnungen auf Basis von Prognos *et al.*, (nicht veröffentlicht); BMW und BMU (2010), BMUB (2017), UBA (2017), AGE (2018a), EEA (2018), BMW (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 2017¹⁴ 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 Kohleausstiegspfad¹⁵, vgl. Kapitel 4.5), so dass allein dadurch der Großteil der gesamten THG-Reduktion in der Energiewirtschaft erfolgen kann¹⁶.

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)).

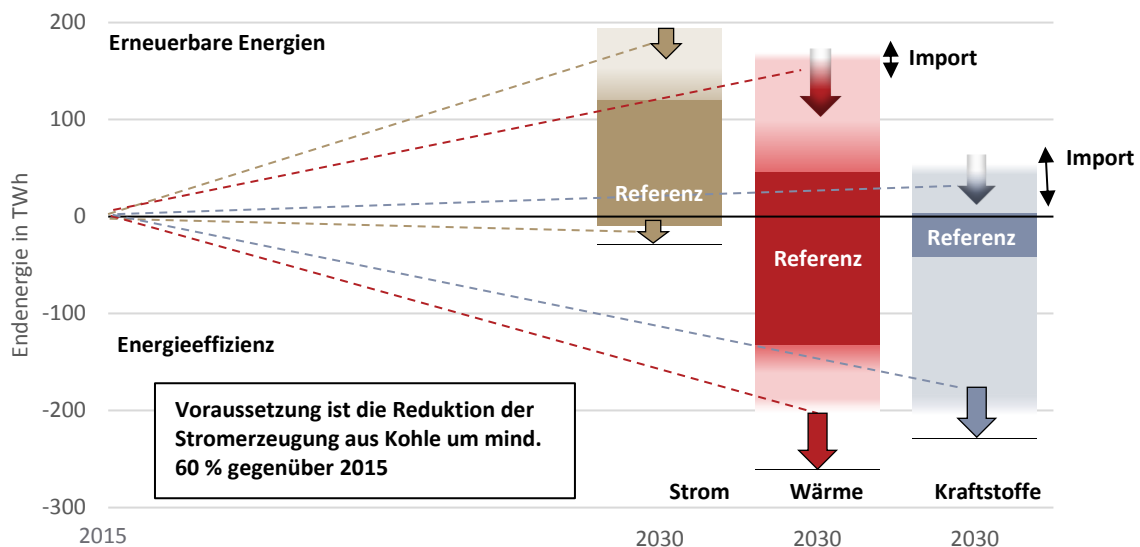
¹⁴ Demnach konnten die Ergebnisse der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vom Januar 2019 zum Kohleausstieg keine Berücksichtigung finden.

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 CO₂ auf 88 Mio. t CO₂ 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 Endenergieverbrauchs¹⁷ 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 Industriewärmeanlagen 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 Folgenabschätzung orientiert. Sektoral stellen sich die erforderlichen Minderungsstrategien im Vergleich zur Referenzentwicklung folgendermaßen dar:

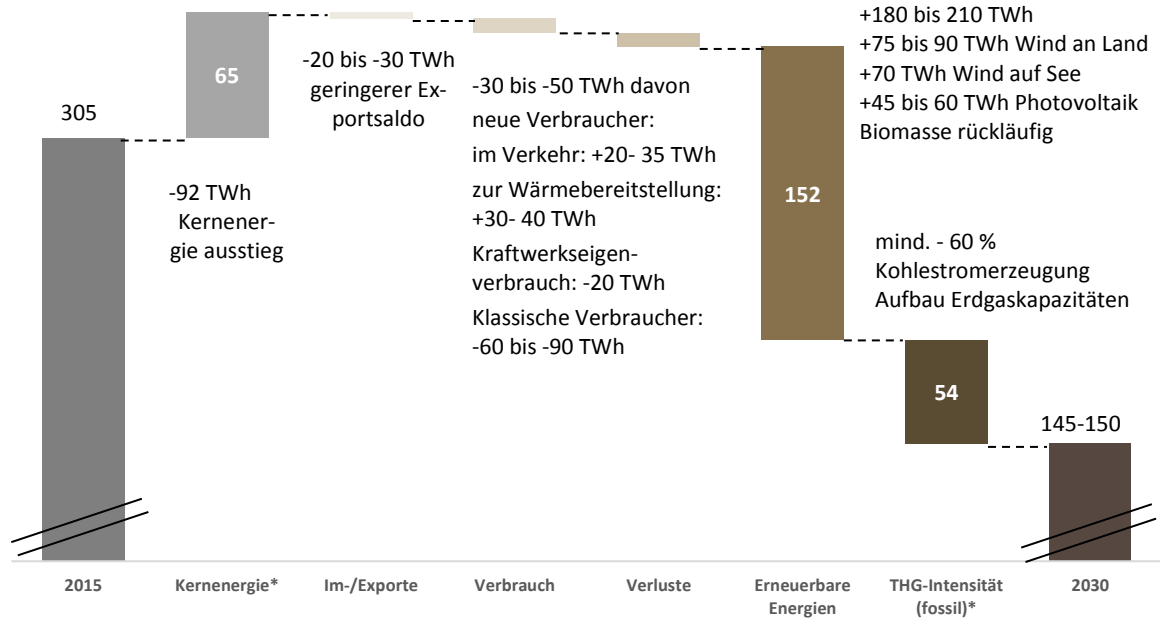
72. Im Stromsektor ist ein zusätzlicher Ausbau der regenerativen Stromerzeugung auf einen Anteil von mindestens 65 % am Bruttostromverbrauch erforderlich. Dabei gibt die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs das erforderliche regenerative Erzeugungsvolumen vor. Ausbleibende Effizienzfortschritte des 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 Wärmepumpensystemen und Power-to-Heat entsteht (insgesamt im Bereich um 40 TWh¹⁸). 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 CO₂-Emissionen der Stromerzeugung aus Sicht der Expertenkommission dargestellt. Mit Hilfe einer Komponentenerlegung 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 aus¹⁹.

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 CO₂



*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 CO₂-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)

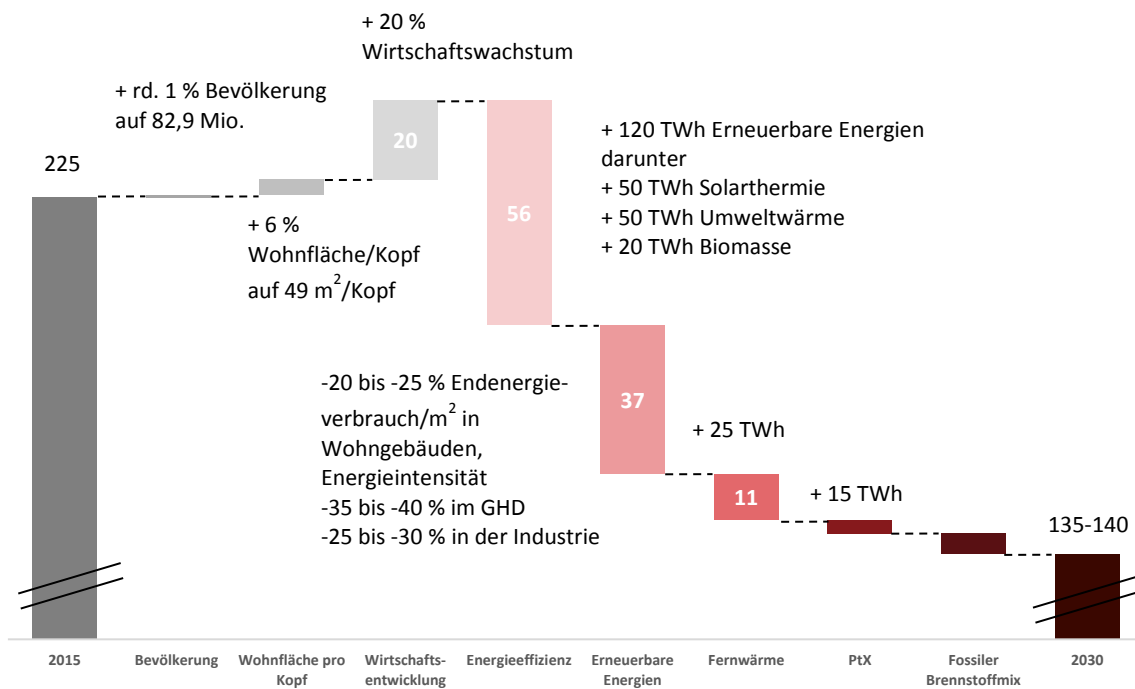
74. Im Gebäudesektor ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ein auf Energieeffizienz fokussierter Pfad vorteilhaft²⁰ (Öko-Institut *et al.*, 2019), jedoch weisen die Anstrengungen zur Reduktion des Energiebedarfs bislang noch nicht die erforderlichen Erfolge auf (vgl. Kapitel 7). Daher sollten aus Sicht 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 CO₂



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 Energieverbrauchsmin-
derung 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 redu-
zieren (etwa -200 TWh, vgl. Abbildung 5). Dafür ist die zentrale Strategie die Elektrifizierung²¹. 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 CO₂-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 kompen-
siert, 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 Ziel-
pfad 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 CO₂-Emissionen um 63 % gegenüber 2021
angenommen. Dies entspricht Realemissionen von 52 g/km²². Unter den gegebenen Annahmen zur Elektrifizie-
rung²³ sind Effizienzsteigerung der Neuzulassungen von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren um mindestens
35 % erforderlich. Vor dem Hintergrund der stagnierenden CO₂-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 erreichbar²⁵. Die dann gegenüber dem Zielpfad B bestehende Minderungslücke sollte über zusätzlich
Elektrifizierung (insgesamt 8 Mio. Elektrofahrzeuge) und verstärkten Einsatz regenerativer (strombasierte) Kraft-
stoffe 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 CO₂-Flottengrenzwerten für Neufahrzeuge zielt auf 71 g/km im WLTP. Hier wird aber eine Abweichung der Reale-
missionen in einer Größenordnung von mindestens 30 % erwartet (Öko-Institut *et al.*, 2019).

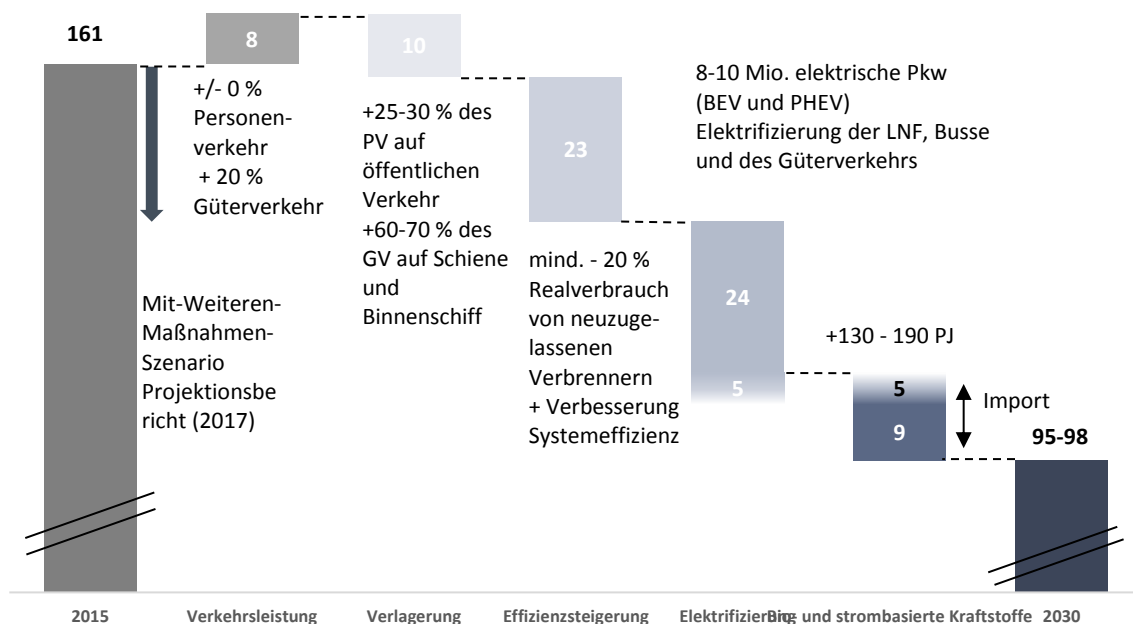
²³ Annahme eines Realverbrauchs von Plug-in-Hybriden von 40 g CO₂/km.

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 CO₂ 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 CO₂ beträgt, zzgl. der Minderung aus Effizienzsteigerungen (12-28 % ggü. 2015) und Auslas-
tungssteigerungen der Lkw (2-12 %) in Höhe von 4,5-12 Mio. t CO₂.

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 Projektionsberichts²⁶ 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 Einflussfaktoren²⁷ auf die Emissionen im Verkehr im Jahr 2030 gegenüber 2015 in Mio. t CO₂



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 Zieltabelleau 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-Zielsetzung²⁸ 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 2008²⁹ 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 CO₂ zu erreichen. Zum Vergleich: in den Jahren 2010-2018 wurden die Emissionen um jährlich ca. 10 Mio. t CO₂ 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 „Schlüssel-funktion 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂. 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 stringenter globale Carbon Budgets von 420, 1.170 bzw. 2.153 Mrd. t CO₂ 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 CO₂ emittieren wird, was mit einem globalen Budget von 1.500 Gt CO₂ verglichen werden muss (bei 50 % Zielerreichungswahrscheinlichkeit). Die ca. 16 Gt CO₂ für Deutschland ergeben sich bei linearer Reduktion der THG-Emissionen vom heutigen Niveau (907 Mio. t CO₂ in 2017) auf die Summe der vorausgesagten sektoralen Maximalwerte des Klimaschutzplanes 2050 (557 Mio. t CO₂ 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 CO₂ in 2040), und letztlich auf die Ziel-Reduktion von minus 95 % bis 2050 gegenüber 1990 (63 Mio. t CO₂ 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

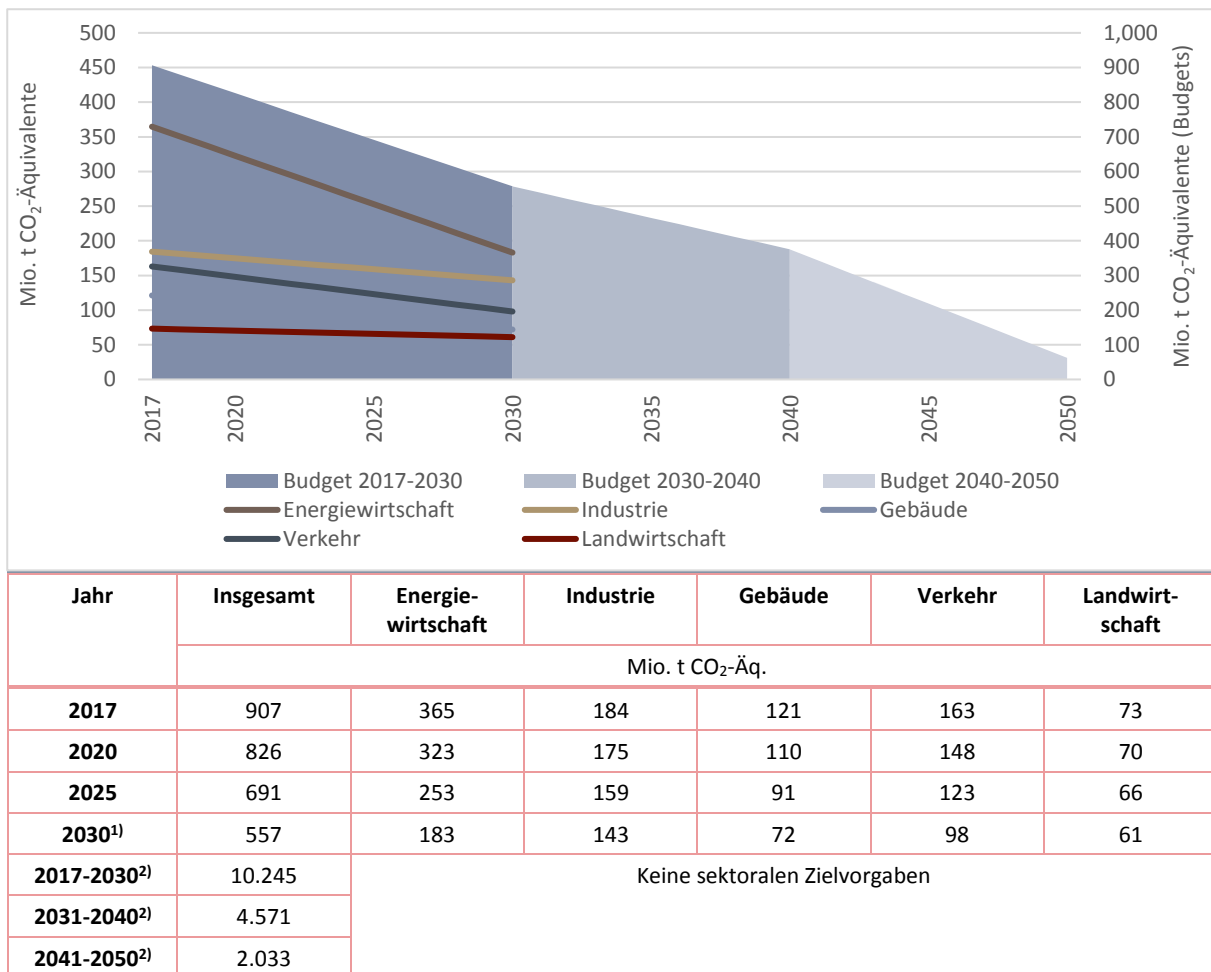
Anthropogene globale Erwärmung (Ziel)	<1,5°C			<2,0°C			<3,0°C		
Anteil der Szenario-Rechnungen, die Ziel erreichen	66 %	50 %	33 %	66 %	50 %	33 %	66 %	50 %	33 %
Globales Carbon Budget ab 2018 [Gt CO₂]	420	580	840	1.170	1.500	2.030	2.153	2.553	3.003

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 CO₂ (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 CO₂ 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 CO₂, in den Jahren 2010-2017 sogar nur bei ca. 8 Mio. t CO₂. Unter den obigen Annahmen wäre zudem zwischen 2030 und 2040 eine jährliche Reduktion von ca. 18 Mio. t CO₂ und zwischen 2040 und 2050 eine jährliche Reduktion von ca. 31 Mio. t CO₂ 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



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 (BMW, 2019f)). Die Technologieoffenheit wird auch im Kontext des Aktionsprogramms 2020 und des Klimaschutzplans 2050 betont (vgl. Kapitel 8.2.4 in (BMW, 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 (BMW, 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), Schwerölmotoren (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, CO₂- und Brennstoffpreisen in 2050

Parameter	2015 (Basisjahr der Studien)	frontier economics <i>et al.</i>	ewi	dena <i>et al.</i>	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 = „Basiszenario“; 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).

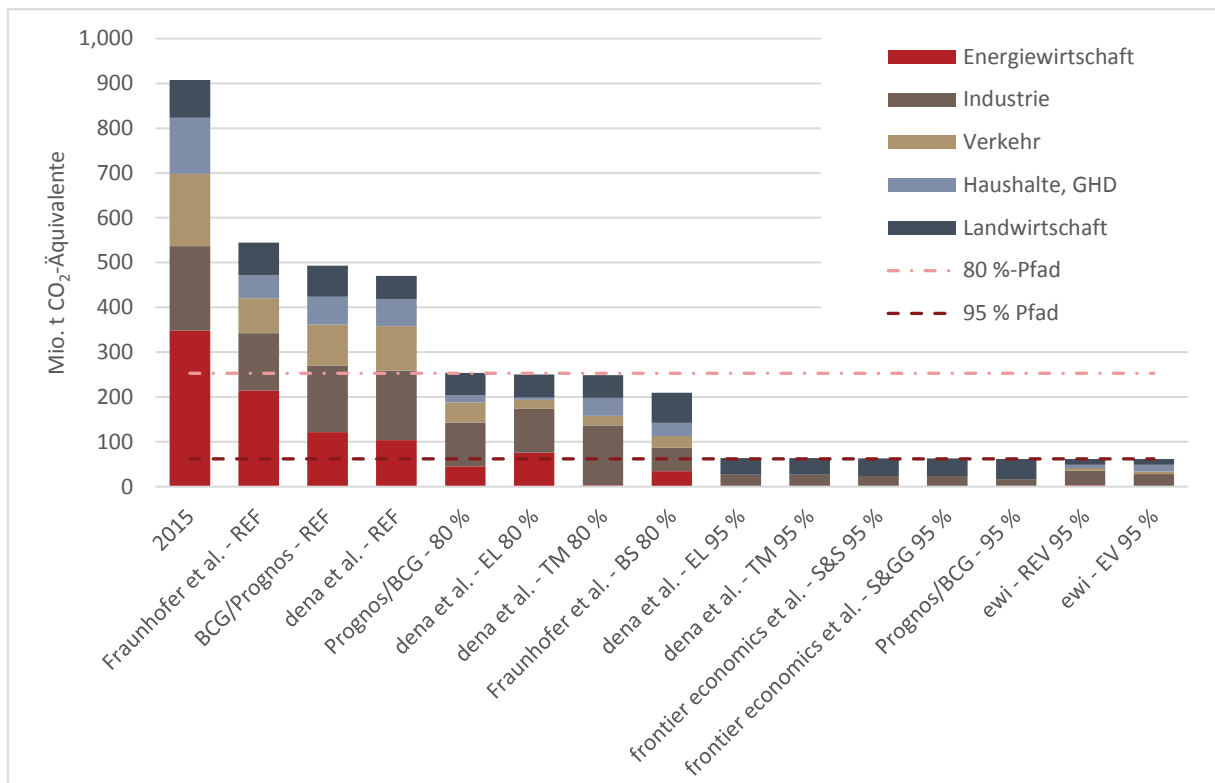
93. Die kosteneffiziente Erreichung der Klimapfade würde aus heutiger Sicht in Summe Mehrinvestitionen von 1,5 bis 2,3 Billionen Euro bis 2050 gegenüber einem Szenario ohne verstärkten Klimaschutz erfordern, davon ca. 530 Mrd. Euro für eine Fortschreibung bereits bestehender Anstrengungen (im Referenzpfad). 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 CO₂-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 CO₂-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.

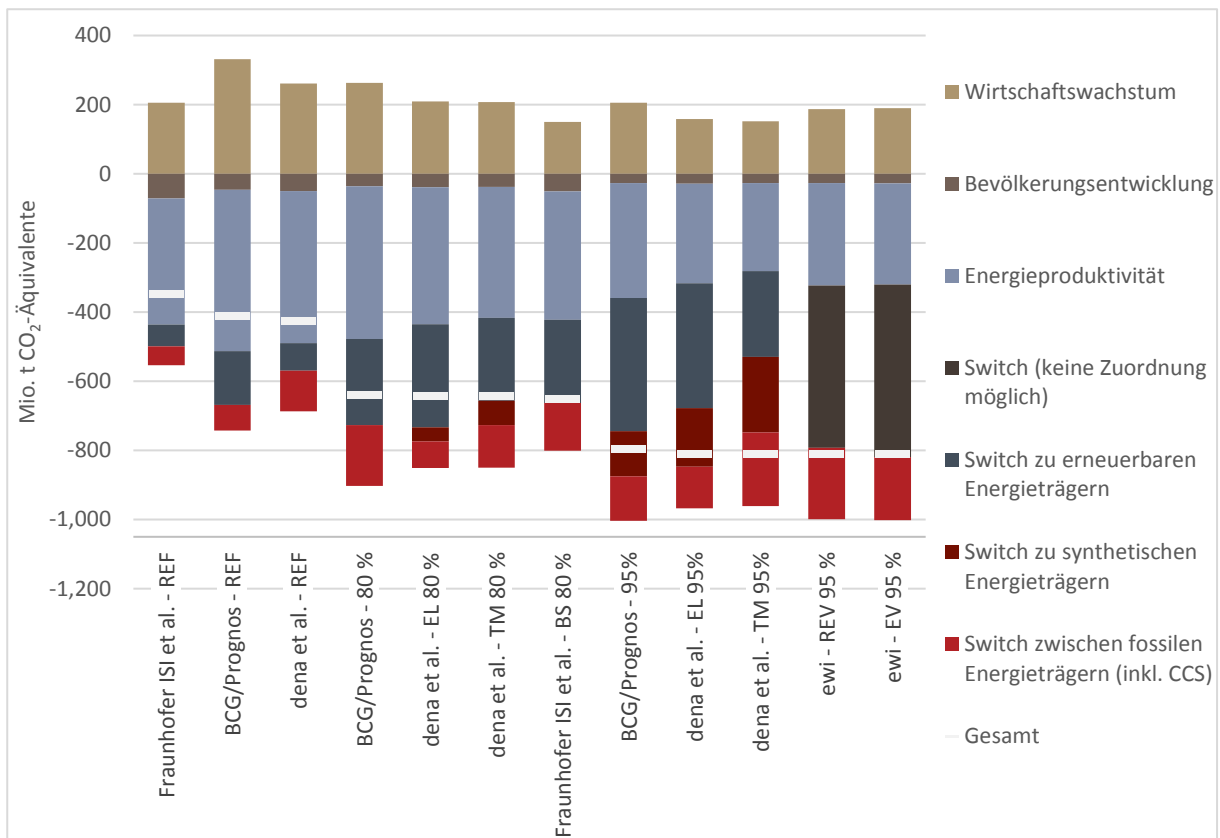
Abbildung 10: Sektorale THG-Emissionen im Jahr 2050 (sowie Vergleich zum Basisjahr 2015)



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) Komponentenerlegung der Treiber energetischer Emissionen zwischen dem Basisjahr 2015 und dem Zieljahr 2050 erfolgen. Dies geschieht ähnlich wie die Komponentenerlegung im Kapitel 5.1.1 des zweiten Fortschrittsberichts, bezieht sich jedoch auf die THG-Emissionen (nicht auf den Primärenergieverbrauch) und berücksichtigt zusätzliche Effekte (BMW, 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 Klimaschutzziele 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 ecno- mics – S&S 95 %	frontier ecno- mics – 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 CO₂-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 Forschungs- 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 (BMW, 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 prozessbedingten 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 (BMW, 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 (BMW, 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 CO₂-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 (BMW, 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 (BMW, 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 (BMW, 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. m³ 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 Gasexportkorridore 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. m³/Jahr) und die Ukraine (mit einer Transitkapazität von 120 Mrd. m³/Jahr). Die ukrainischen Kapazitäten entsprechen 50 % der aktuell verfügbaren Transitkapazitäten zwischen Russland und Europa – diese liegt mit 240 Mrd. m³/Jahr deutlich über den aktuellen europäischen Gasimporten von 190 Mrd. m³/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. m³ 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. m³/Jahr und „Turkish Stream“ mit 31,5 Mrd. m³/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 Urteilspruch 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 CO₂-Äq-Emissionen im BMWi-Basiszenario 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

Jahr	BMW-Referenz-szenario	BMW-Basis-szenario	BMUB-Aktuelle Maßnahmen	BMUB-KS80	BMUB-KS95
	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, CO₂-Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS), etwa in den ausgebeuteten Offshore-Gasfeldern Norwegens, sowie CO₂-Abscheidung und Nutzung (Carbon Capture and Utilization, CCU) (vgl. ICEF, 2016). Um die wirtschaftlichen Perspektiven dieser Ideen zu bewerten, sollte man gedanklich von CO₂-Preisen von 100 Euro/t CO₂ 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 (BMW, 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 (H₂) oder Methan (CH₄)), Power-to-Liquid (PtL) (Übertragung der elektrischen Energie in einen flüssigen, stofflichen Energieträger wie Otto- oder Dieselmotortreibstoff, Kerosin, etc.) sowie Power-to-Chemicals (PtC) (Herstellung von Chemikalien, wie Methanol (CH₃OH), Ammoniak (NH₃), 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 CO₂ 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 Energieträger 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: Fishedick *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) Koks Kohle 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 CO₂-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. m ³] (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-H₂ 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 Infrastrukturmürden, 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

weitrreichender 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 Kraft- stoffe [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 abgedeckt 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 CO₂-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 Systemkompatibilität 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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-Abscheidung eingegangen werden, nämlich die Frage, wie man eine spätere Diffusion des aufgefangenen CO₂ in die Atmosphäre langfristig verhindern kann. Dabei spielen auch gesellschaftliche Aspekte eine Rolle. Auf Grund fehlender Akzeptanz dürfte beispielsweise eine geologische CO₂-Speicherung in Deutschland auf absehbare Zeit ausgeschlossen sein. Vielleicht wäre jedoch die geologische CO₂-Speicherung in Offshore-Öl- und Gasfeldern möglich. Dazu könnte man beispielsweise an den Transport des (zuvor verflüssigten) CO₂ in die noch aktiven oder bereits ausgeförderten Offshore-Erdgasfelder mittels LNG-Tanker denken. Wird das CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂-Bergwerke betrieben.

142. Perspektivisch besonders interessant wird es, wenn man das aufgefangene und in Produkte transformierte CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂, 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 CO₂ erst im Stadium der Grundlagenforschung. Alle Konversionsverfahren stehen vor dem grundsätzlichen Problem, dass CO₂ ein chemisch stabiles Molekül darstellt, weshalb jede CO₂-Konversion viel Energie benötigt. Würde man fossile Energie einsetzen, wäre der Klimavorteil einer CO₂-Nutzung überkompensiert durch die mit der Konversion verbundenen CO₂-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 CO₂ dar. Auch Fortschritte bei Mineralisierungs- und Katalysatortechniken erweitern die entsprechenden Perspektiven, sie sollten also vermehrt Gegenstand von staatlichen Forschungsprogrammen 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 (BMW, 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 (BMW, 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 (BMW, 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 BMW, 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 (BMW, 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 können³⁰, die Regelungen sind allerdings nur bis zum 30. Juni 2022 befristet. Weiterhin heißt es in der Ankündigung der Reallabore 2019 des (BMW, 2019a) zurecht, dass die „[...] großformatige Anwendung vielversprechender Technologien aufzeigen [kann], wo und wie regulatorische Hemmnisse überwunden werden können, um die Marktabtastung 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).

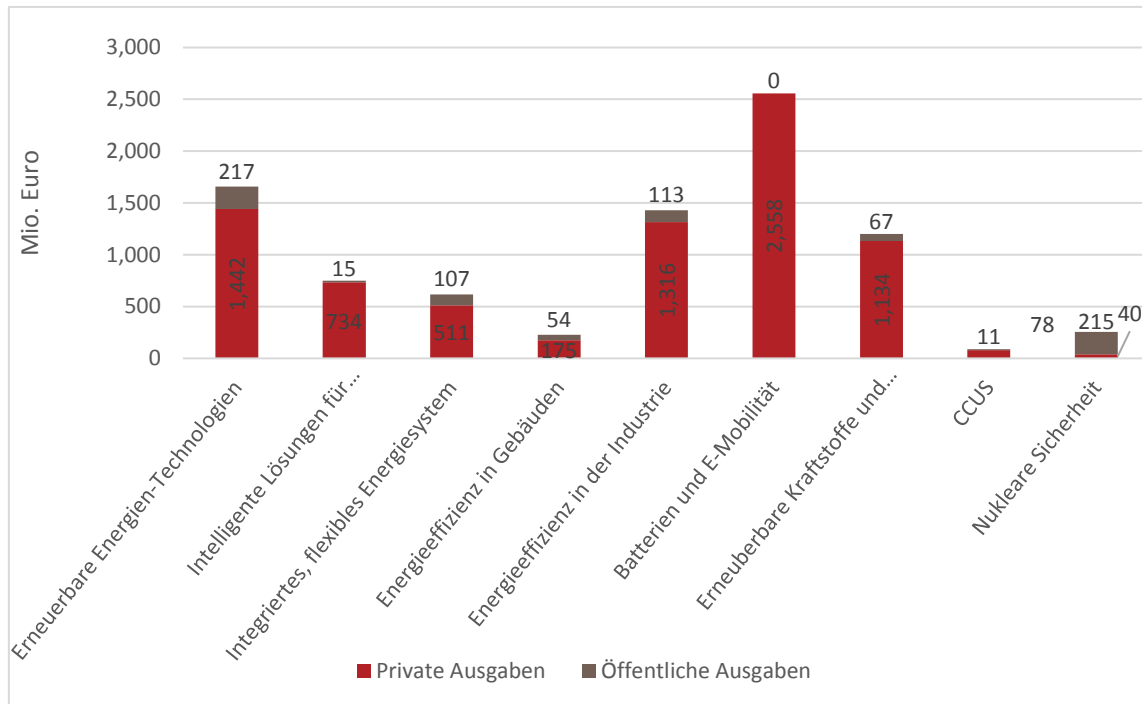
3.8 Ausgaben der Privatwirtschaft für die Energieforschung

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 (BMW, 2019f)). Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies allerdings einem Rückgang um etwa 20 % (2016: 54 % bzw. 252 Mio. Euro (vgl. BMW, 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 (BMW, 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

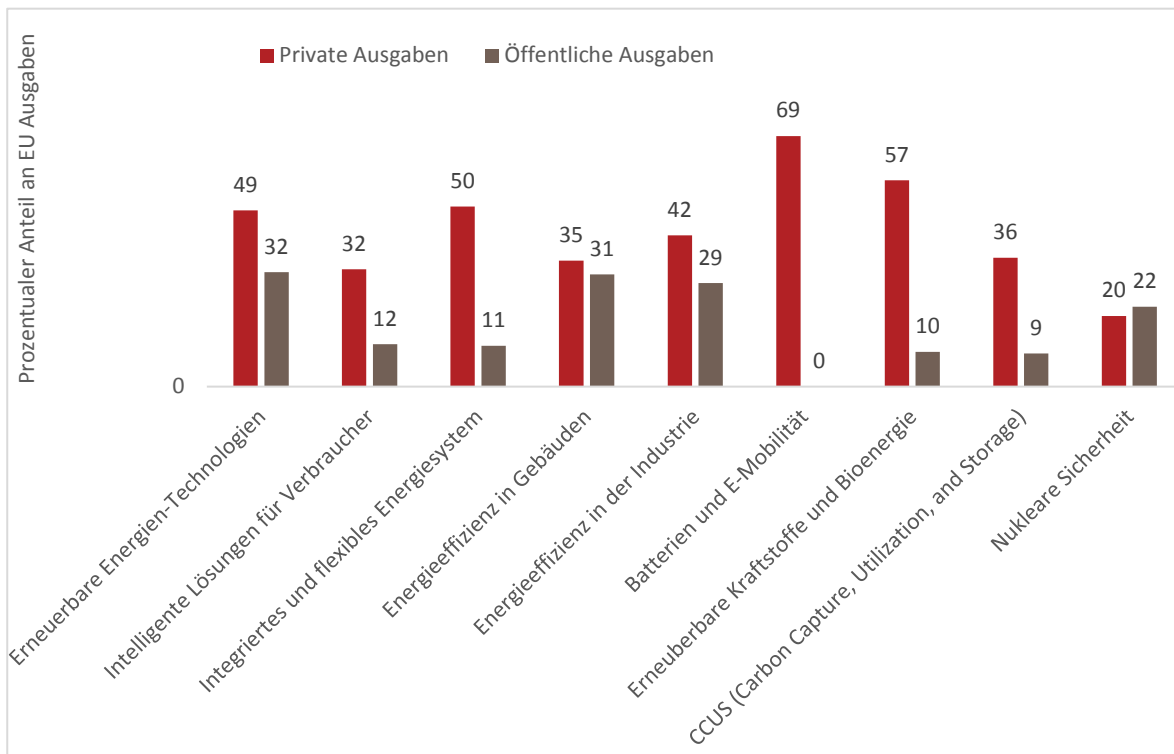
deutlich, warum die Unternehmen ihre Forschungsausgaben in den Themenfeldern „erneuerbare Energien“ sowie „Batterien und Elektromobilität“ gegenüber den beiden Vorjahren (2012, 2013) nicht nur EU-weit, sondern auch in Deutschland zurückgefahren haben. Hilfreich wären auch Informationen darüber, in welchem 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 2014¹⁾



1) Letztes Jahr mit verfügbaren Daten für private Ausgaben. CCUS: CO₂-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 2014¹⁾



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 (-40 % gegenüber dem IST-Wert für 2017 von -27,5 %). 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.

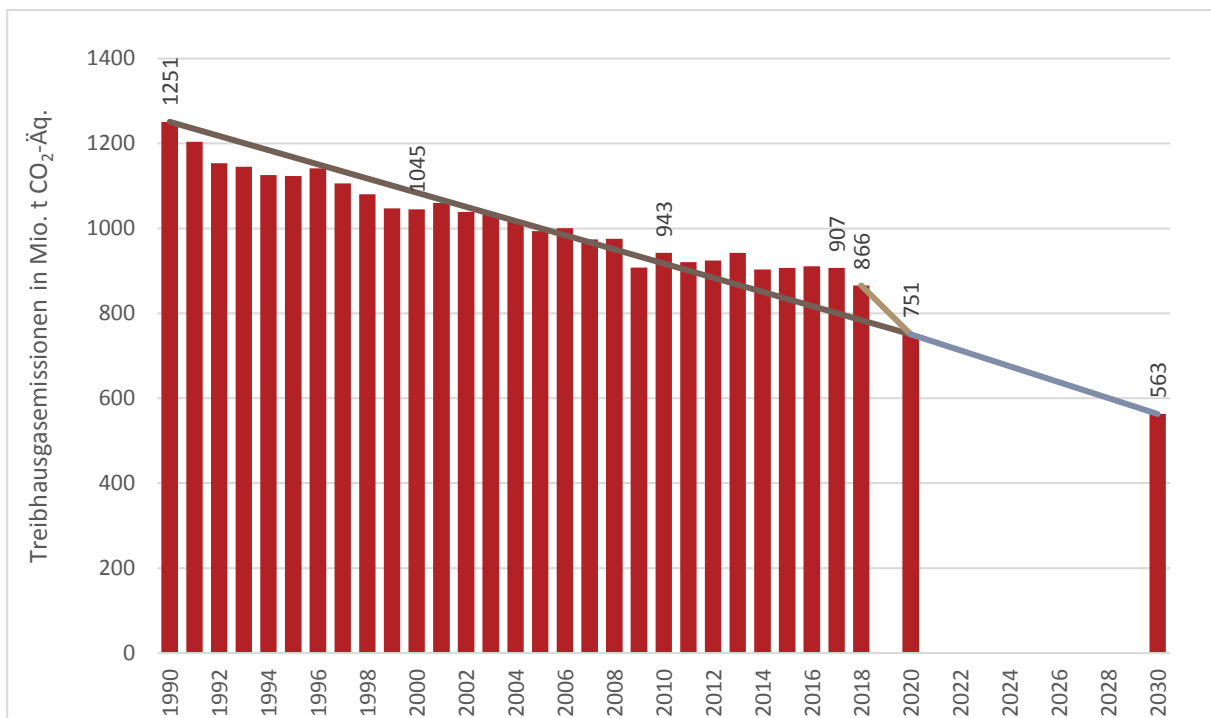
Die Maßnahmen in den Sektoren Verkehr und Gebäude müssen auf die EU-Ziele für den Nicht-ETS-Bereich abgestimmt werden. Die Emissionen liegen hier seit 2016 über dem entsprechenden Zielpfad. Bis 2020 wird Deutschland daher Emissionsberechtigungen von anderen EU-Ländern kaufen müssen, um seiner Verpflichtung 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. Insgesamt sind die THG-Emissionen von 1990 bis 2017 nur um insgesamt 27,5 % gesunken, sodass sich die Lücke zum Erreichen des -40 %-Zieles nur wenig verkleinert hat (Abbildung 14). Zur Zielerreichung müssten die THG-Emissionen bis 2020 noch um 144 Mio. t CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 Handelsanktionen 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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

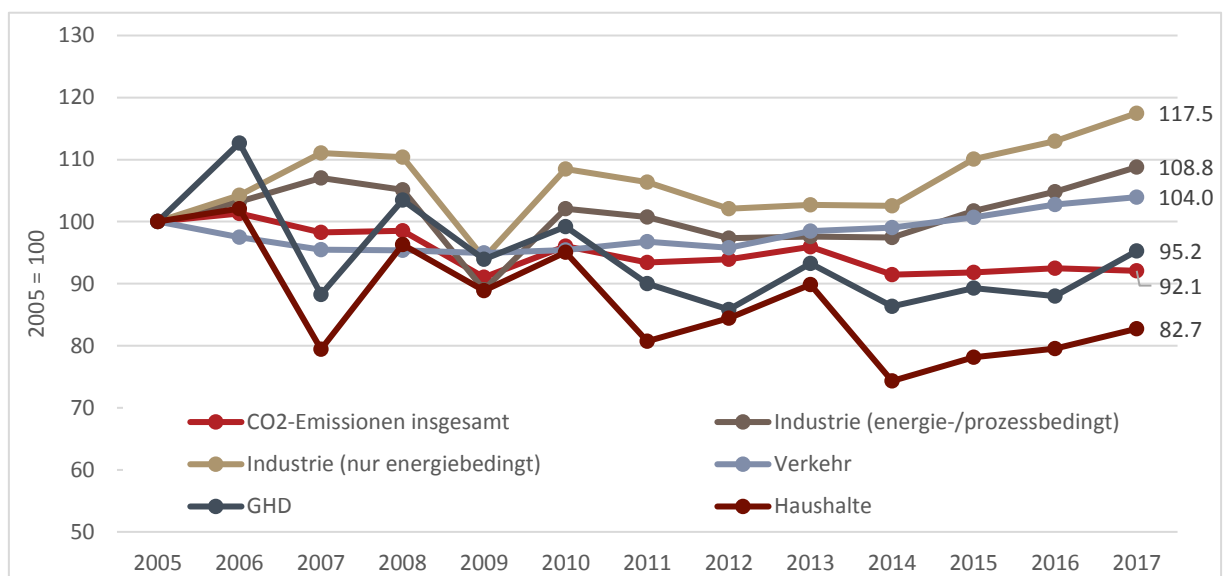
Quellen: DEHSt (2018); UBA (2018). Ohne Anpassung der Werte vor 2013 an neuen Anwendungsbereich des ETS.

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 CO₂-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 zugewiesenen 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Äq. Das sind 1,3 % (2016) bzw. 1,7 % (2017) der gesamten THG-Emissionen in Deutschland. Allein auf das CO₂-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 CO₂. 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 CO₂ 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

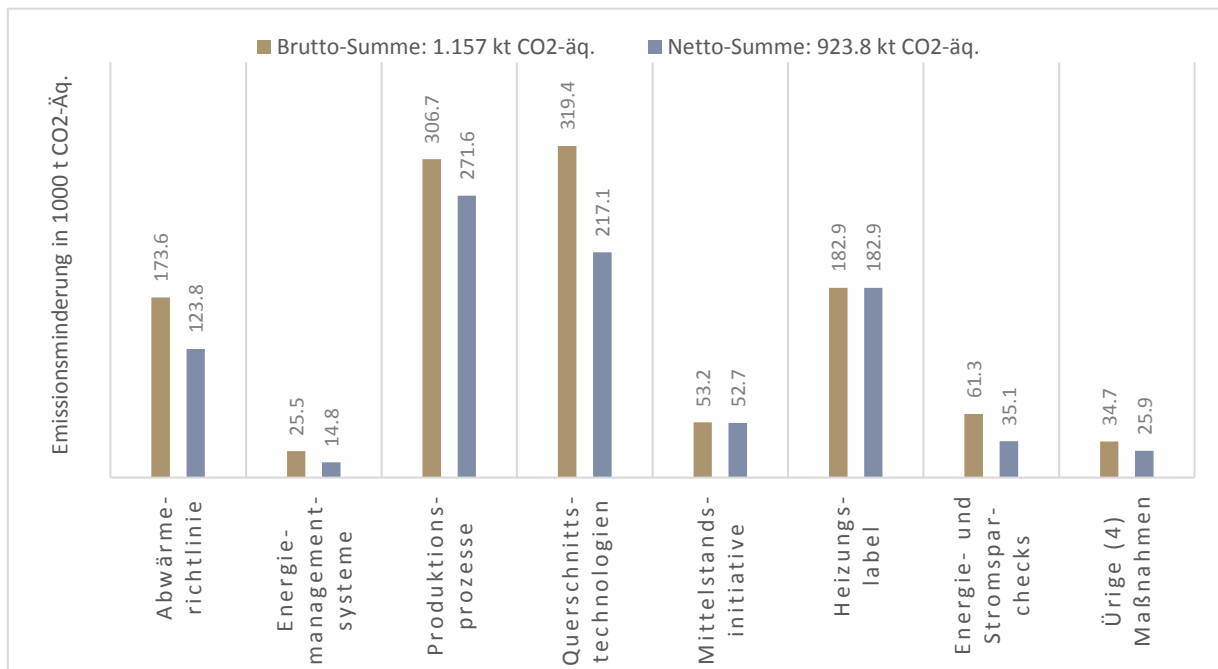
Quelle: Auswertung der Maßnahmentableaus im zweiten Fortschrittsbericht zur Energiewende (BMW, Stand Mai 2019)

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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Äq. vermindern, die 2017 neu hinzugekommenen Werte betragen noch 0,47 Mio. t CO₂-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 CO₂-Äq. und der Evaluierung des Energieeffizienzfonds mit 1,09 Mio. t CO₂-Äq. relativ gering sind.

160. Gemessen an den gesamten THG-Emissionen in Deutschland im Jahr 2017 in Höhe von knapp 907 Mio. t CO₂-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 CO₂-Äq. gerechnet (Tabelle 20). Aktuell sind es nur noch 41 bis 58 Mio. t CO₂-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 Klimaplan 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 CO₂-Äq. sinken könnten (BMWi, 2019c). Gegenüber der Zielgröße von 751 Mio. t CO₂-Äq. bedeutet das eine Deckungslücke von 87 Mio. t CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Äq. Demnach beläuft sich die bis dahin noch durch zusätzliche Maßnahmen zu schließende Deckungslücke auf annähernd 180 Mio. t CO₂-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 CO₂-Äq. gefallen sind – notwendig ist (s. o.) in den 12 Jahren bis 2030 eine Reduktion von 294 Mio. t CO₂-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)

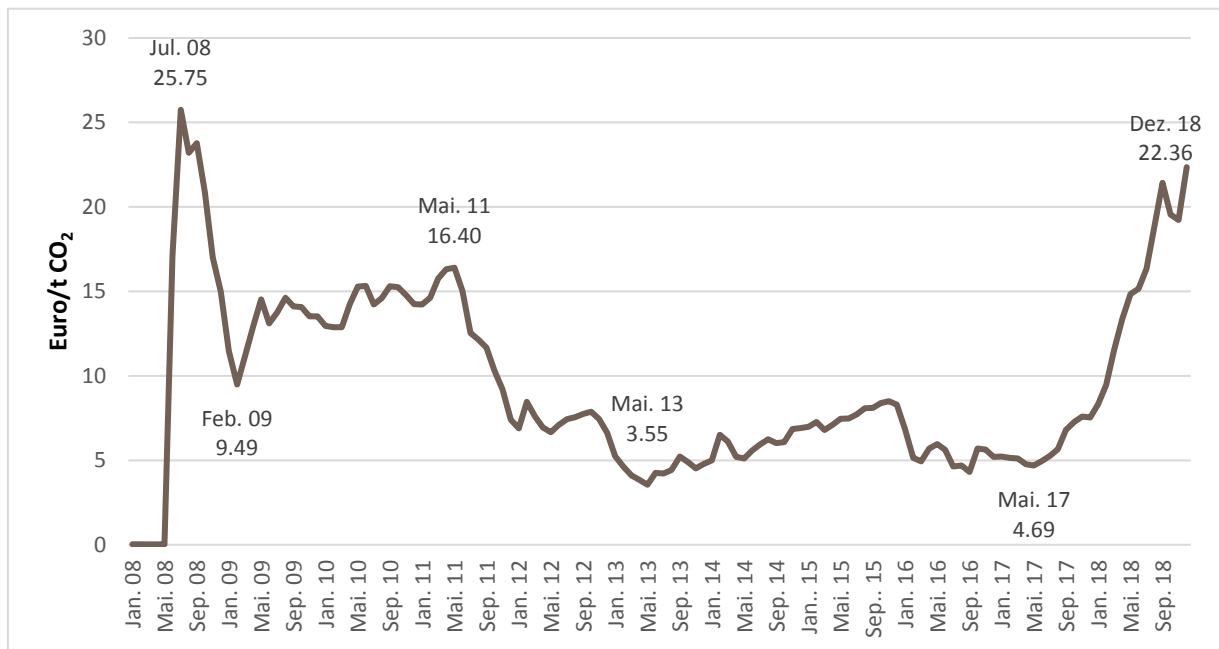
165. Politische Entscheidungen, die direkt oder indirekt den ETS betreffen, haben großen Einfluss auf die Preisbildung der Emissionsberechtigungen. Dies sind etwa politische Entscheidungen zum ETS selber, aber auch zum Kohleausstieg in Deutschland, zur Einführung nationaler CO₂-Abgaben etc. Kurzfristige Preisfluktuationen hängen auch ab von Schwankungen internationaler Energieträgerpreise und den damit verbundenen Auswirkungen auf

den Energieträgermix für die Stromerzeugung. Kurzfristig ist etwa bei einem relativ 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 CO₂ lagen, sanken sie bis Anfang 2009 auf unter 10 Euro/t CO₂. 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 CO₂ (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 CO₂. 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 CO₂ 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 CO₂ ein ähnlicher Preis angenommen (Aurora Energy Research 2019). Mit rund 35 Euro/t CO₂ 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 CO₂ (BCG und Prognos, 2018). Schließlich hat die Internationale Energieagentur (IEA) für die in ihrem World Energy Outlook 2018 entwickelten Szenarien CO₂-Preise für die Europäische Union in ihren beiden Hauptszenarien von 22 bis 25 USD/t CO₂ im Jahr 2025 sowie 38 bis 43 USD/t CO₂ im Jahr 2040 unterstellt; in ihrem „Sustainable Development Scenario“ geht die IEA für 2025 sogar von 63 USD/t CO₂ und für 2040 von 140 US-\$/t CO₂ 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 CO₂-Steuersystem –, dass es keine belastbaren Anhaltspunkte 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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

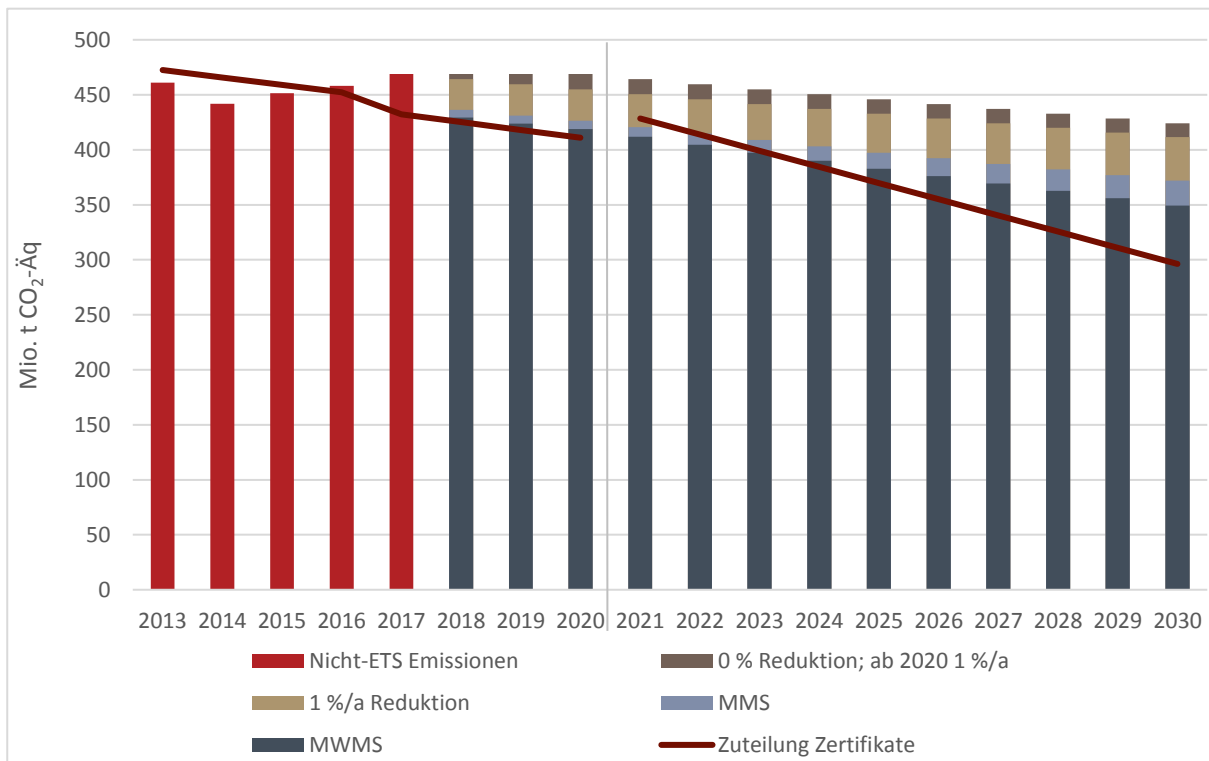
Quelle: Eigene Berechnungen, EEA (2018), BMU (2017)

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 CO₂, 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 CO₂) 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 CO₂ 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 CO₂). 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 CO₂-Äq. (MMS) bzw. bei 23,0 Mrd. t CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 Zertifikatspreises 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

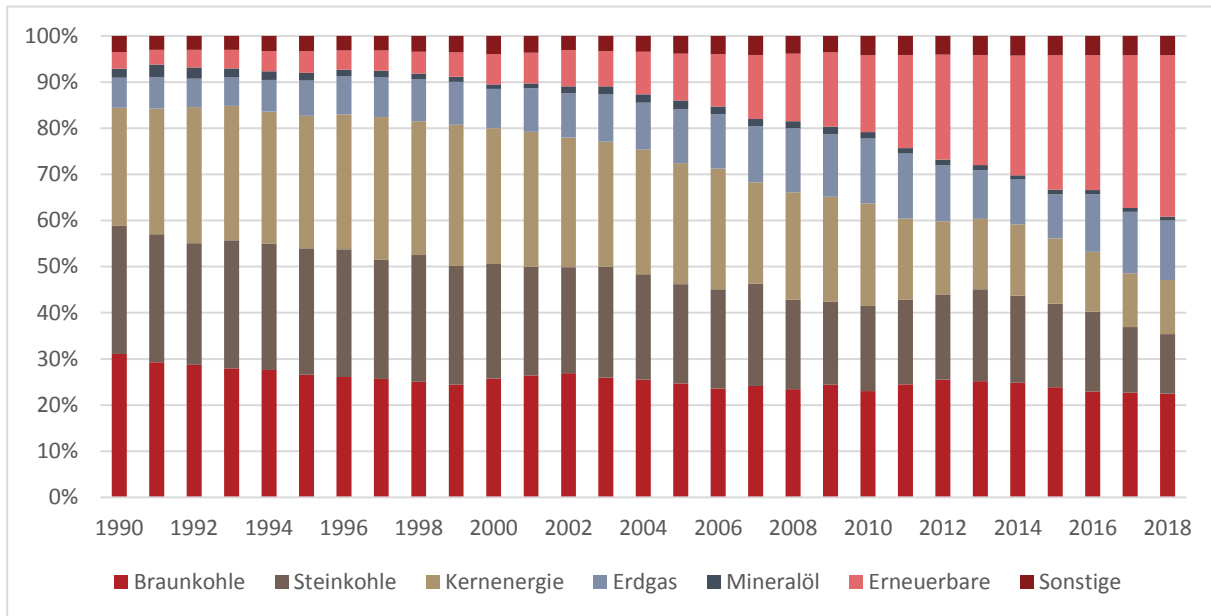
Quelle: eigene Berechnungen, EEA (2018), BMUB (2017). LULUCF: Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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. Zusammengefasst 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 2017³⁵; 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 CO₂-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 Szenarien 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 CO₂-Emissionen zu ermitteln. „Dabei soll der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2025 maximal 240 Mio. t CO₂, im Jahr 2030 maximal 184 Mio. t CO₂ und im Jahr 2035 maximal 127 Millionen Tonnen CO₂ 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	Kohlekommission
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

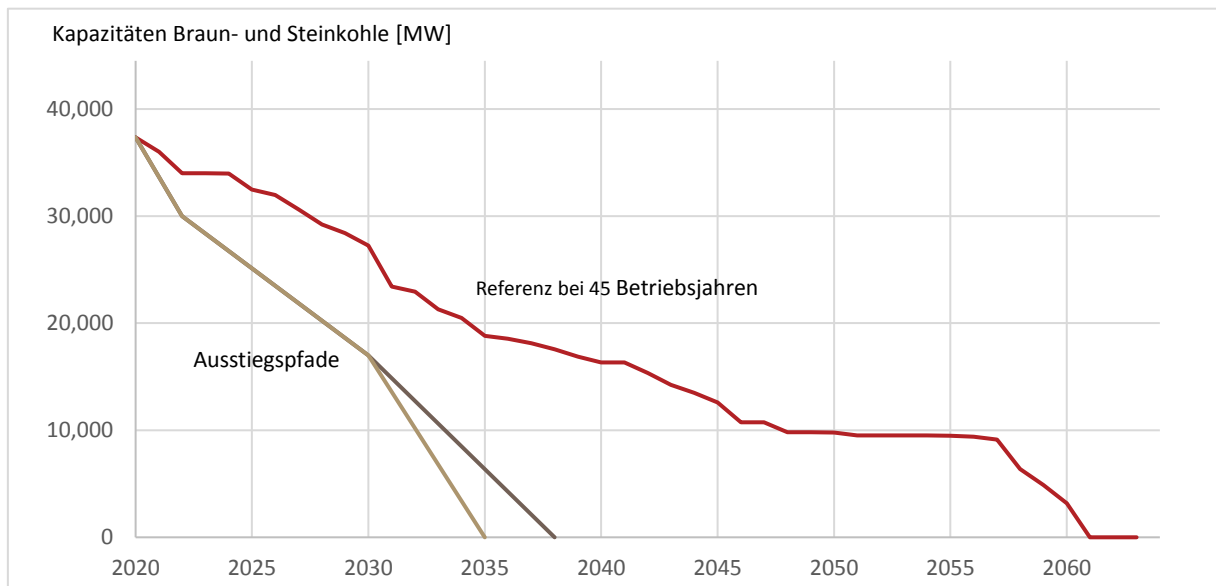
184. Ende Januar 2019 hat die Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung“ ihren Abschlussbericht vorgelegt (KWSB, 2019). Von den drei wichtigen Aufgaben, die der Kommission gestellt wurden, nämlich

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

Holzwerkwerken 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 Expertengremium“ 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 CO₂-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.

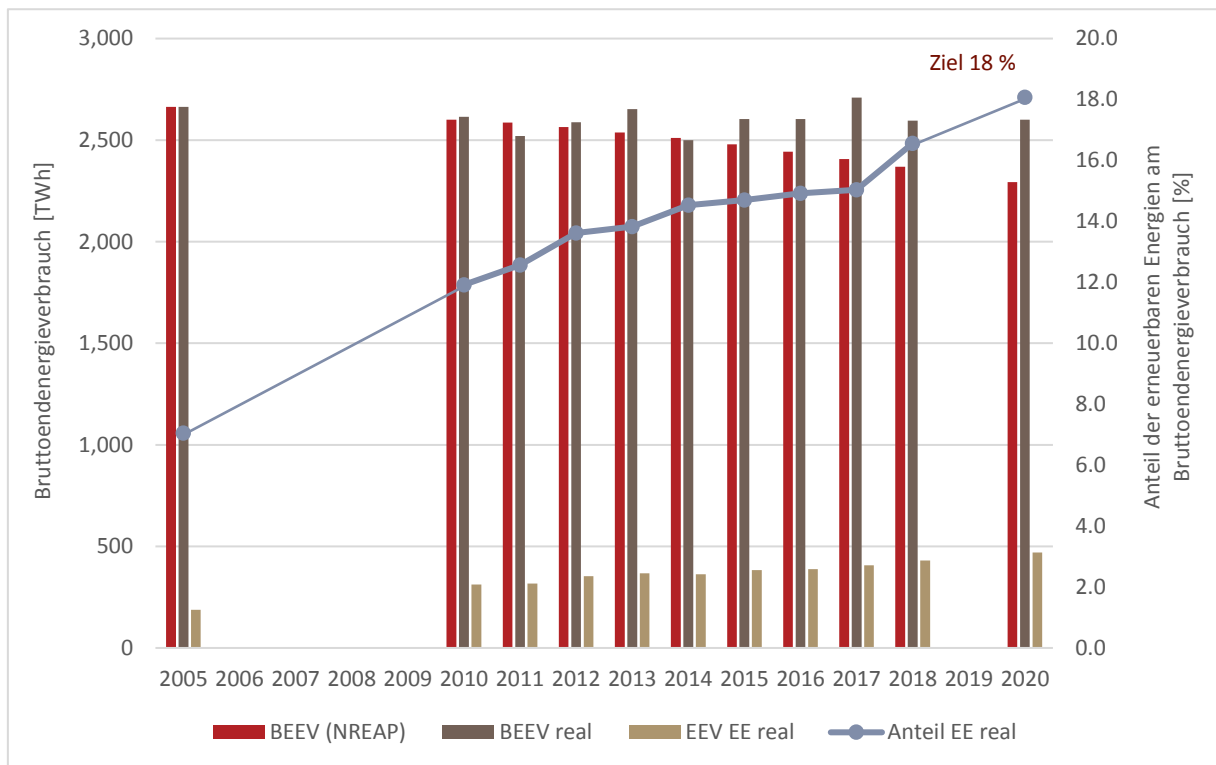
5.1 Entwicklung der Anteile der Erneuerbaren Energien

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 Zielzubauemengen 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 ungefördernten 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

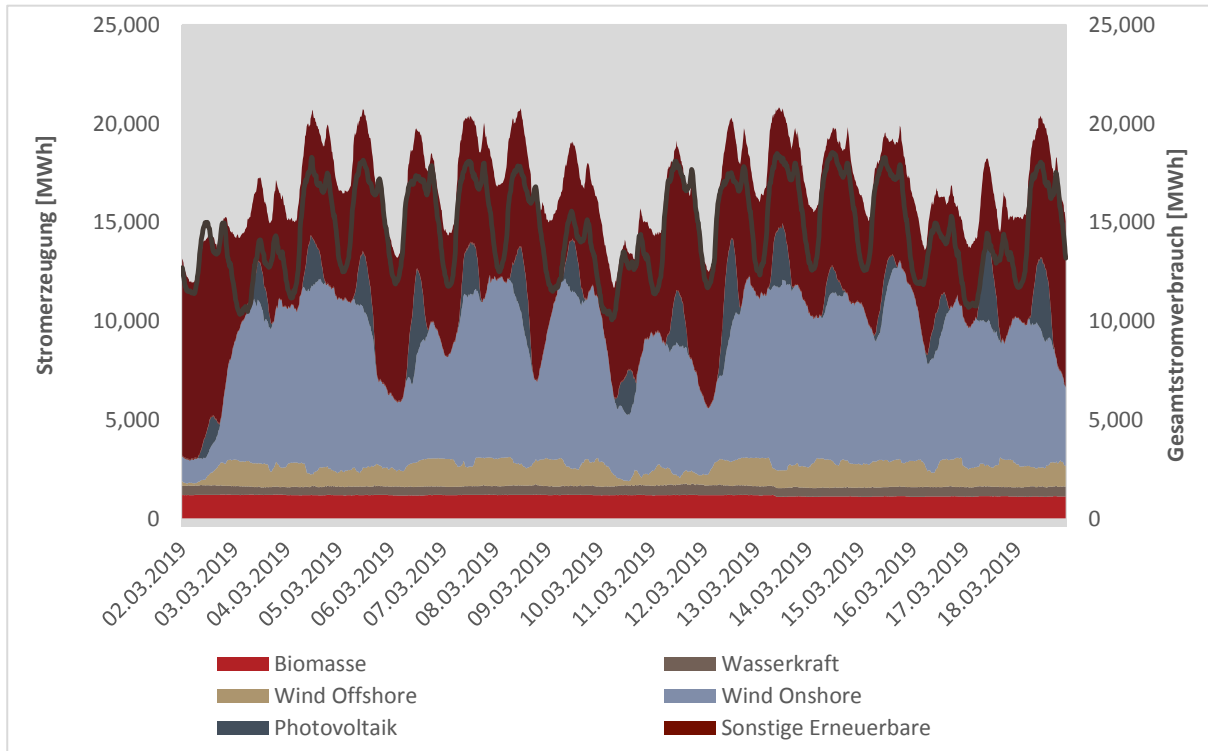
209. Für Windenergie an Land sieht der EEG-Zubaukorridor 2,8 GW pro Jahr bzw. 2,9 GW ab 2020 vor. Aufgrund von altersbedingten Außerbetriebnahmen bzw. der möglichen Stilllegung ausgeförderter Anlagen nach 2020 ist der erwartete Netto-Leistungszuwachs gering und würde im Falle einer Realisierung der angeführten Bruttoszubauziele 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 CO₂-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 Windenergie 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 Zielzubaues 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 rechtssichere 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 bundesimmissionschutzrechtliche 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 benötigt³⁶, 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, wengleich vieles dafürspricht, diese Restriktion rasch zu beseitigen (vgl. Abschnitt 5.1 und 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 Flächen³⁷. 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“, ungefördernde 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 Mieterstromprojekten 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 Bruttozubaues 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

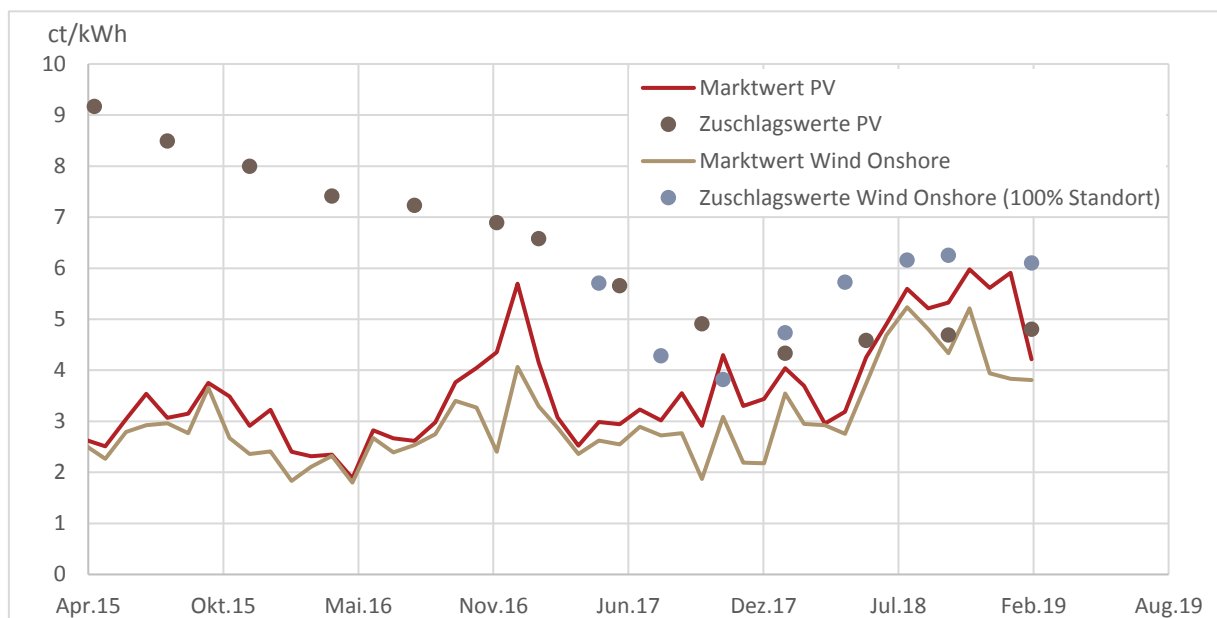
wenn ja, in welcher Form sie Bürgerenergiegesellschaften zukünftig begünstigen will. Unklarheit über die künftige Ausgestaltung der Regelungen, ist in Anbetracht der dringend benötigten Planungssicherheit zu vermeiden. Die Expertenkommission empfiehlt, die Ausnahmen für Bürgerenergiegesellschaften dauerhaft 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 Beteiligungsaufgaben 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



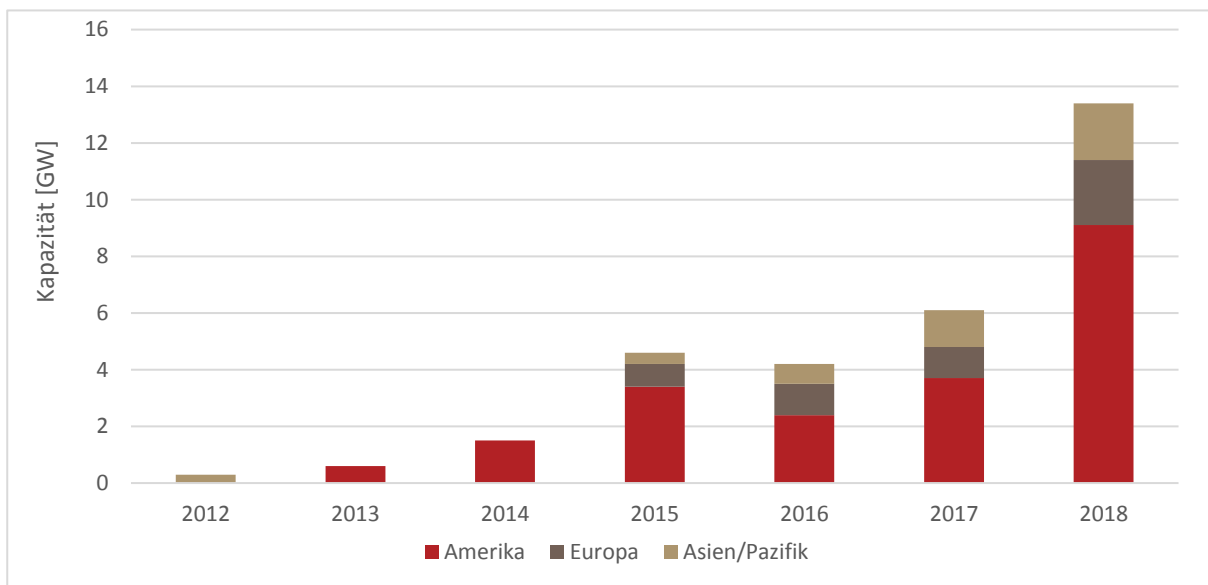
Quelle: BNetzA (2019h); ÜNB (2019)

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 %igen 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 Legaldefinition³⁸ 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



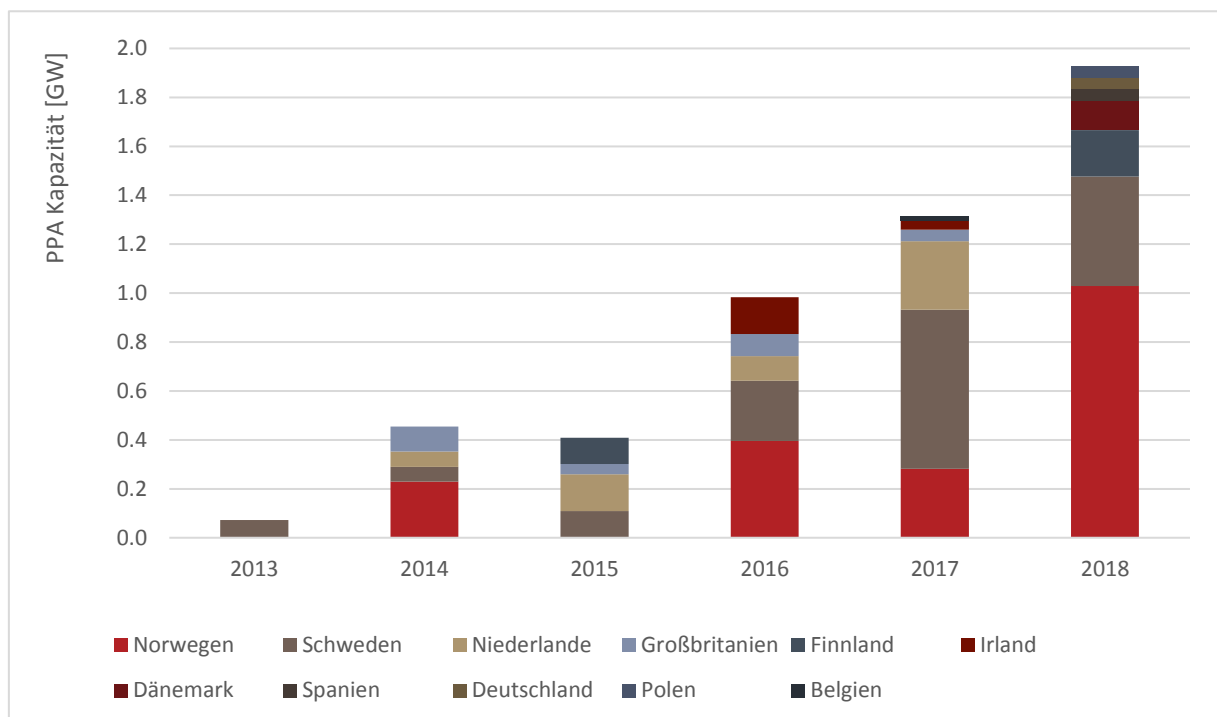
Quelle: AWAW (2019); BNEF (2019); WindEurope (2019)

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

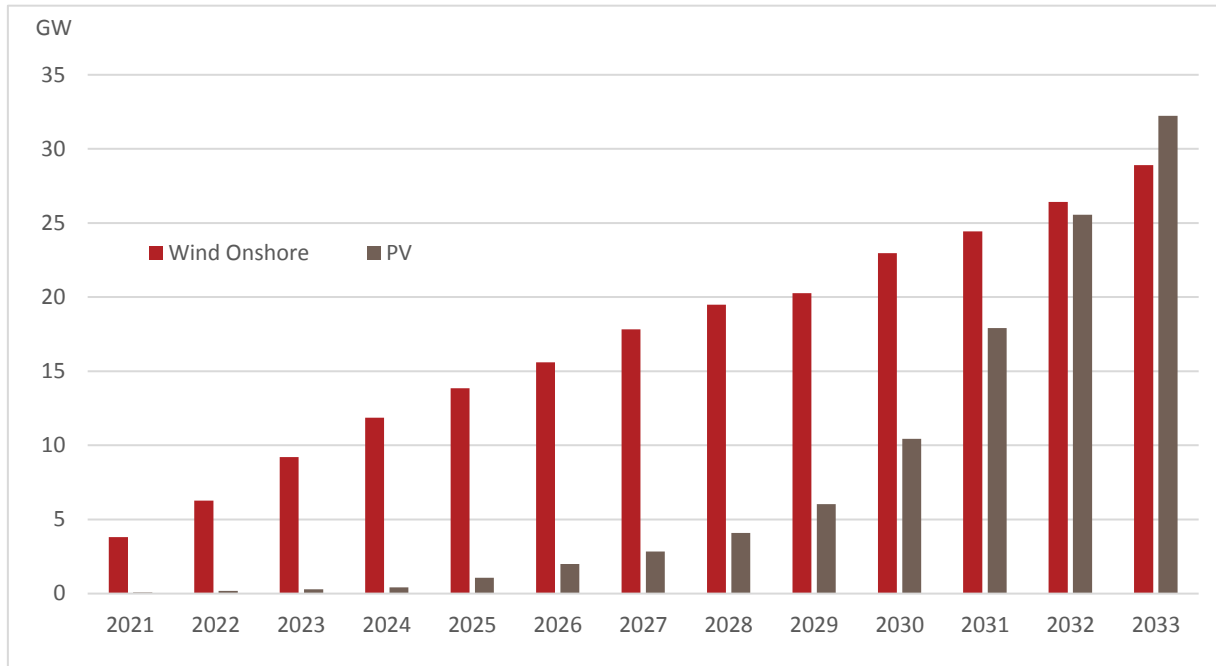
hätte eine europaweite Harmonisierung der Voraussetzungen für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen bedeutet. Im Laufe der Verhandlungen wurde diese Passage aber gestrichen und in ein Wahlrecht der Mitgliedstaaten umgewandelt. Mitgliedsstaaten entscheiden selbst, ob sie Herkunftsnachweise für geförderte 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 gewährt, „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 Erlöspotentialen als unrentabel (WindGuard, 2014). Die jüngst stark gestiegenen Großhandelspreise scheinen genügend hohe Erlöspotentialen zu bieten, so dass ein Weiterbetrieb vieler Anlagen realistischer erscheint. Ferner bieten sich weitere Erlöspotentialen 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 Vorbildern bestehender Regelungen angeknüpft werden. Beispielsweise 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.

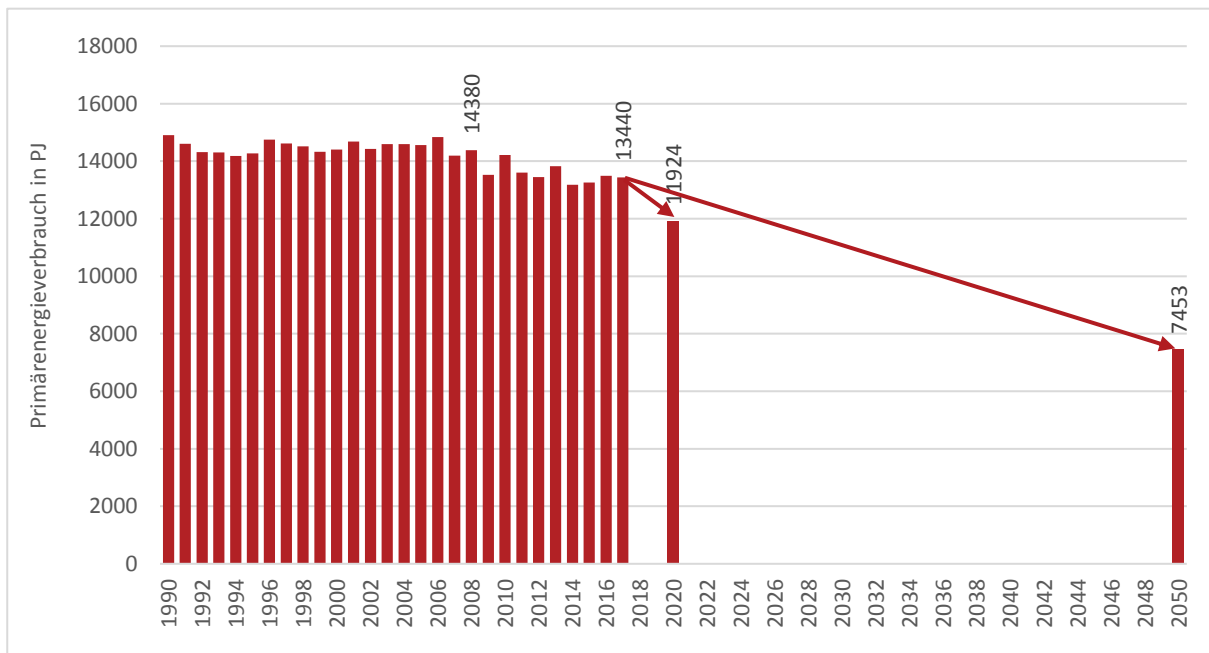
Im Verkehr sind dafür vor allem die steigenden Verkehrsleistungen sowie die strukturellen Veränderungen im Fahrzeugbestand verantwortlich, die durch die Verbesserungen der Energieeffizienz nicht ausgeglichen werden konnten. Bei auch künftig zunehmenden Verkehrsleistungen, wie sie der Bundesverkehrswegeplan 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.

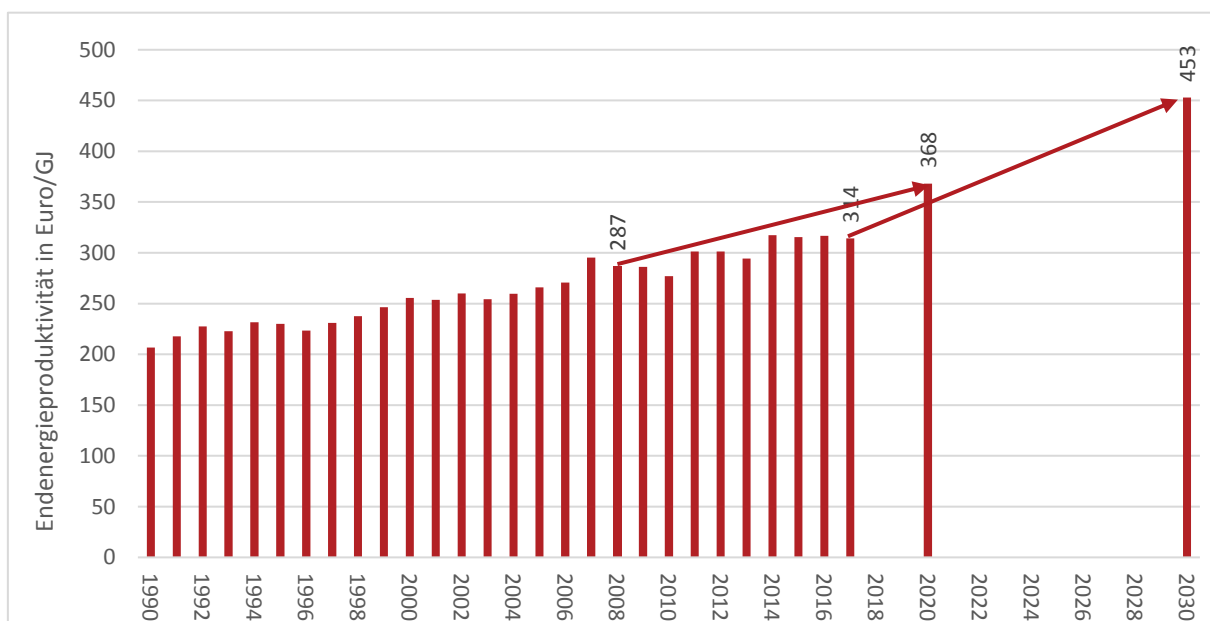
Abbildung 27: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2017 und Ziele bis 2020 und 2050



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).

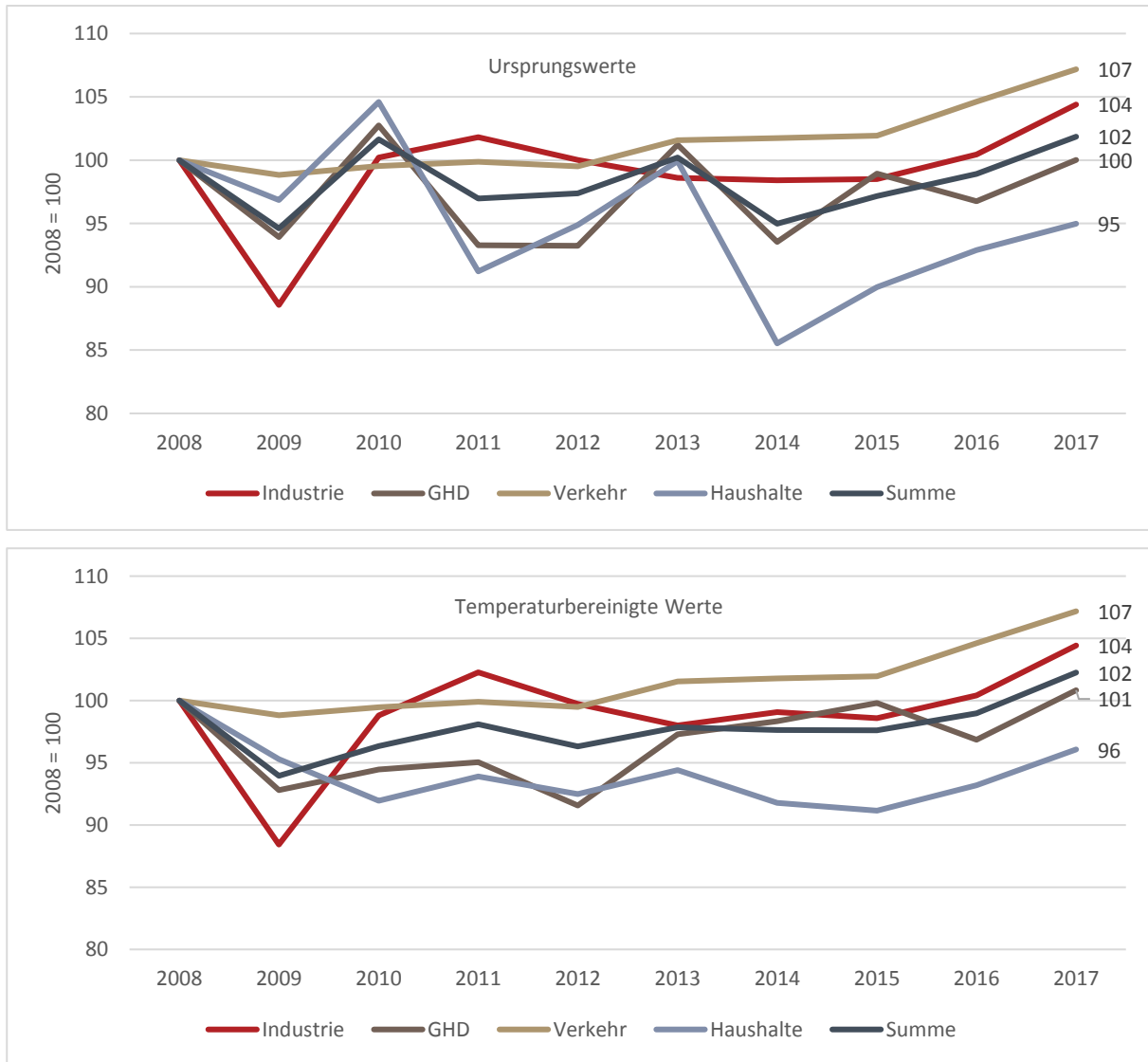
253. Die Endenergieeffizienz bezieht sich auf den gesamten Endenergieverbrauch, zu dem so unterschiedliche Sektoren wie die Industrie, der Verkehr, die Haushalte oder der Bereich von Handel, Gewerbe und Dienstleistungen (GHD) gehören. Von daher ist die Endenergieeffizienz das Resultat der Effizienzveränderungen 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

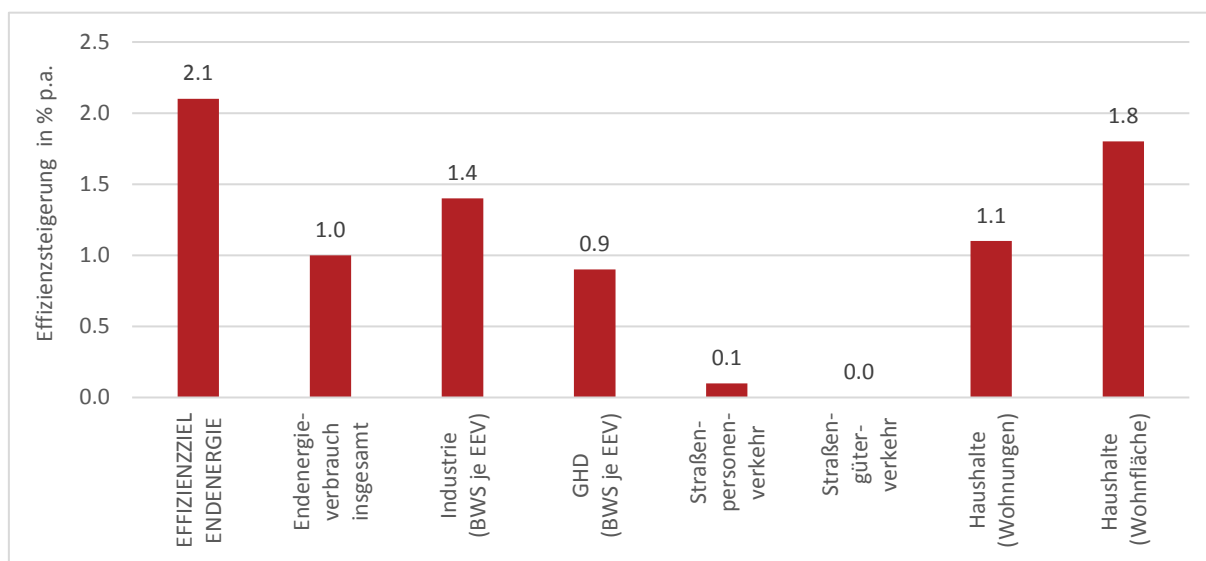
Energieverbrauchs zur Personen- bzw. Güterverkehrsleistung im Straßenverkehr praktisch keine Verbesserungen zu sehen sind. Vor diesem Hintergrund bekommen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in allen Endenergiesektoren ihre besondere Dringlichkeit auf dem Weg zur Energiewende.

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

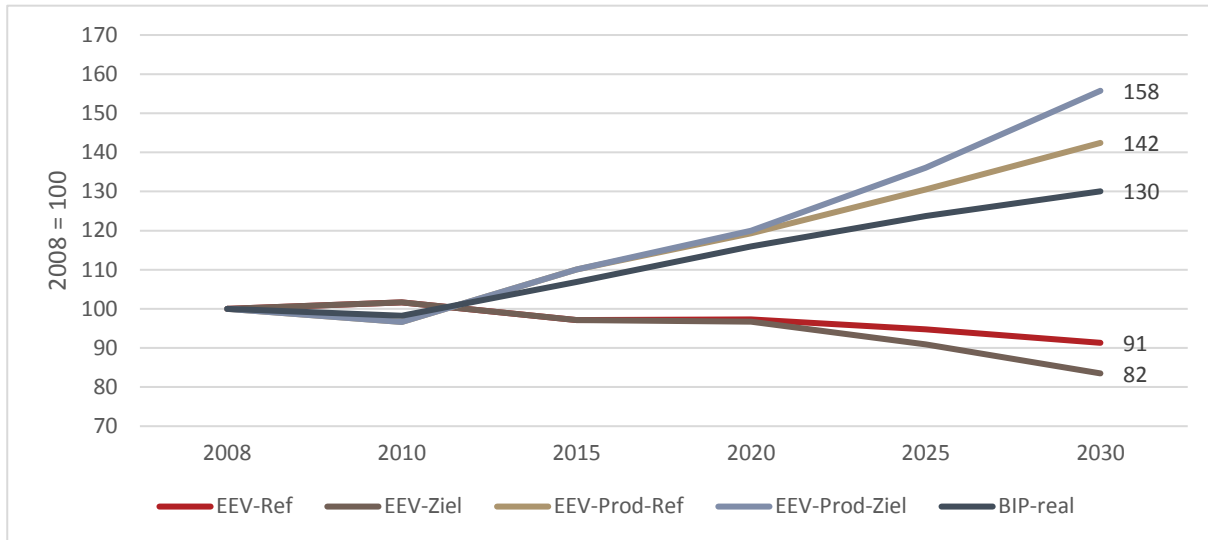


Quellen: AGEBA (2018a); Destatis (2019g); BMVI (2018).

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 Klimaplan (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 (BMW, 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 (BMW, 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“ (BMW, 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 (BMW, 2019f)

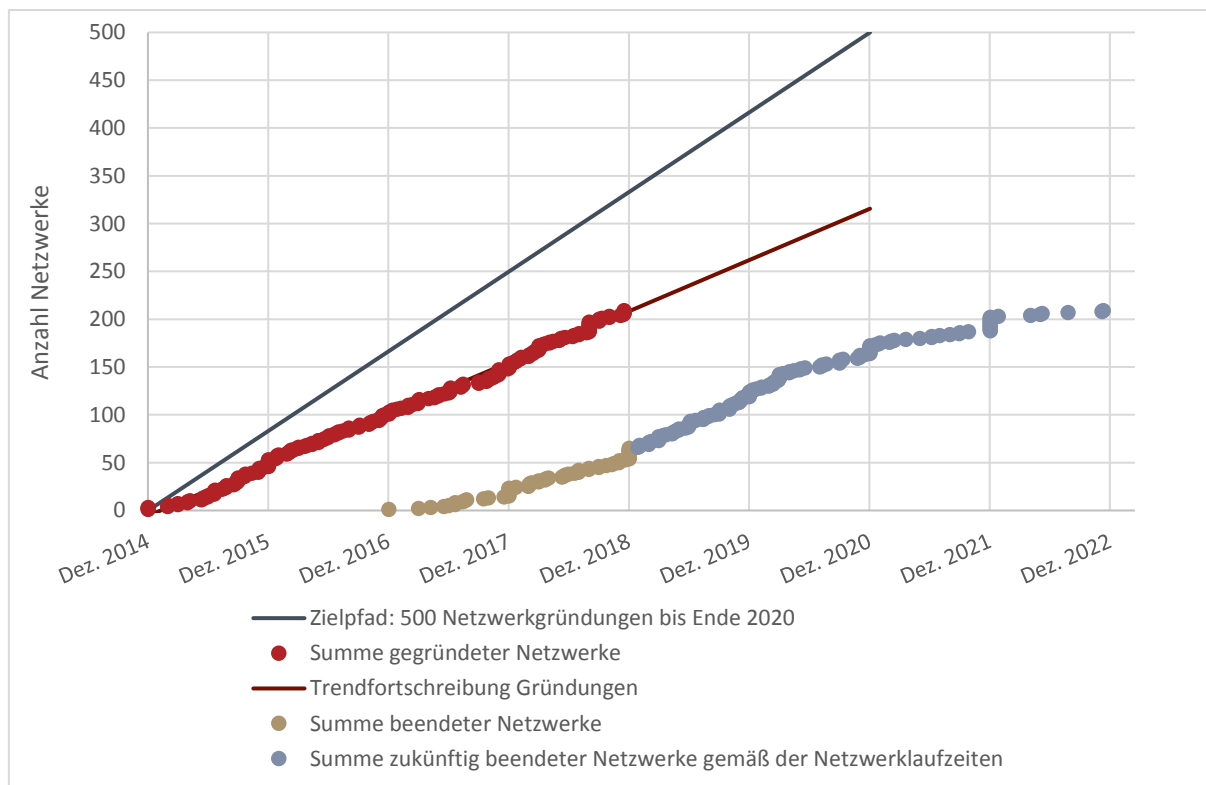
6.3 Fallstudie zur Initiative Energieeffizienznetzwerke

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 CO₂ sollen bis 2020 jährlich eingespart³⁹ werden. Dazu sollen von 2015 bis Ende 2020 500 Energieeffizienznetzwerke gegründet werden (BMW, 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 CO₂-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 Statistischen

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 berücksichtigt 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).

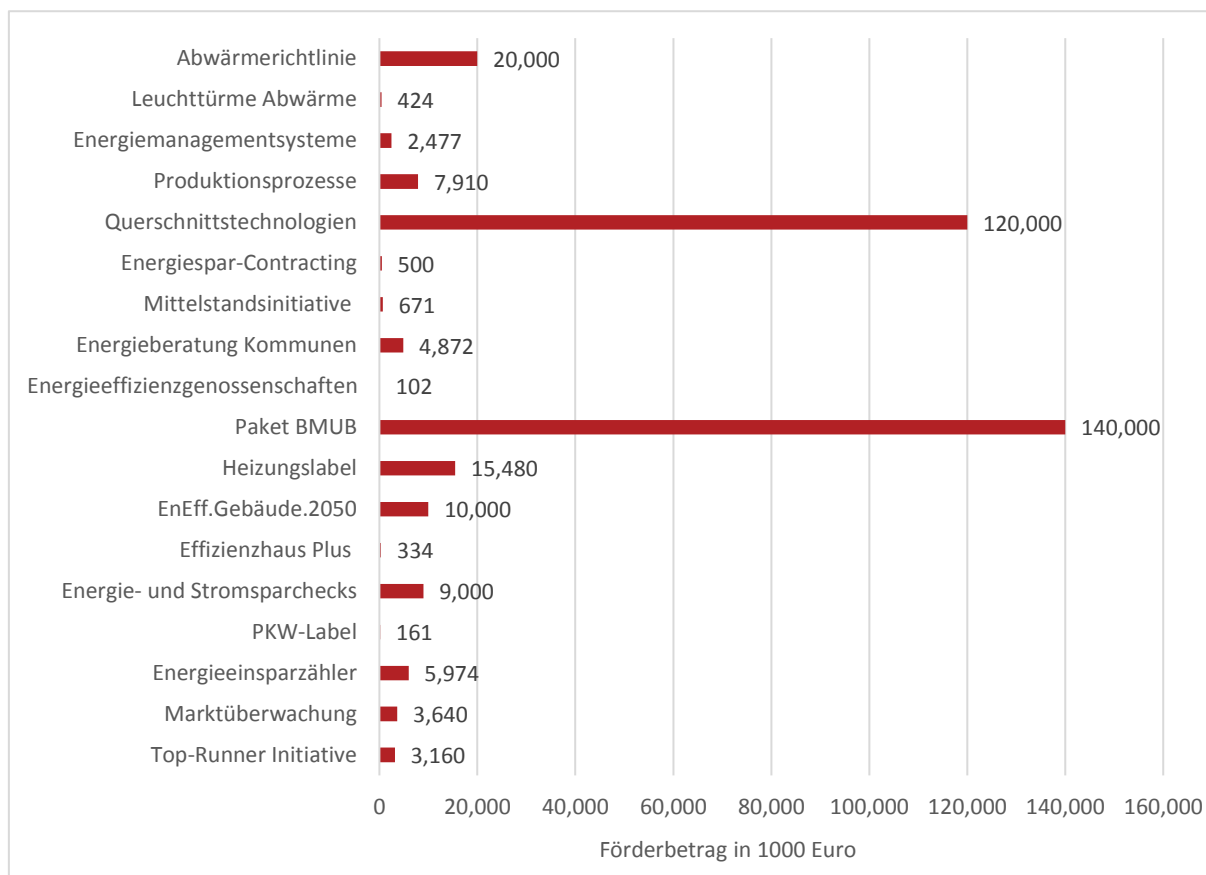
⁴⁰ Forschungsdatenzentren der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder (FDZ): <https://www.forschungsdatenzentrum.de/>.

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)

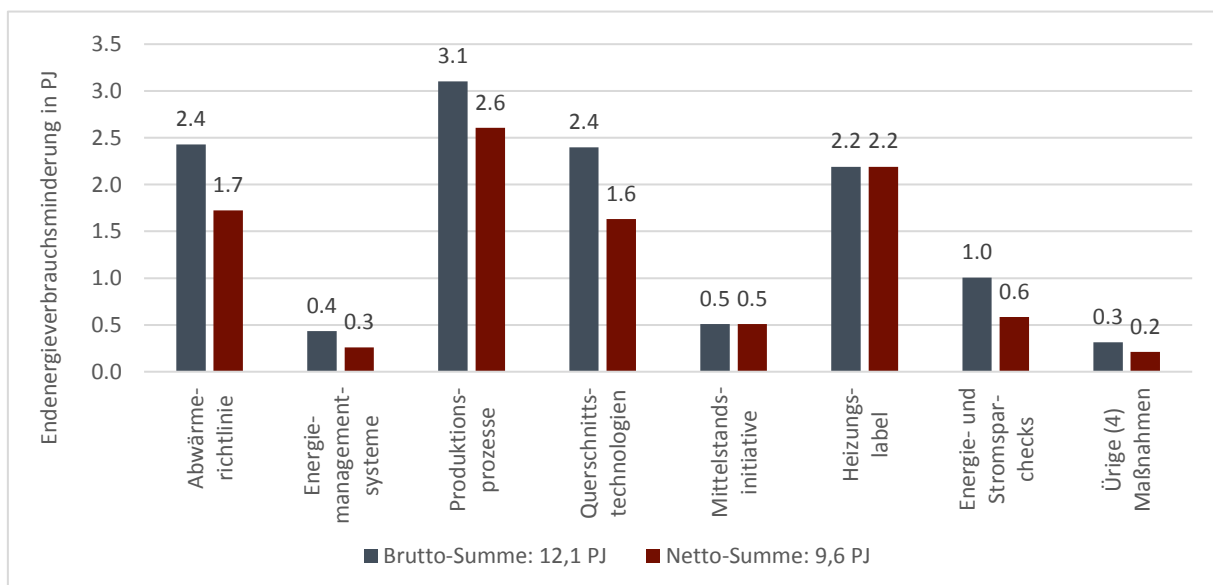
Tabelle 29: Effekte von den Bruttowirkungen zu den Nettowirkungen der Maßnahmen

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)

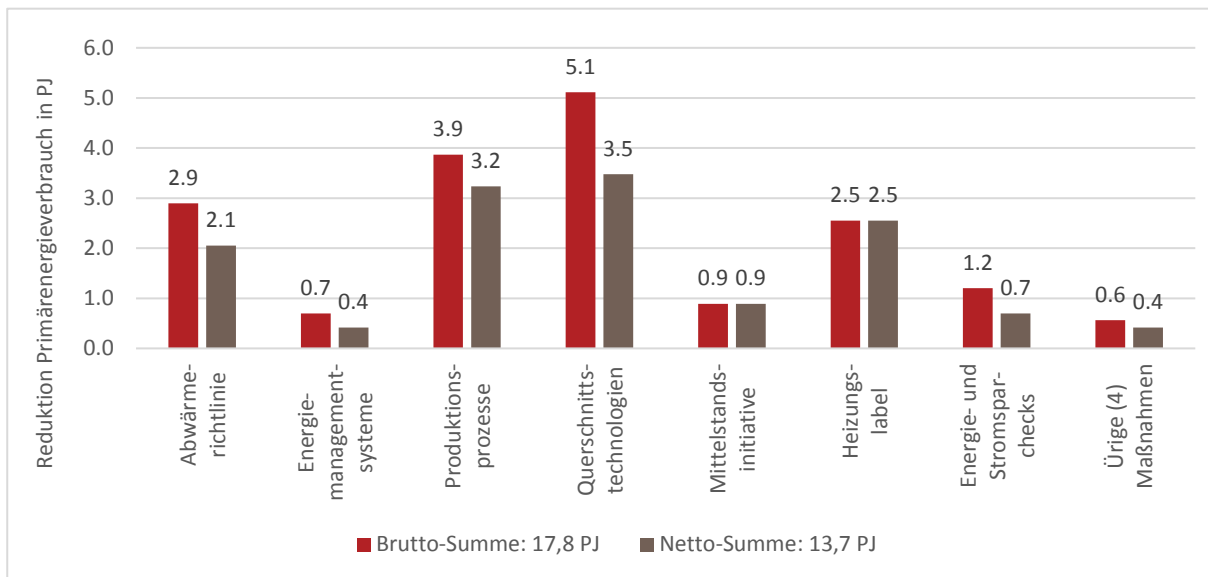
282. Einen Überblick über die evaluierten Maßnahmen zur Reduktion des Endenergieverbrauchs verschafft Abbildung 34. In Summe lassen die 11 evaluierten Maßnahmen eine Brutto-Minderung des Endenergieverbrauchs in Höhe von rund 12 PJ erwarten; unter Berücksichtigung der ergebnisrelevanten Effekte ergibt 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 CO₂-Äq. / Euro bzw. Euro/ kg CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Äq. beim Energiespar-Contracting und 619 (910) Euro/t CO₂-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 CO₂-Äq. (brutto) bzw. 72 Euro/t CO₂-Äq. (netto) eine wesentlich günstigere Fördereffizienz aufweist. Überwiegend bewegt sich die THG-Fördereffizienz brutto wie netto deutlich unterhalb von 100 Euro/t CO₂-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
Heizungsetikettierung	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 CO₂-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 CO₂-Bepreisung, um die Rahmenbedingungen für energieeffiziente Technologien und die Energieversorgung mit Erneuerbaren zu verbessern (vgl. Kapitel 12).

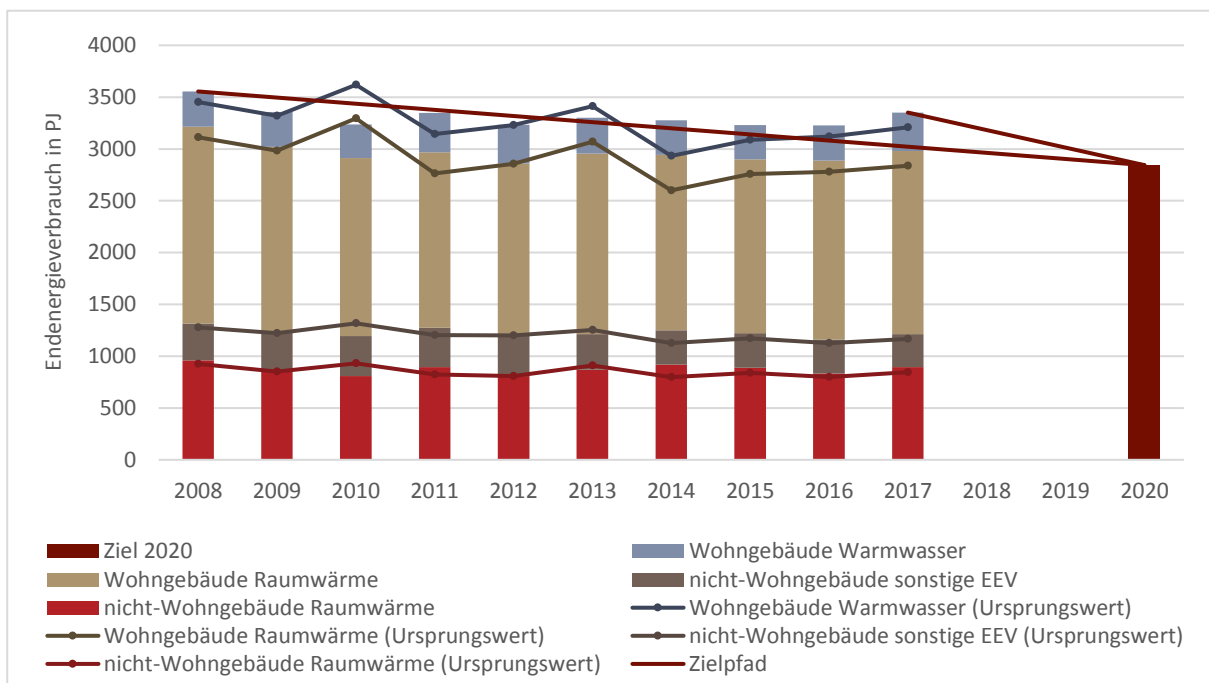
7.1 Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Gebäuden

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 CO₂-basiertes Ziel eingeführt. Die Treibhausgasemissionen sollen auf 70 bis 72 Mio. t CO₂-Äq. von rund 119 Mio. t CO₂-Äq. 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 (BMW, 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) (BMW, 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 CO₂-Äq. ist die Gebäudestrategie aber zielkonform: der Effizienz-Pfad resultiert in Treibhausgasemissionen in der Größenordnung von 70 Mio. t CO₂ während der Erneuerbare-Energien-Pfad das Ziel unterschreitet und in Treibhausgasemissionen von rund 61 Mio. t CO₂ 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 (BMW_i 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 BMW_i, 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, dass 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 CO₂-Bepreisung einzuführen. Eine Abgabe auf CO₂ setzt Anreize, in klimaneutrale Gebäude und Energieträger zu investieren und dabei technologieoffen und kosteneffizient zu bauen bzw. zu sanieren. Darüber hinaus würde eine CO₂-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 (BMW_i, 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 (BMW_i, 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 Berichtsjahr 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:

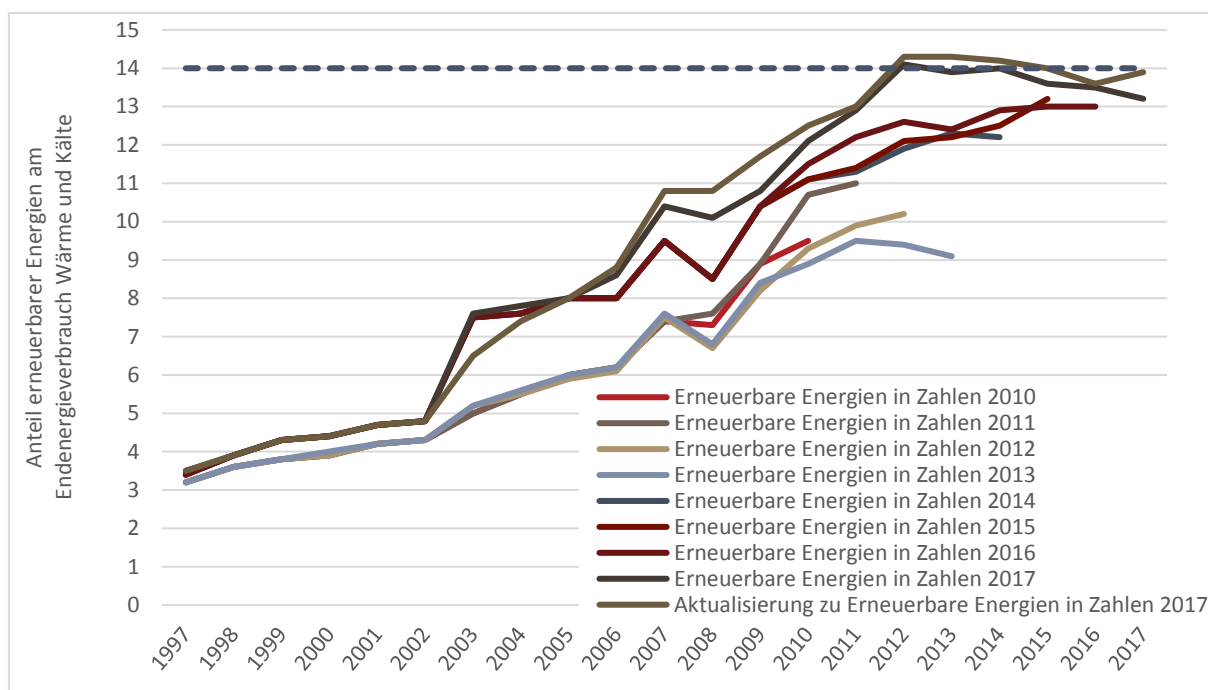
- Berichtsjahr 2014: Der Stromverbrauch für Wärme und Kälte wird nicht mehr im Nenner berücksichtigt. Allein diese methodische Änderung bedeutet einen Anstieg des erneuerbaren Anteils am Wärmeverbrauch (Endenergieverbrauch) um rund 2 Prozentpunkte.
- Berichtsjahr 2017: Es erfolgten offensichtlich umfangreiche 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 eigener 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 Marktanzreizprogramms 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 tiefere Analyse für eine Erfolgskontrolle unerlässlich, nicht zuletzt um im Sinne eines Fortschrittsberichts die Zukunftsperspektive für die erneuerbare Wärmebereitstellung aufzuspinnen (siehe auch Kapitel 2) und weiterführende Maßnahmen zu entwickeln.

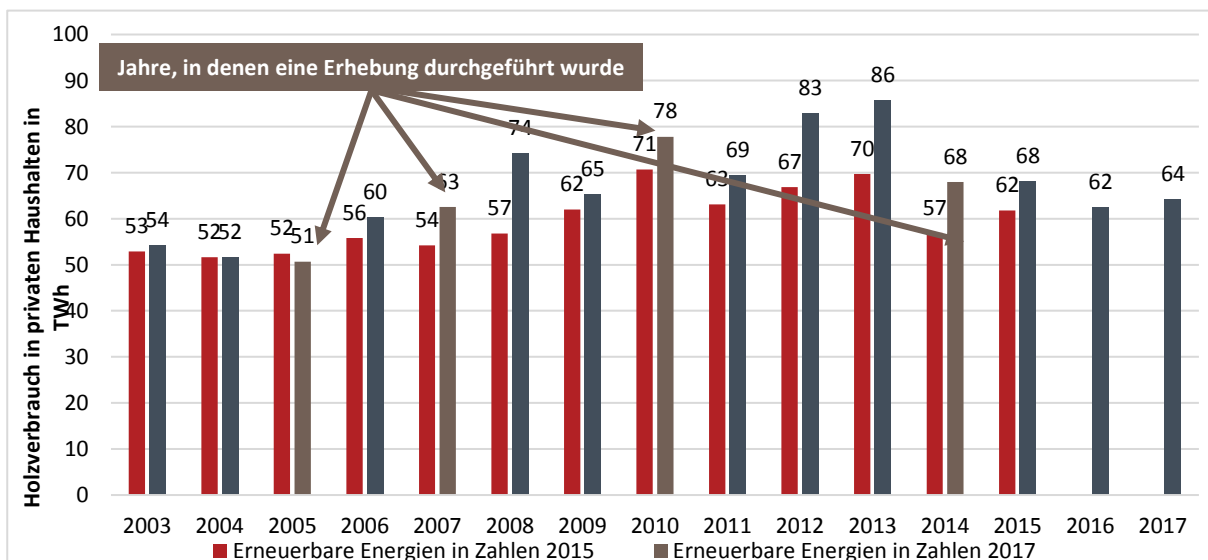
305. In der Einzelbetrachtung des Jahres 2017 ist der Zuwachs von rund 4,1 TWh gegenüber dem Jahr 2016 auf den vermehrten Einsatz von Biomasse – insbesondere von biogenen Festbrennstoffen – zurückzuführen. Betrachtet man allerdings die Zeitreihe, lag der Holzverbrauch von privaten Haushalten in den Vorjahren 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 Holzpellettheizungen 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 bezüglich 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



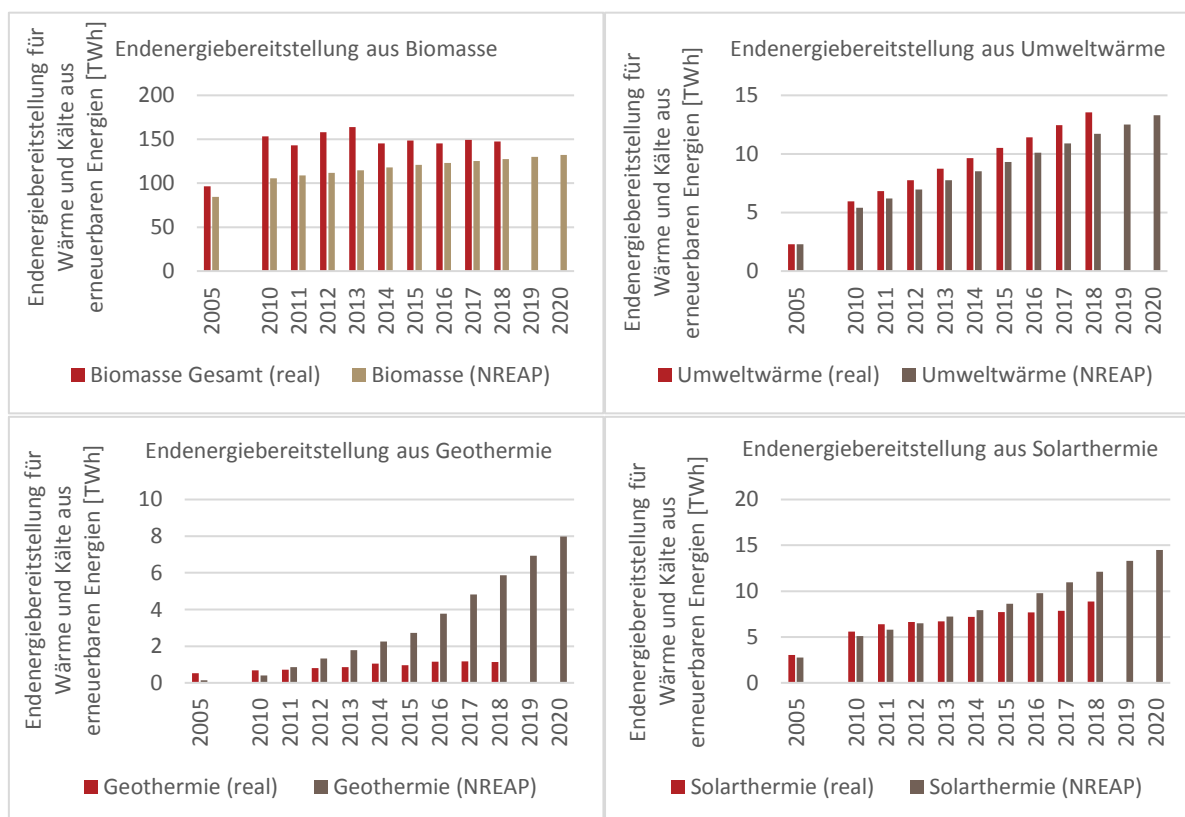
Quelle: AGEE-Stat (2019) und BMWi (2016)

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. m² installierter Kollektorfläche ausgeht, kommt die AG Energiebilanzen lediglich auf 15,4 Mio. m². 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 Zielparame-ter 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 Treibhausgasemissionen 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 CO₂-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 CO₂-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 „CO₂-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 CO₂-Gebäudesanierungsprogramm für Wohngebäude erzielt, gefolgt von der Energieberatung, dem CO₂-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 CO₂-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 Sanierungsmaßnahmen, wie sie insbesondere durch die CO₂-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 Gebäudeenergie-wende 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 Sanierungsmaßnahmen 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 Sanierungsmaßnahmen zu senken. Performance-basierte Vergütungsmodelle, bei denen eine Mindestenergieeinsparung Teil der zu erbringenden Leistung der Baufirmen ist, setzen Anreize für eine integrierte 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 (Cali *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 Fortschrittsberichts in Erarbeitung sind und in eine sektorübergreifenden Effizienzstrategie einfließen sollen (BMW, 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 (BMW, 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 CO₂-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. BMW (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 CO₂-Äq. senken. Im Vergleich zu den Emissionen im Jahr 2017 von 168 Mio. t CO₂-Äq. besteht somit ein Reduktionsbedarf von 70 Mio. t CO₂-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 CO₂-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.

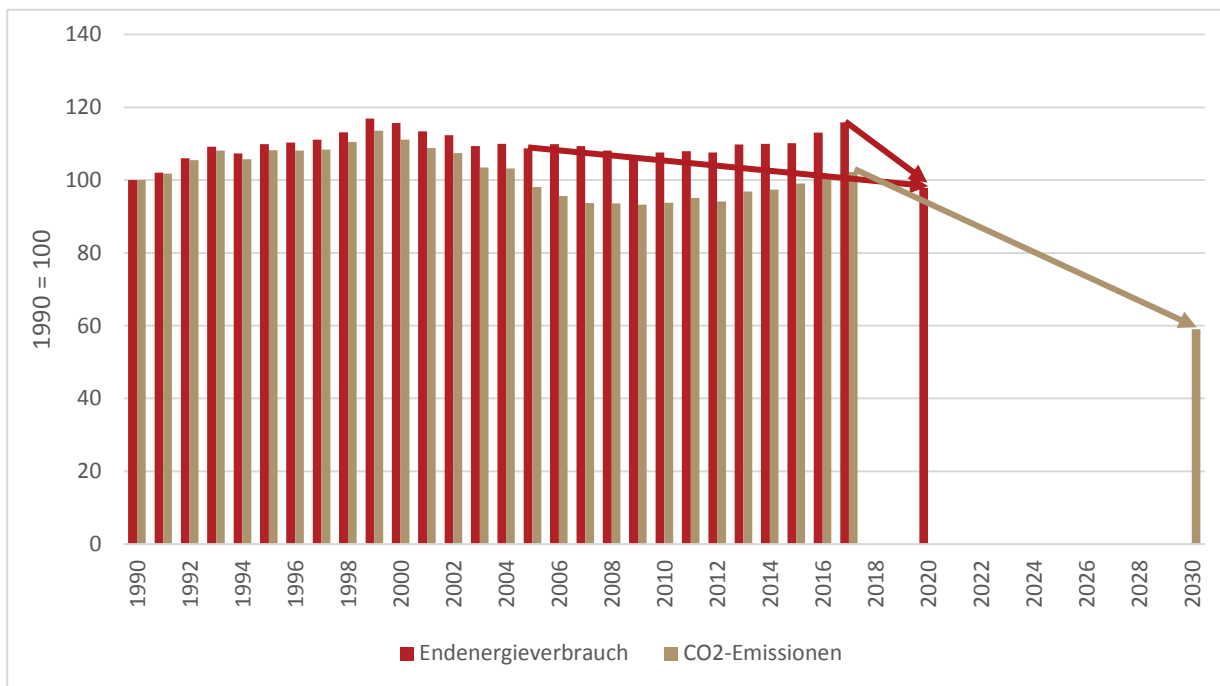
Auch der Einsatz von CO₂-neutralen, strombasierten flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen (eFuels) kann einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Obwohl der Einsatz von strombasierten Kraftstoffen im Vergleich zur direkten Elektrifizierung mit hohen Umwandlungsverlusten und derzeit hohen Kosten behaftet 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 CO₂-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 Energiekonzeptes 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 CO₂-Äq. bzw. 4,2 % höher waren als 2005. Das für 2030 angestrebte Emissionsniveau von 95 bis 98 Mio. t CO₂-Äq. bedeutet gegenüber dem aktuellen Wert für 2017 eine Reduktion um 70 bis 73 Mio. t CO₂-Äq. oder in den verbleibenden Jahren bis 2030 eine jährliche Minderung um 5 bis 6 Mio. t CO₂-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.

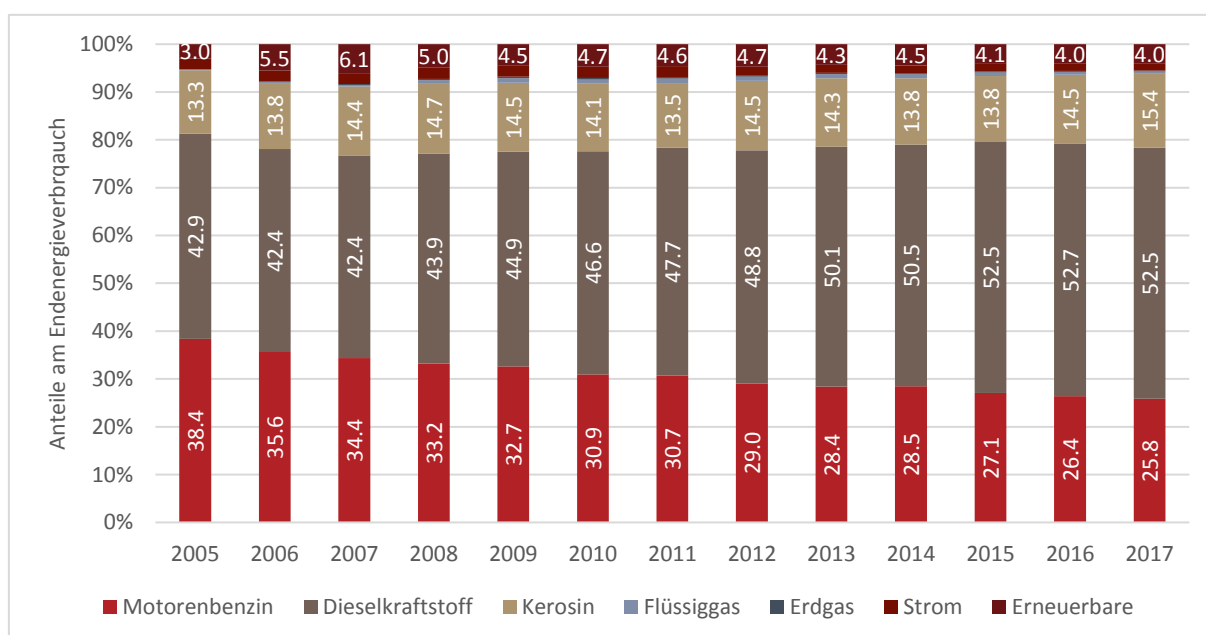
Abbildung 40: Endenergieverbrauch und CO₂-Emissionen im Verkehr von 1990 bis 2017 sowie Ziele für 2020 (Endenergieverbrauch) und 2030 (Treibhausgasemissionen)



Quellen: AG Energiebilanzen (AGEB, 2018); Umweltbundesamt (UBA, 2019).

330. Der Verkehrssektor basiert nach wie vor zu rund 94 % auf Mineralölprodukten, wobei hier 2017 der Dieselmotorenkraftstoff mit einem Anteil von fast 53 % weit vor dem Ottomotorenkraftstoff mit 26 %, den Flugtreibstoffen mit 15 % und den erneuerbaren Energien mit 4 % rangiert. Der Trend bis 2017 war auch eindeutig: Der Verbrauch von Ottomotorenkraftstoff ging gegenüber 2005 um 28 % zurück, während Dieselmotorenkraftstoff 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 Elektrofahrzeuge⁴⁴, 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 Klimaplan 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/](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 Klimaplan 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		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 CO₂-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 Ausgangslage 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.

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 CO₂ 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 Angebotsenerweiterung ausgerichtete – Instrumentenbündel zusammen mit den bereits beschlossenen EU-Standards ein CO₂-Minderungspotenzial von 29 bis 39 Mio. t CO₂-Äq. erschlossen werden kann. Gemessen an den unter Referenzbedingungen für 2030 erwarteten Emissionen in Höhe von rund 150 Mio. t CO₂-Äq. bewegt sich die Lücke in einer Größenordnung von 16 bis 26 Mio. t CO₂-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 CO₂-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 CO₂ und bei 130 km/h solche von 1,2 Mio. t CO₂ 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

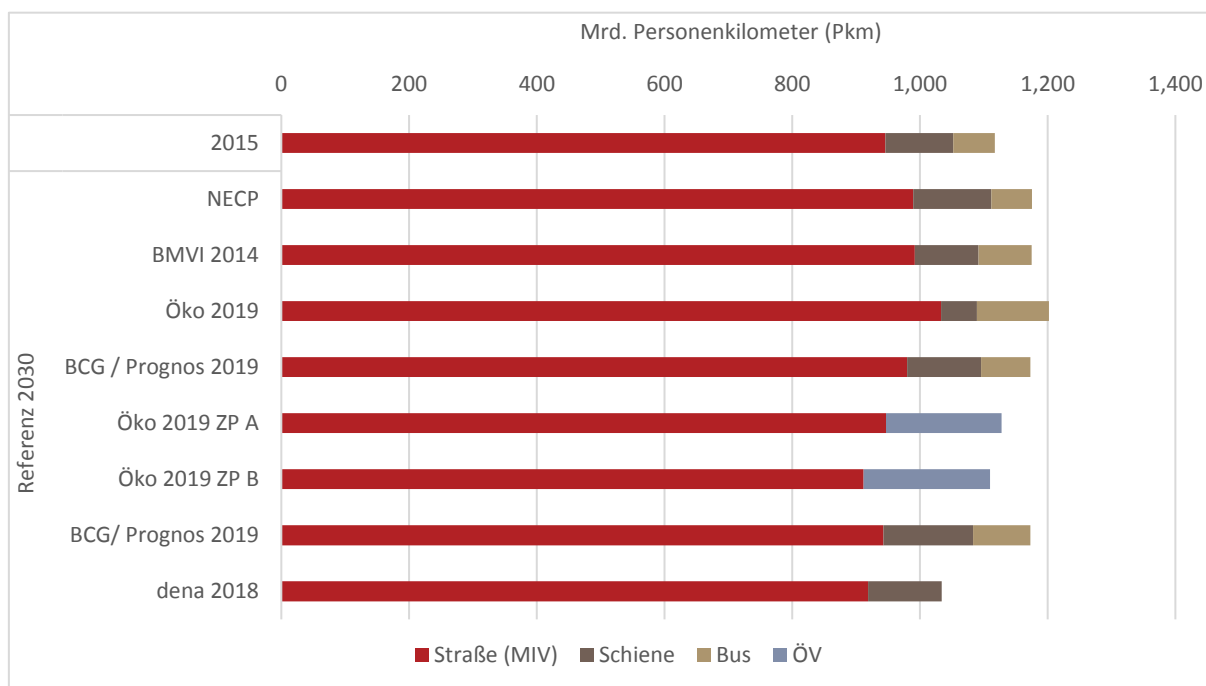
351. Die Referenzentwicklungen im Verkehr zeigen, dass sowohl die Personen- als auch die Güterverkehrsleistungen bis 2030 weiter steigen. Die Personenverkehrsleistung (PKW, Bahn und Bus) steigt um bis zu 6 % an während im Güterverkehr die Steigerung wesentlich höher ausfällt mit bis zu 25 % zwischen 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



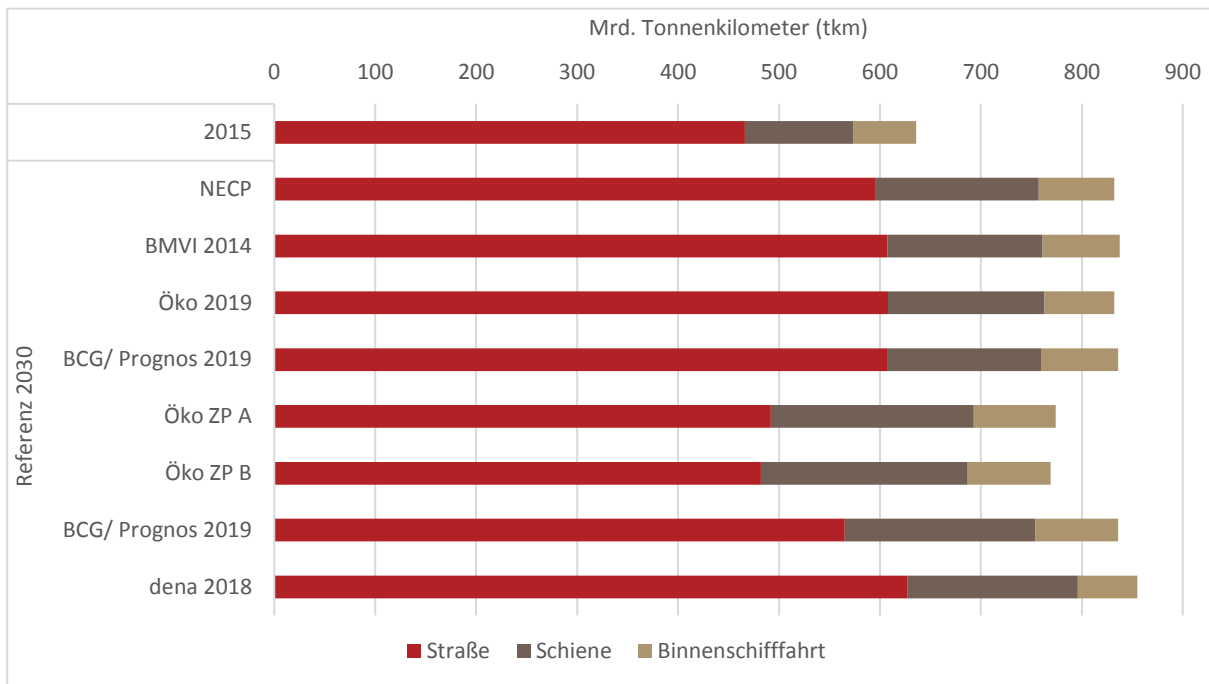
dena (2018) ohne Bus oder ÖV; NECP: Nationaler Energie- und Klimaplan (BMW, 2019c)

Quelle: BMVI (2014); BCG und Prognos (2018, 2019); dena (2018); BMW (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 CO₂-Äq. und für 2050 mit 7,8 bis 11,5 Mio. t CO₂-Äq. veranschlagt. Gemessen an den verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen im Jahr 2017 von rund 168 Mio. t CO₂-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 derzeit im Koalitionsvertrag festgehaltene Ausdehnung der LKW-Maut für Fahrzeuge ab 7,5 Tonnen auf alle Bundesstraßen wird voraussichtlich im Kontext des 2030-Ziels nicht genügen und ist auch aufgrund ihres starren Erhebungsgebietes und der voraussichtlich relativ starren Bepreisung nicht in der Lage alle relevanten Externalitäten anzulasten (vgl. EWK, 2018).

359. Darüber hinaus erhöht die Einführung eines CO₂-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 angegebenen 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.

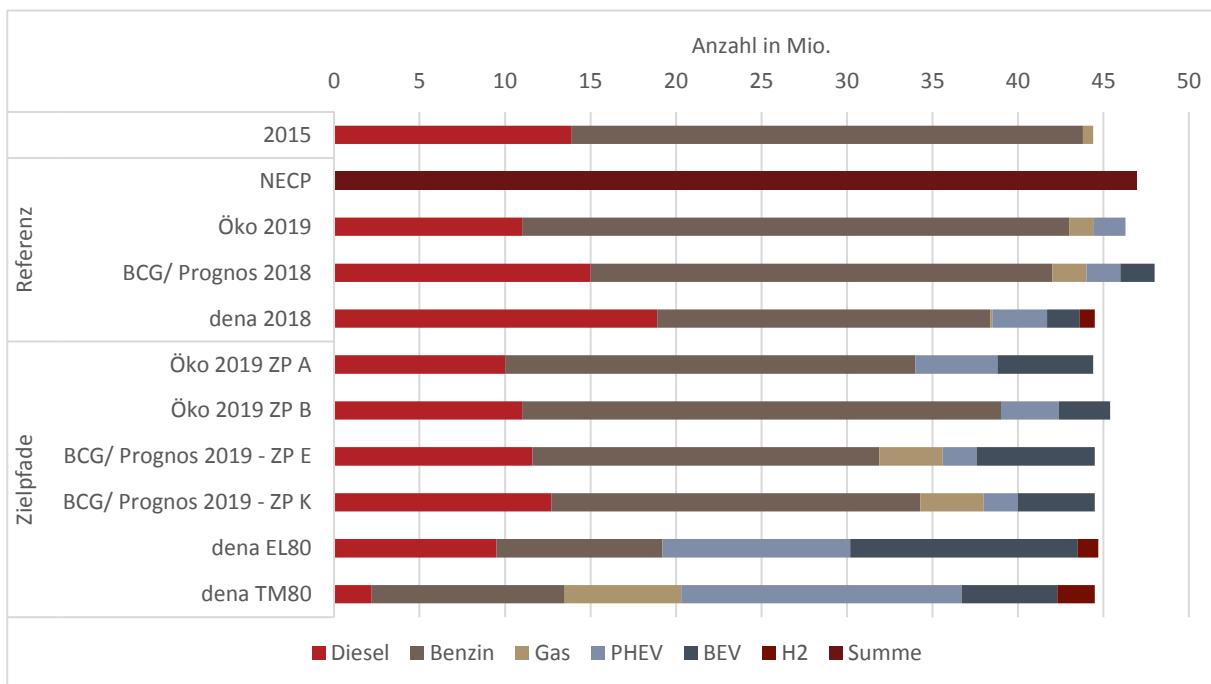
8.6 Verbessern: Effizientere und neue Antriebstechnologien

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



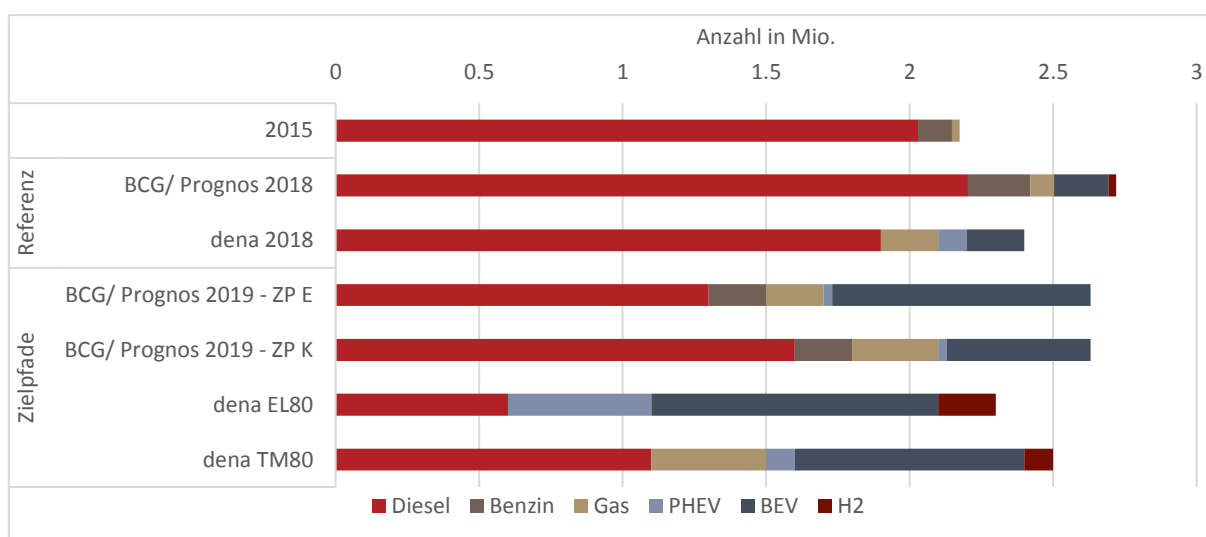
PHEV: Plug-in Hybrid-EVs; BEV: Batterie-EVs; H2: Brennstoffzellenfahrzeuge.

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 dieseldominierten Fahrzeugen dominierte Markt (>95 %) wird durch neue

Technologien durchmisch. 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.)

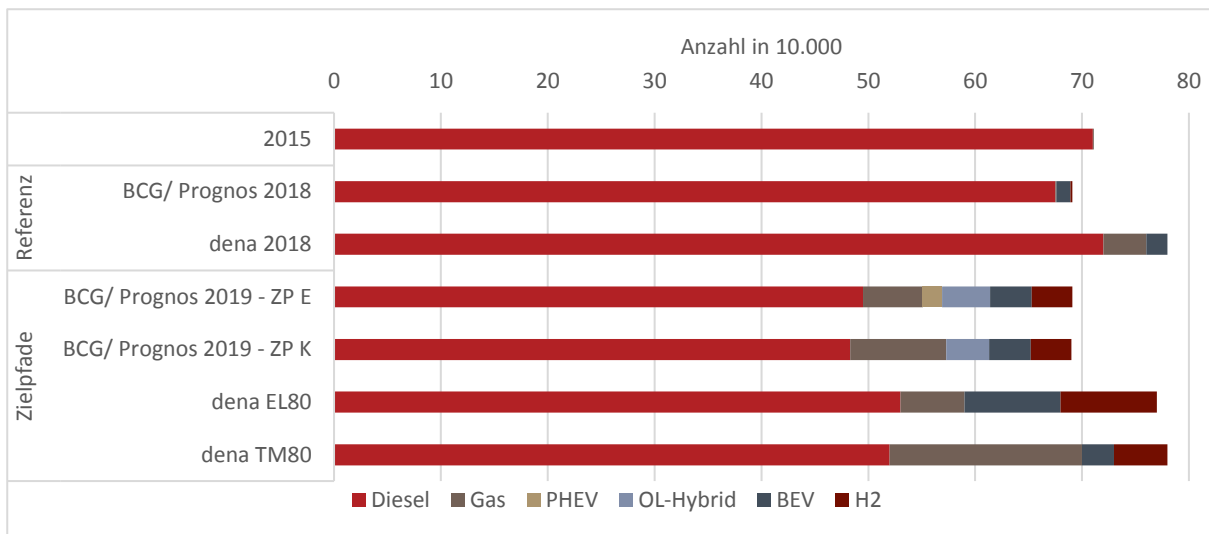


PHEV: Plug-in Hybrid-EVs; BEV: Batterie-EVs; H2: Brennstoffzellenfahrzeuge.

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 CO₂-Flottengrenzwerten für neue Pkw und leichte Nutzfahrzeuge (EU, 2019) sowie schwere Lkw und Busse (COM, 2018d). Die Verordnung zu den CO₂-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 CO₂/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 fünf- undzwanzig Prozent höher liegen dürfte (Öko-Institut, 2017), so dass im Jahr 2030 ein Durchschnittswert von etwa 71 g CO₂/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 CO₂/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 CO₂/km). Darüber hinaus wird für ZLEV ab

372. Die Pönalisierung von Grenzwertüberschreitungen ist wie bisher mit 95 Euro je Gramm CO₂ 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 CO₂ im Jahr 2030⁴⁸ (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 CO₂⁴⁹ 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 CO₂-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 werden⁵⁰, betragen die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Pkw-Neuzulassungen im Jahr 2017 127,1 g CO₂/km, während die Werte in einigen EU-Staaten wie Portugal, Dänemark, Niederlanden und Griechenland unter 110 g CO₂/km lagen (EU-Mittelwert 118,5 g CO₂/km nach dem NEFZ) (icct, 2018b). Sollte sich die Spreizung in den nächsten Jahren verstärken, dürfte die Absenkung der CO₂-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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-Grenzwertsetzungen für Neufahrzeuge verbleibt dann noch eine deutliche Lücke zum Ziel des Klimaschutzplans der Bundesregierung. Annäherungsweise kann von 40 Mio. t CO₂ 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 CO₂-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 CO₂.

⁴⁷ Gleichzeitig erfüllen sie in Deutschland die Kriterien des Elektromobilitätsgesetzes (EmoG) – höchstens 50 g CO₂/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 CO₂ 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 CO₂-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 Verkehrsentslastung führen, sondern es würden zugleich weitere negative externe Effekte wie Stau, Lärm und Luftschadstoffe internalisiert.

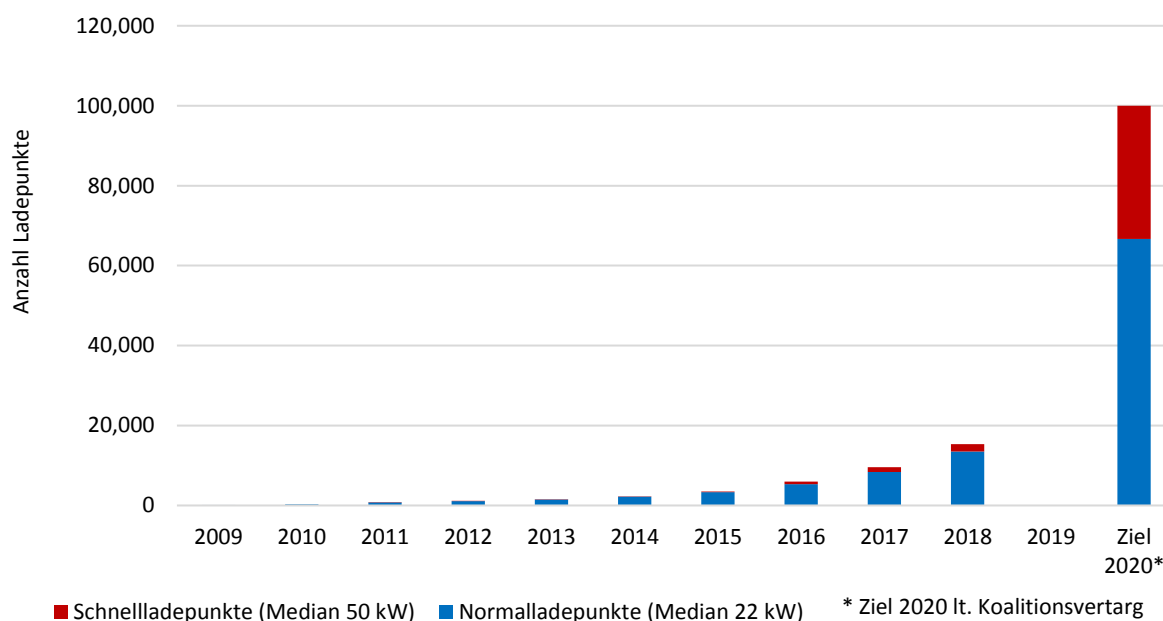
Zudem kann zur Zielerreichung auf regenerative Kraftstoffe und strombasierte Kraftstoffe zurückgegriffen werden. Die Studien zeigen signifikante Unterschiede – der Anteil alternativer Kraftstoffe müsste aber mindestens um die Hälfte bis 2030 ansteigen (vgl. Kapitel 8.8).

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 Automobilität⁵¹ 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 Ladestationen⁵² 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.

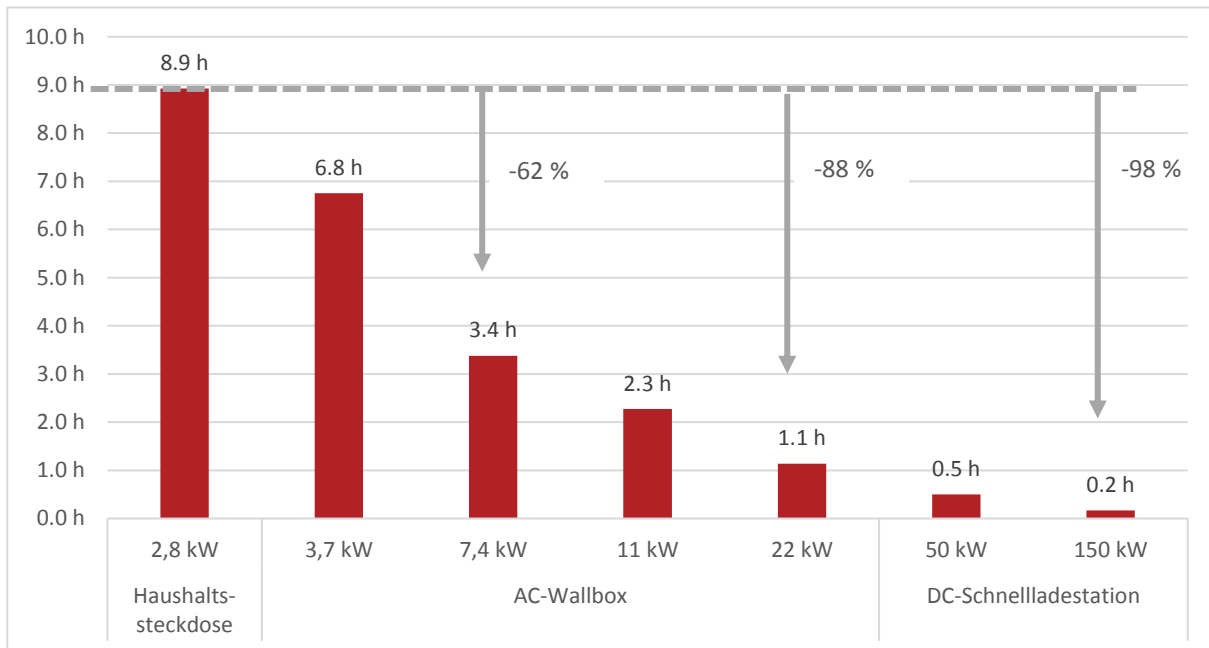
377. Der Ladevorgang bei Elektroautos ist mit der Betankung konventioneller Fahrzeuge nur eingeschränkt vergleichbar. Bei Benzinern beträgt die Ladeleistung der Zapfsäule etwa 15.000 kW⁵³, bei elektrischen Ladepunkten beträgt die Ladeleistung dagegen 3 bis 350 kW. Ladestationen mit bis zu 22 kW Ladeleistung 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 „zu Hause 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 Gesetzesentwurfinitiativen 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 CO₂-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 CO₂-ärmere fossile Kraftstoffe⁵⁴ 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 CO₂-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).

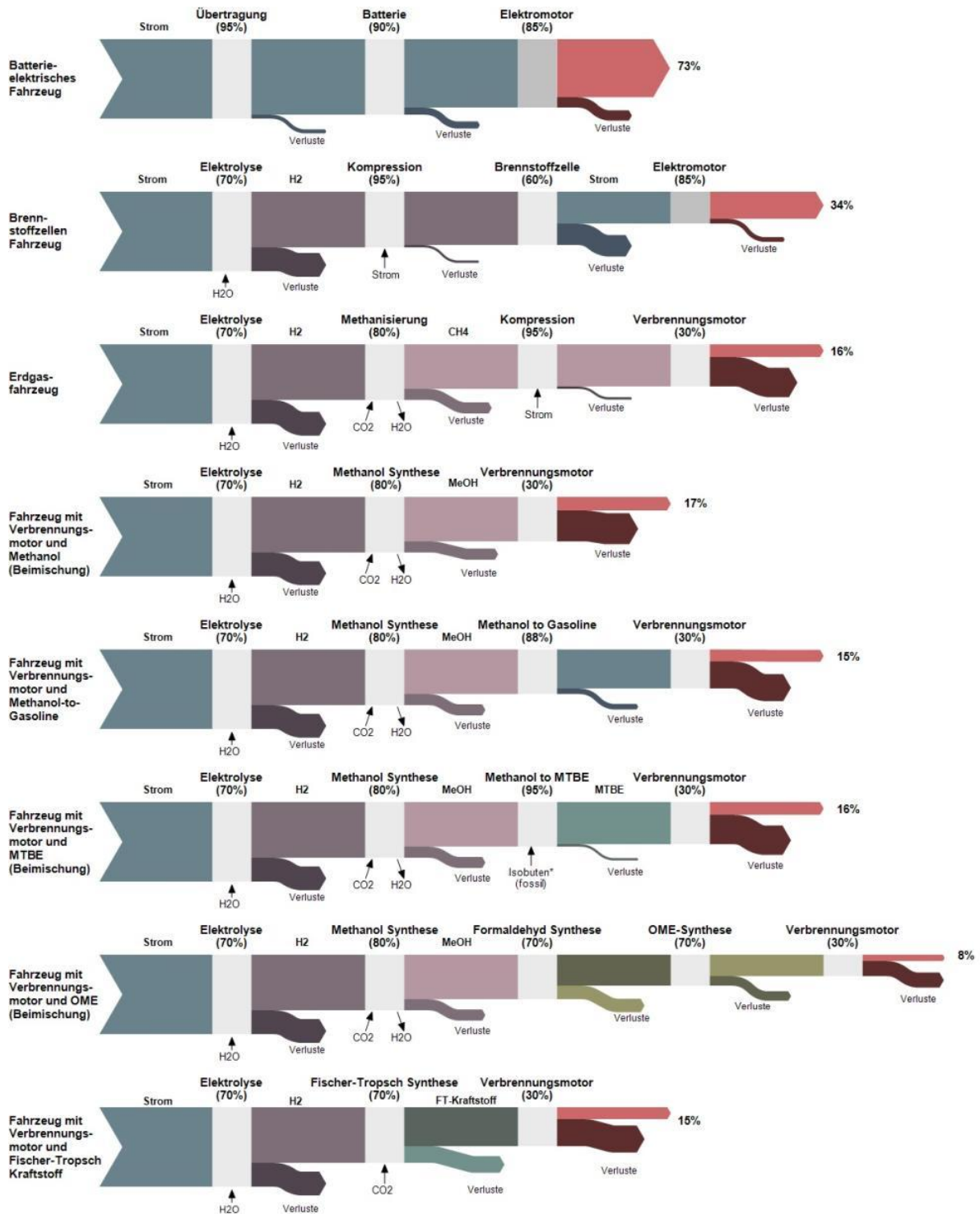
384. Unter den Annahmen des Zielpfades B reduziert sich der Endenergiebedarf in Form von Kraftstoffen (einschließlich Strom) um 28 % von 667 TWh im Jahr 2015 auf 462 TWh im Jahr 2030. Gleichzeitig steigt der Stromanteil von 1,8 % auf 6,7 % und der Biokraftstoffanteil von 4,6 % auf 8,8 % (ggü. 2015). 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 CO₂-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 (eH₂) 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 Dieselmotoren 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 CO₂-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 Schiffsdieselmotoren 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 CO₂-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 Kraftstoffherstellung auch die Frage, ob konzentrierte CO₂-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 Verbrennungsmotoren 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 % unsteuerter 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 CO₂-Quellen aus Industrieprozessen (Zement-, Stahlherstellung usw.) und Kraftwerken verfahren werden soll. Grundsätzlich ist vorstellbar, dass der Einsatz solcher Kohlenwasserstoffe als CO₂-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 CO₂-intensiven Prozessen auf CO₂-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 CO₂-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 CO₂ aus der Umgebungsluft⁵⁸. 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 (BMW, 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 H₂ 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.

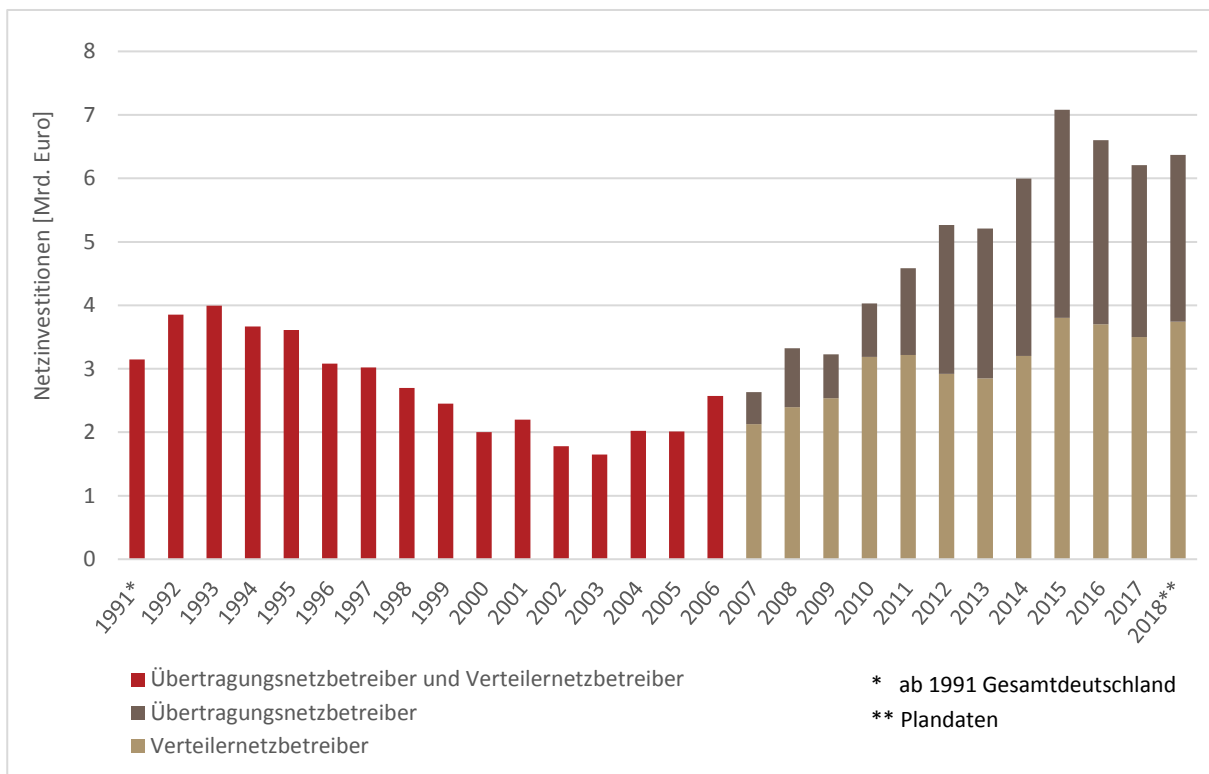
Die Verzögerungen beim Übertragungsnetzausbau äußern sich auch in dem erneut gestiegenen Umfang an Engpassmanagement – auch über das Niveau des bisherigen Rekordjahres 2015 hinaus. Fast jeder vierzigsten Kilowattstunde Bruttostromerzeugung steht mittlerweile eine abgeregelte Kilowattstunde Erzeugungsleistung 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 Realisierungszeiträume 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 betragen 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).

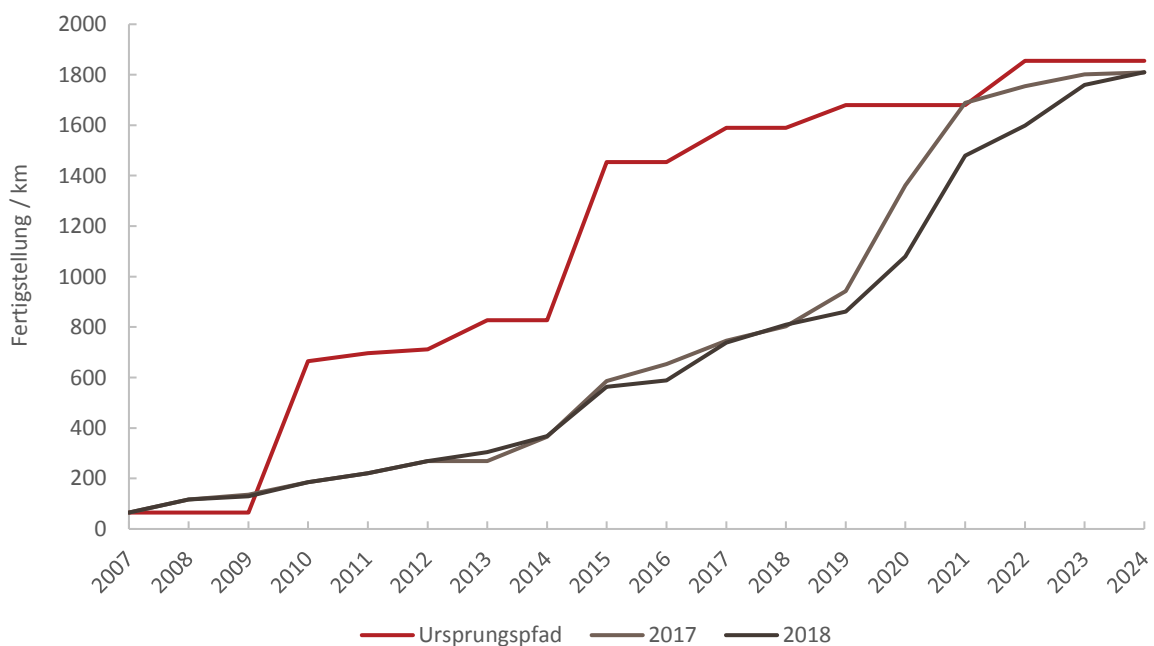
399. Trotz steigender Investitionen in die Übertragungsnetzinfrastruktur und dem verstärkten Engagement des BMWi bleibt der Netzausbau weiterhin hinter den gesetzlichen Anforderungen und den entsprechenden Ausbaivorhaben zurück. Aus Sicht der Expertenkommission lässt der Fortschrittsbericht das Ausmaß 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 BBPIG-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 (BBPIG) vorgesehene Ausbaueitrahmen 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 BBPIG-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).

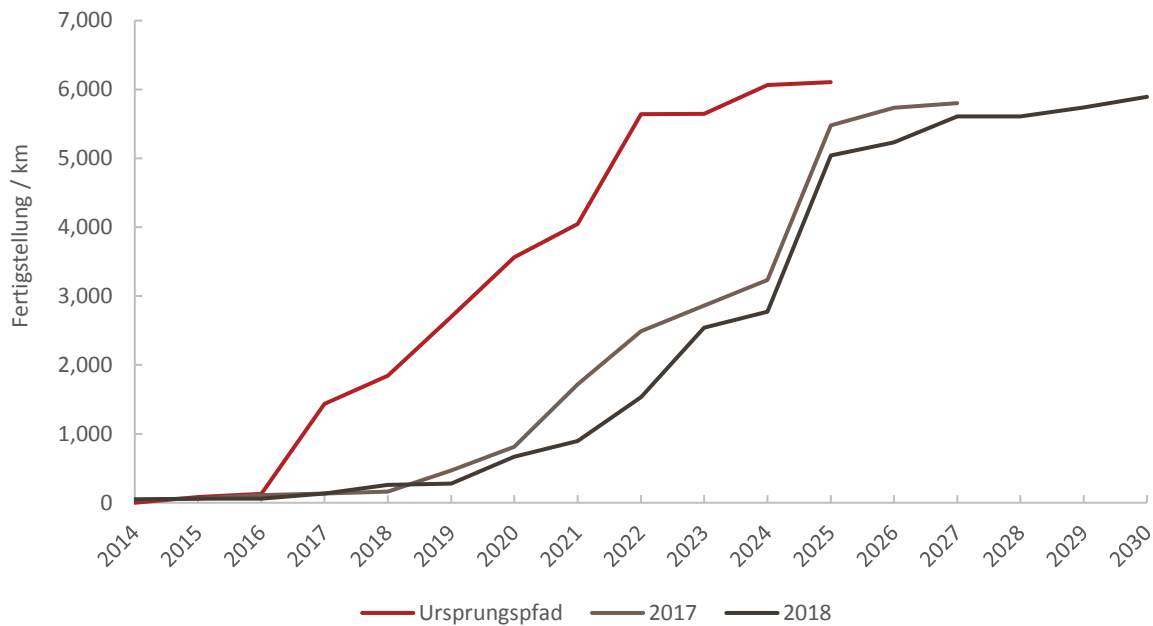
Abbildung 51: Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG



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 BBPIG



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 BBPIG 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 BBPIG 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 Flexibilität (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 Netzentgeltssystematik 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 müssen⁵⁹ (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).

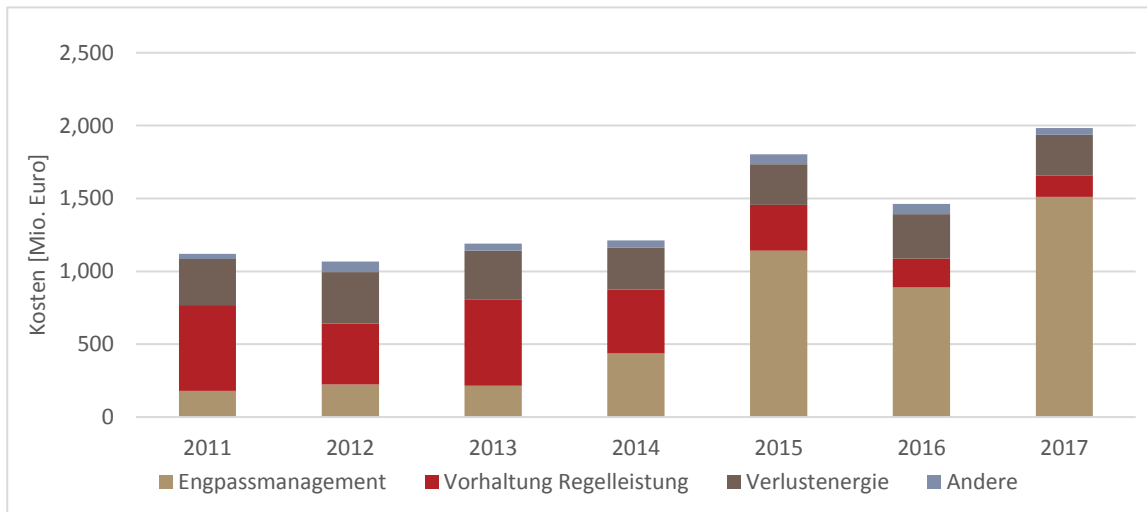
⁵⁹ Die EU-Strombinnenmarktverordnung definiert nicht näher, wie 70 % der Nettoübertragungskapazität zu verstehen bzw. zu berechnen sind.

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 Systemdienstleistungen⁶⁰, 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.

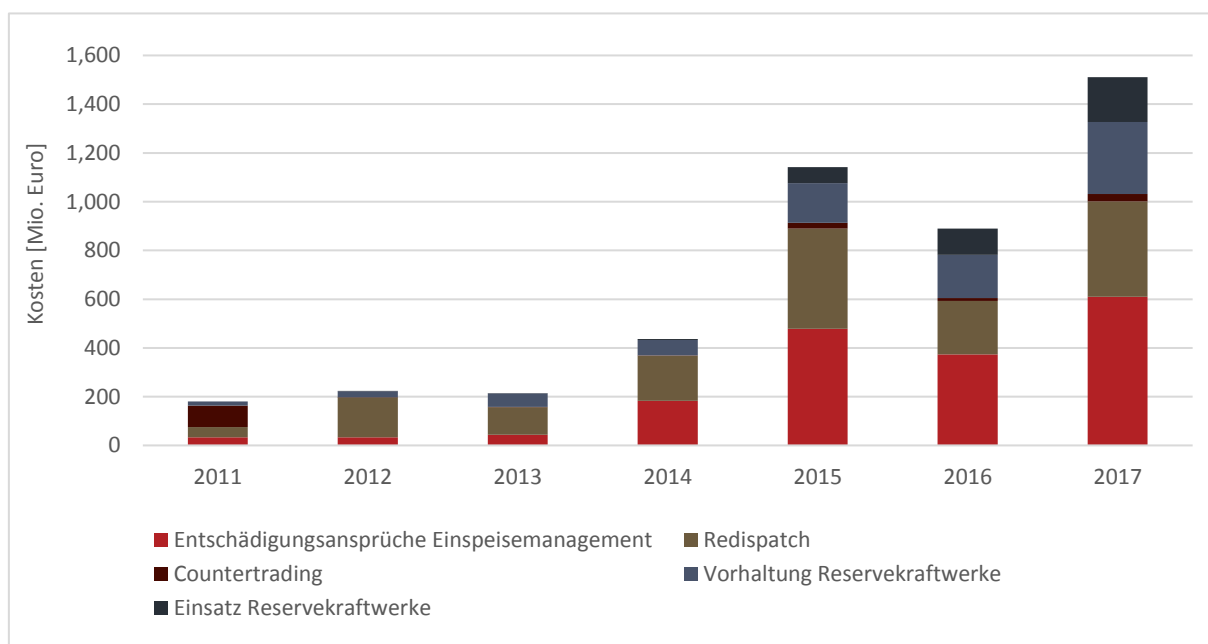
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA /2016, 2017, 2019) und eigenen Berechnungen.

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).

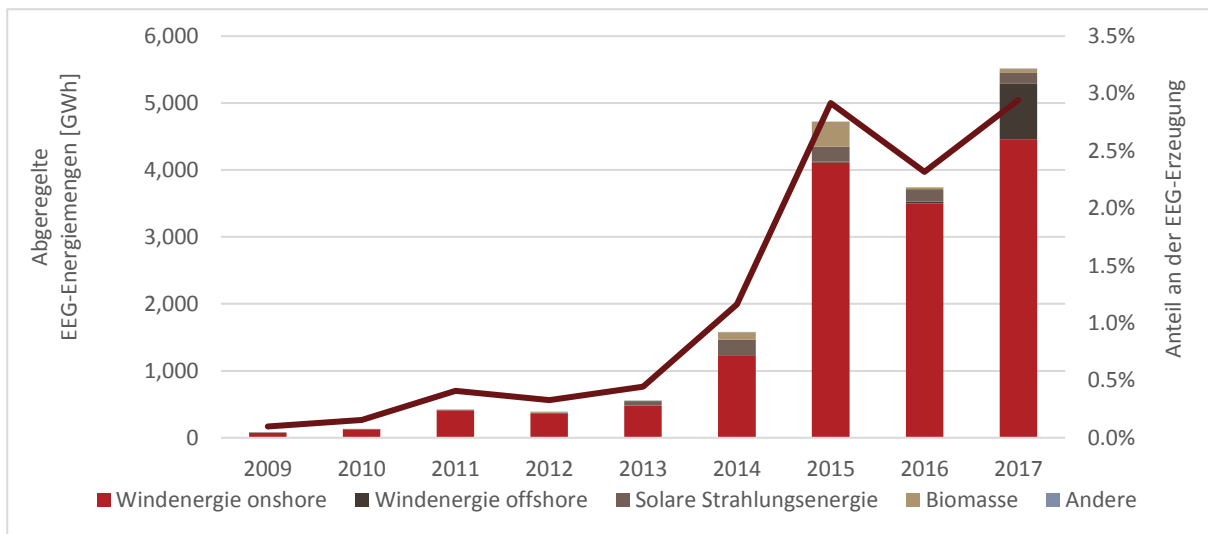
412. Nach Abbildung 54 haben die Kosten für das Redispatch im Vergleich zu 2016 wieder deutlich zugenommen und erreichen fast das Niveau von 2015. Die Netzreserve hat weiter an Bedeutung gewonnen. Sowohl die Kosten für die Vorhaltung als auch für den Einsatz steigen seit einigen Jahren kontinuierlich 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 (BMW, 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: Abgeregelter EEG-Energiemengen im Rahmen des Einspeisemanagements



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2016), BMWi (2017b, 2017a, 2018b) BNetzA/BKartA (2019) und eigenen Berechnungen.

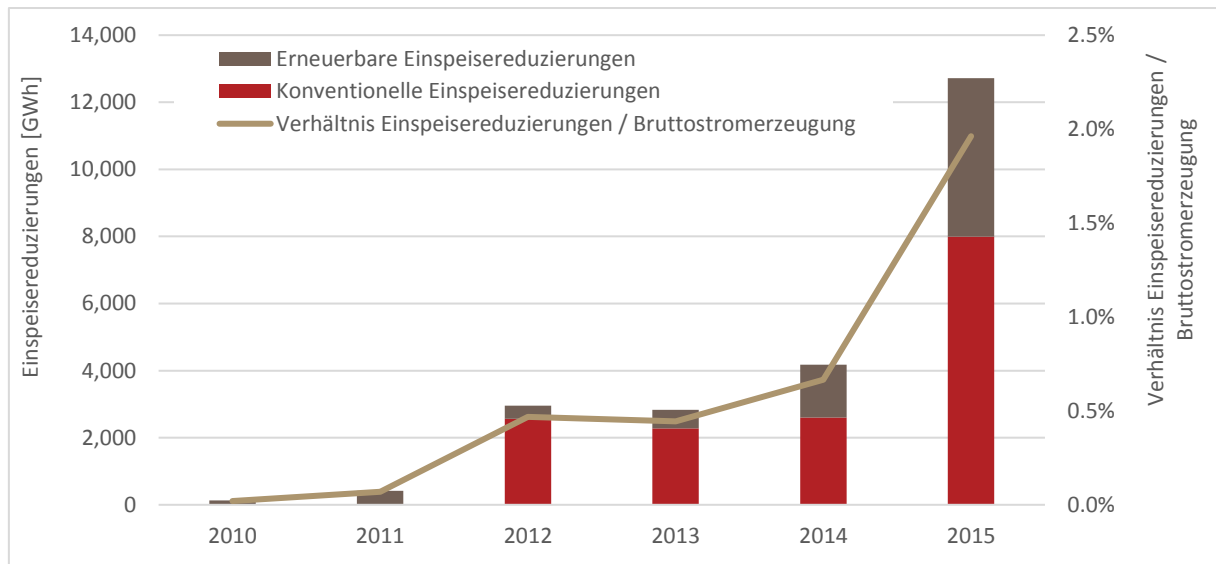
413. Mit dem aktuell im Entwurf vorliegenden Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) soll der Einsatz von konventionellen, EE- und KWK-Anlagen zur Behebung von Netzengpässen in einem einheitlichen Regime zusammengefasst werden. Unter Berücksichtigung der netzphysikalischen Wirksamkeit soll die kostengünstigste 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 CO₂-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 Bruttostromerzeugung 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 Real-laboren 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 Marktteilnehmern 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-Verteilernetzstudie 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. Betragen die geschätzten Kosten für neue Ausbauprojekte 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 Ausbaubedürfnissen, den Kosten und Gründen hierfür – hohen Investitionsbedürfnissen 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 Ausbauprojekte. 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 reagieren. 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 Schnellladepunkte 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 Schnellladestationen dürften eine sehr hohe Auslastung und damit hohe Gleichzeitigkeit erreichen.

426. Ein Schlüsselement 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 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.

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 Ausgleichsenergiepreis⁶²), 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 unklar⁶³. 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 langfristige 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 Ausgleichsenergiepreis⁶².

10.2 Reservemechanismen in Deutschland und Europa

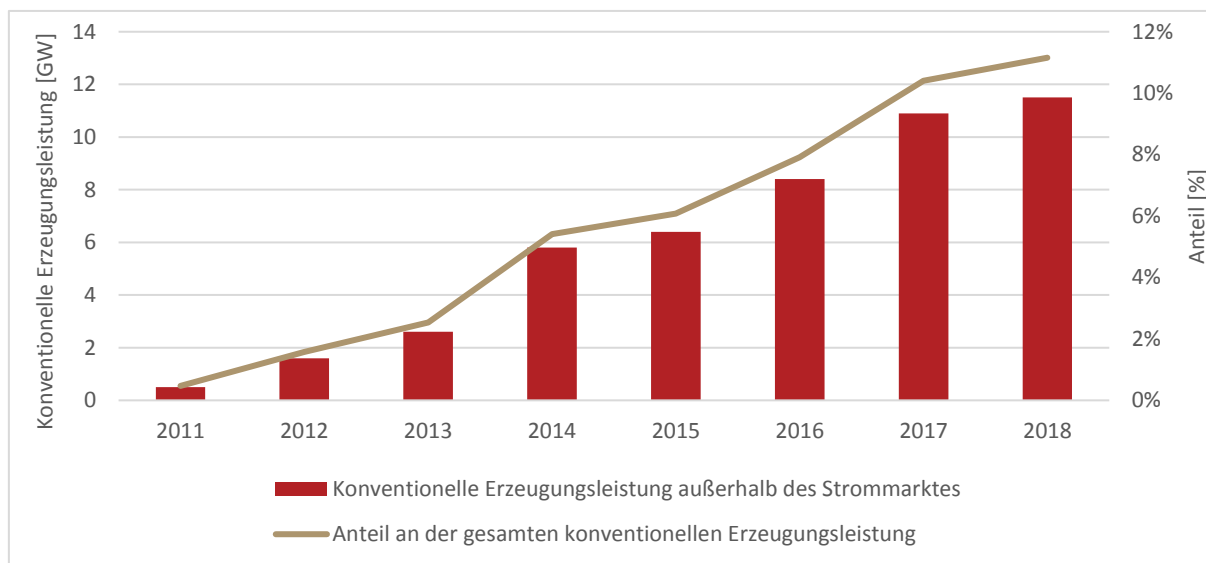
430. Im vergangenen Jahr hatte die Expertenkommission bereits ausführlich über die verschiedenen Reservemechanismen berichtet (vgl. Absatz 197 ff. in EWK, 2018). Abbildung 57 zeigt die bisherige Entwicklung der

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 monitorieren 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 CO₂ erreicht werden. Die Expertenkommission hatte im vergangenen Jahr mehr Transparenz bei der Berechnung der CO₂-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 substantielle Emissionsminderung von 11,8 bis 15,0 Mio. t CO₂ 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 dazugehörigen 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 ergebenden 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“

	Sicherheitsstandard [h/a]	MAF (2018)			Reduktion der konv. Leistung im low carbon Szenario [GW]
		base case		low carbon	
		2020	2025	2025	
		Loss of Load Expectation [h/a]			
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 Stromtransparenzverordnung⁶⁴ 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 Regelenenergiemärkte sowie erläuternde Texte zu den veröffentlichten Daten und aktuellen Entwicklungen am Strommarkt.

Ein Großteil der SMARD-Daten kann unter der weitreichenden Lizenz CC BY 4.0⁶⁵ 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 (BMW, 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), (BMW, 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 Datenunsicherheiten 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 Wärmepumpen.

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]		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	[Mrd. Euro]	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)

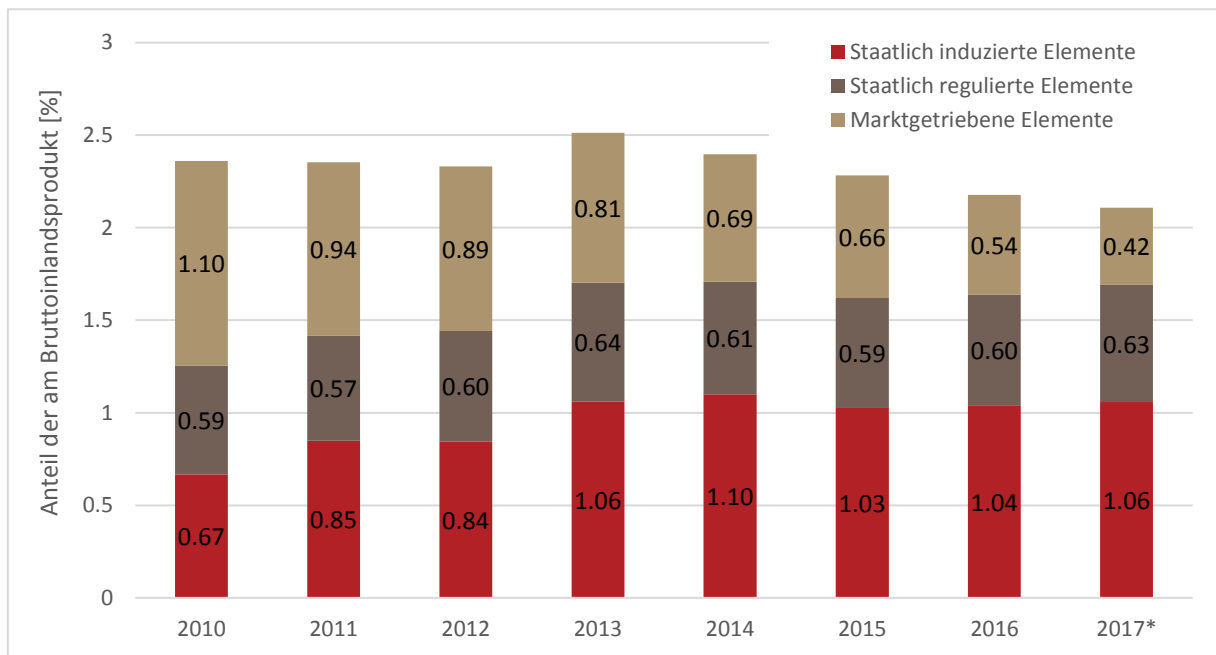
[9] BMWi (2018b)

[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.

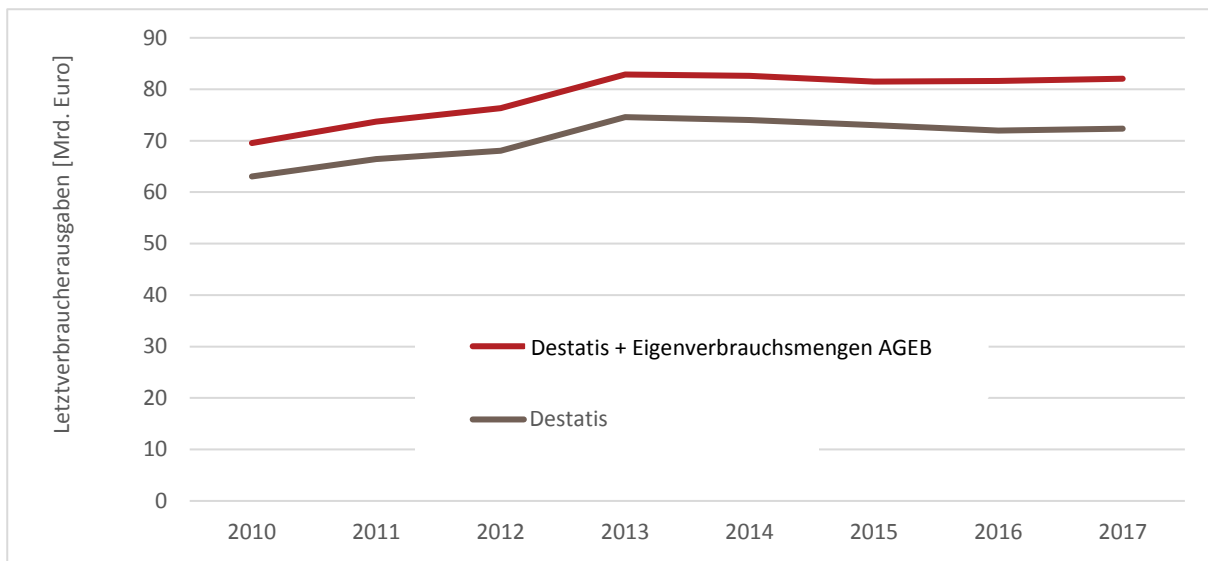
442. Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP sinkt seit dem Jahr 2013, zuletzt von 2,2 % im Jahr 2016 auf 2,1 % im Jahr 2017 (vgl. Abbildung 58).

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 Letztverbraucher Ausgaben 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 Letztverbraucher Ausgaben 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“

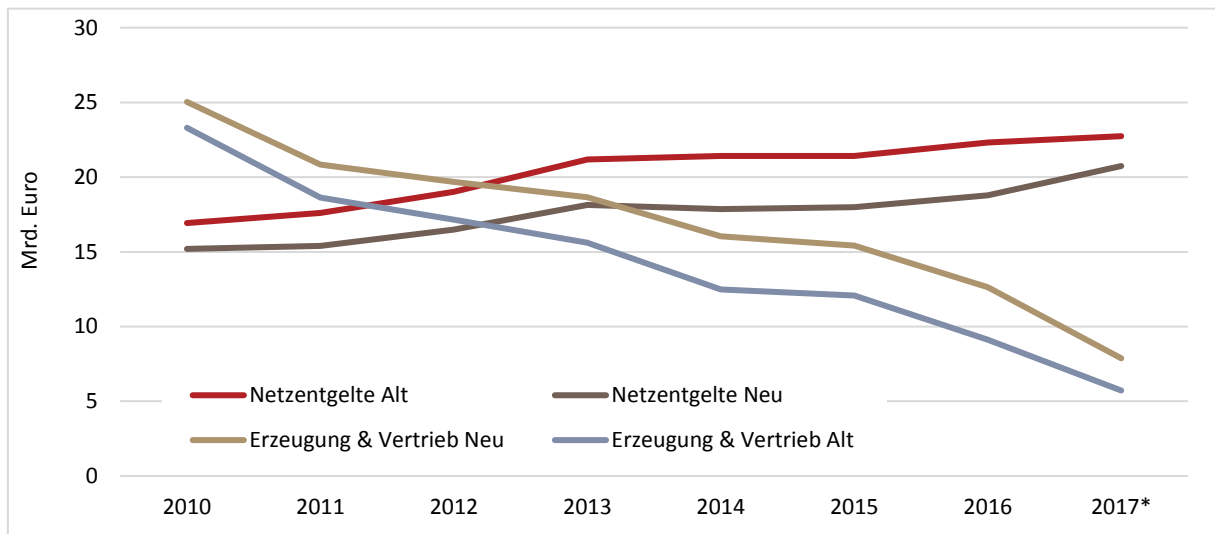


Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Destatis (2019a) und AGEB (2018a).

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

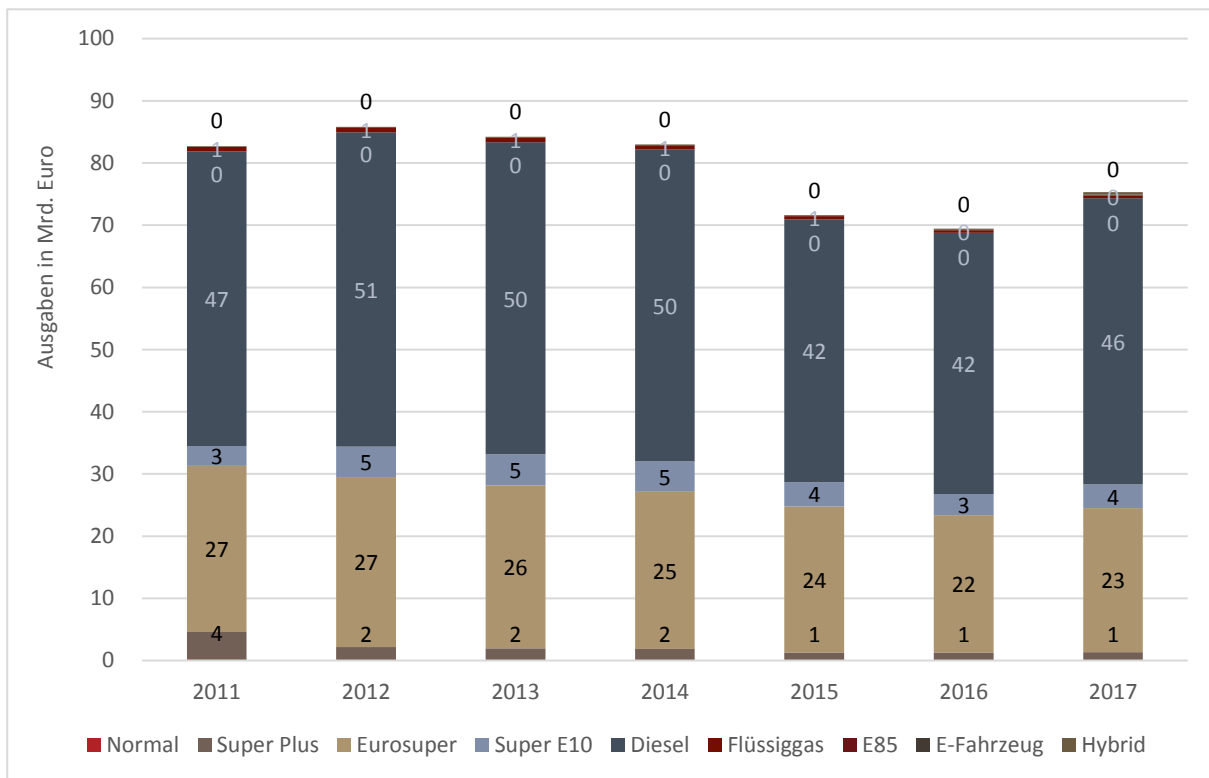
446. Folgende Berechnungen für den Verkehr berücksichtigen ausschließlich den Straßenverkehr. Die Schifffahrt und der Flugverkehr werden ausgeklammert, ebenso der Schienenverkehr, dessen Strombedarf der Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung (Kapitel 11.1) zugeordnet ist. Die Summe der Letztverbraucherausgaben 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 Doppelzahlungen 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 Letztverbraucher Ausgaben 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 Letztverbraucher Ausgaben für Wärmedienstleistungen vorgeschlagen⁶⁷. 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 elektritätswirtschaftlichen Gesamtrechnung zu vermeiden, wird Elektrizität den Letztverbraucher Ausgaben für

⁶⁷Nachfolgende 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 Letztverbraucher Ausgaben 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 Letztverbraucher Ausgaben 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 Letztverbraucher Ausgaben 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 Anschaffungs Ausgaben. Um die Mehrkosten zu bestimmen, empfiehlt sich die Gasbrennwerttherme als Referenzanlage. Ähnliches gilt für andere Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung, die als Effizienz Ausgaben zu den Letztverbraucher Ausgaben 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.

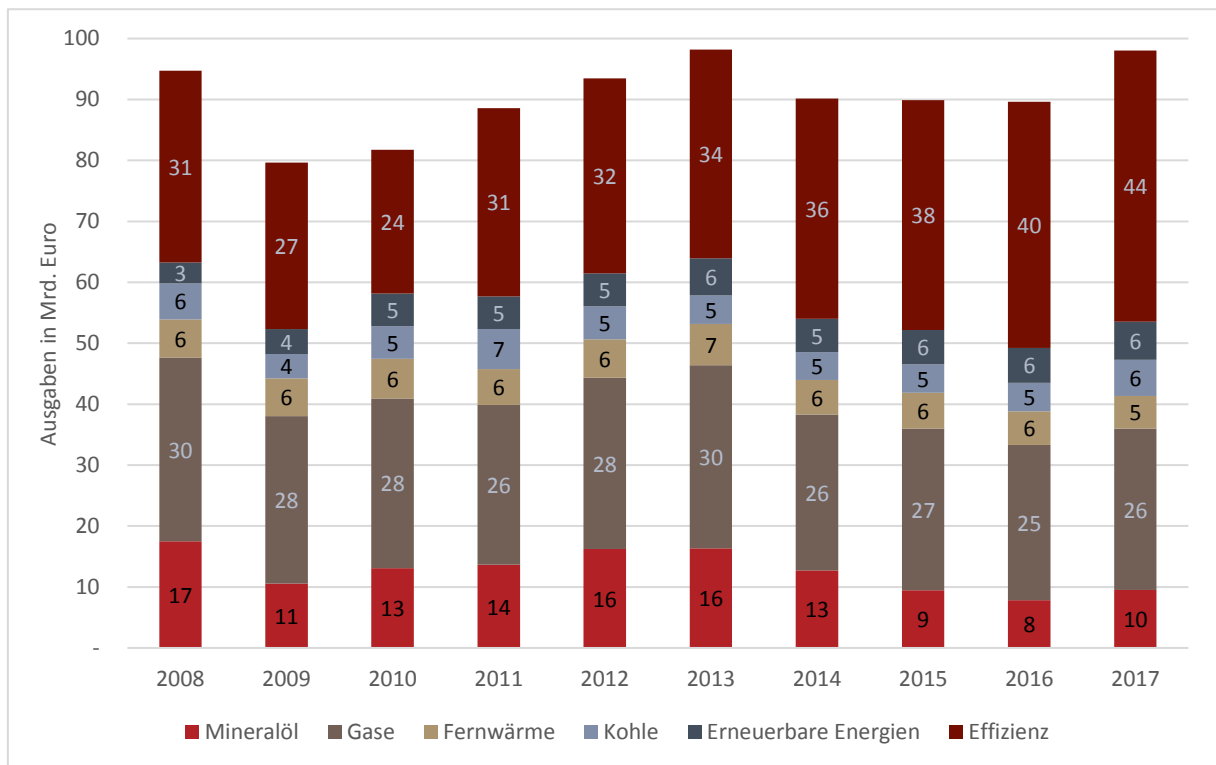
Tabelle 36: Wertmäßiges Bauvolumen im Bestand

	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 Marktanzreizprogramms 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 CO₂-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 CO₂-bezogenen Steuerzuschlag auf fossile Energien. Dabei könnten die im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS) bereits bezahlten CO₂-Preise in Abzug gebracht werden (sofern der ETS-Preis unter dem nationalen CO₂-Zuschlag liegt). Damit wird ein Finanzvolumen von aktuell jährlich ca. $2 \times 25 = 50$ 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 CO₂-Preis von ca. 50 Euro/t CO₂ die Refinanzierung sicherstellen. Zudem würde dieser CO₂-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 CO₂-Preis von 50 Euro/t CO₂ (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 CO₂-Preis von 30 Euro/t CO₂ 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 CO₂-Steuerzuschläge sind in regelmäßigen Zeitintervallen zu überprüfen und hinsichtlich der Erreichung der Klimaziele anzupassen. Der Vorschlag etabliert die CO₂-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 Elektrizitätsletzterverbrauch im Wesentlichen zu beseitigen und aufkommensneutral zu refinanzieren, wobei ein CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-armer gegenüber CO₂-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 Energieletzterverbraucher 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 Strohhalm; 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 skizzierten 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 „CO₂-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 „CO₂-Mindestpreis in der Stromerzeugung“ oder gar nach einheitlichen CO₂-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 CO₂-Zuschläge, CO₂-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 Elektrizitätsletzterverbraucher höheren fiskalischen Belastungen ausgesetzt ist als der Letzterverbraucher von Erdgas und Heizöl. Eine Verschiebung der elektrizitätsbezogenen Belastungen auf künftige Elektrizitätsletzterverbraucher 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
CO₂-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 <i>et al.</i> (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 klimaa- und sozialverträglich gestalten“	Wie Bals <i>et al.</i> (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
Gähns <i>et al.</i> (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 <i>et al.</i> (2017)	„Unterstützung und besseres Vorankommen der Energiewende sichern“	Wie Gähns <i>et al.</i> (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 re-loaded“	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 CO₂-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; CO₂ 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; CO₂ 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 CO₂-Bepreisung wird ebenfalls häufig diskutiert. In einigen Fällen werden Kopfpauschalen angeregt (CO₂ 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 CO₂-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 CO₂-Preis mit einem relativ niedrigen Einstiegsniveau von ca. 30 bis 40 Euro / t CO₂, 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 CO₂-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende (vgl. Kapitel 2 in EWK, 2016; Abschnitt 2 in EWK, 2017; Kapitel 10 in EWK, 2018). Mit einer „allgemeinen CO₂-Bepreisung“ sollen möglichst alle Treibhausgas-Emissionsquellen (nicht nur Elektrizität, sondern auch Wärmeenergie und Kraftstoffe) mit einem weitgehend einheitlichen Preis pro emittierte Tonne CO₂ 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 CO₂-Bepreisung ist wissenschaftlich sehr gut begründet, weil es einen ökonomisch effizienten, stabilen und langfristigen Rahmen für die Transformation des Energiesystems darstellt. Ein sektorübergreifender einheitlicher CO₂-Preis ist schlicht das kosteneffizienteste Instrument, um die CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂ Steuern und der Preise auf Emissionshandelszertifikate. Es zeigt sich, dass die Emittenten weitestgehend nicht für die Schäden aus CO₂-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 CO₂-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 CO₂-bedingten 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 CO₂-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende überführt, bei der über alle Sektoren so weit wie möglich und sinnvoll der gleiche CO₂-Preis wirkt. Der Vorschlag zur Energiepreisreform steht etwa einer späteren Ausweitung des EU-Emissionshandels nicht entgegen.

479. Die Refinanzierung soll durch einen auf die CO₂-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 CO₂-Bepreisung, bei der idealerweise über alle Sektoren exakt der gleiche CO₂-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 Elektrizitätsletzterverbraucher 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 CO₂ (bei einer energiebedingten CO₂-Menge von gegenwärtig ca. 750 Mio. Tonnen). Die Wirkung der Energiepreisreform auf die effektiven CO₂-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 Elektrizitätsletzterverbrauch (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 Elektrizitätsletzterverbrauchs 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 konflikträchtige 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 Stromletzterverbraucher bezahlt. Es existieren zahllose und in der Summe unübersichtliche Steuerbefreiungen und Entlastungen. Bei einer Umlage der Stromsteuer auf CO₂-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 CO₂-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 Energieletzterverbrauchern (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 CO₂-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 CO₂

Steuerzuschlag etwa 40 Euro/t CO₂. Hinzu kommen die finanziellen Folgen für den vermutlich erforderlichen Ersatz der besonderen Ausgleichsregelung. Diese Abschätzungen zeigen, dass ein CO₂-Preis von ca. 50 Euro/t CO₂ 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 CO₂-Bepreisung hängt ab von der Entwicklung der CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 Elektrizitätserzeugung 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 CO₂-Emissionen zu refinanzieren wäre. In einem solcherart dynamischen System von Finanzierungserfordernissen und CO₂-Emissionen ist die mittelfristige Sicherung der Aufkommensneutralität keine einfache Aufgabe. Darüber hinaus ist die Frage nicht trivial, in welche Richtung sich die aufkommensneutralen CO₂-Zuschläge über die Zeit bewegen werden. Sinken würden sie, wenn die ungedeckten Kosten der Förderung erneuerbarer Energien stärker als die zur Refinanzierung herangezogenen CO₂-Emissionen sinken. Umgekehrt würde sie bei einem überproportionalen Rückgang der CO₂-Emissionen perspektivisch steigen. Gemäß einer Studie der Vereinigung (CO₂ Abgabe e.V., 2017, S. 44) müsste der aufkommensneutrale CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 gleichbleibenden Bedingungen perspektivisch rückläufige Gesamtkosten resultieren – das ist die gewünschte Lenkungswirkung der Reform.

488. Tabelle 39 zeigt die Wirkungen eines CO₂-Preises von 50 Euro/t CO₂ 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 CO₂-Emissionsfaktor von 486 g CO₂/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 CO₂ 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 CO₂-Preis von 50 Euro/t CO₂) 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 CO₂-Preis gestartet werden kann, z. B. mit 30 Euro/t CO₂, der erst über die Zeit auf 50 Euro/t CO₂ erhöht wird. Die analogen Ergebnisse bei einem CO₂-Preis von 30 Euro/t CO₂ 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 CO₂ Abgabe e.V. (Nitsch, 2018) berechnet die Auswirkungen einer allgemeinen CO₂-Abgabe auf die Energiekosten von Industrien. Die Abschätzungen gehen von einer ausnahmslosen CO₂-Abgabe in Höhe von 40 Euro/t CO₂ 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Preises von 50 Euro/t CO₂ 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), AGE B (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 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)

Tabelle 40: Haushalte: Wirkung eines CO₂-Preises von 30 Euro/t CO₂ 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), AGE (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 Wärmebedarf	Durchschnitts-Haushalt	Hoher Wärmebedarf	Niedriger Wärmebedarf	Durchschnitts-Haushalt	Hoher Wärmebedarf
			Anteil am Nettoeinkommen [Prozent]					
3 und mehr-Personen-Haushalt	Pkw Benzin	Wenig-Fahrer	-0,4	-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 CO₂-Preises von 40 Euro/t CO₂ bei gleichzeitiger Entlastung beim Strompreis

Energieintensität bzw. Energieträger	Privilegien	Belastung durch Um-lagen/Steuern 2016	Belastung bei allge-meiner CO ₂ -Abgabe von 40 Euro/t CO ₂	Mehrbelastung bei Wechsel hin zu allge-meiner CO ₂ -Abgabe
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 CO₂-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 eingepast 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

Aufkommens- neutrale Energie- preisreform kurzfristig ange- hen ↓ In allgemeine CO ₂ -Bepreisung als Leitinstru- ment einsteigen	(I) Energiepreisreformen richtig designen	(III) Energiepreisre- form evaluieren und kontinuier- lich 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 CO₂-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 CO₂-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 Columbia), wie dies derzeit auch für Kalifornien und Massachusetts diskutiert wird. Im kanadischen Alberta werden die Einnahmen aus der CO₂-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 CO₂-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 einer 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 CO₂-Bepreisung besonders betroffen sind. Bei Berücksichtigung der Einnahmenverwendung etwa durch geringere Letztverbraucher Ausgaben 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 CO₂-Preise ansteigen werden. Es braucht einen mittelfristigen 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 CO₂-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 schön geredet 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 CO₂“ (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 CO₂-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 (Espy und Espy (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 CO₂-Preisen berücksichtigen. An dieser Stelle sei auch auf den grundsätzlichen Monitoring-Rahmen für das Nachhalten von CO₂-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 Grundsatzzstudien 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 Mineralöl- und Biokraftstoffdaten 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). Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Verkehr 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 Verkehr 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 Verkehr 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 Klimaplanes. 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-klimaplanes.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 Marktanzreizprogramms 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). BBPIG-Monitoring. Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) 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 / BBPIG / 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 Windenergiezubaun 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-windenergiezubaun-an-land-bedrohlich-politische-entscheidungen-dringend-erforderlich/>.
- Cali, 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.econ-pol.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 Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change.
- CO₂ Abgabe e.V. (2017). Welchen Preis haben und brauchen Treibhausgase? Für mehr Klimaschutz, weniger Bürokratie und sozial gerechtere Energiepreise. Freiburg: CO₂ 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.
- CO₂ Abgabe e.V. (2019). Energiesteuern klima- & sozialverträglich gestalten. Wirkungen und Verteilungseffekte des CO₂-Abgabekonzeptes auf Haushalte und Pendelnde. Freiburg: CO₂ 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 competitive 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 Parlaments 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¤tSortSettings=>.
- 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/Pressemittelungen/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 außergewöhnliches 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.; Weinländer 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 Zukunftssysteme IZES. Abgerufen am 23. April 2019 von https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7063/file/7063_Gebaeudetechnik.pdf.
- E-Bridge (2018). Wasserstoffherzeugung 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 CO₂-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). Windenergieanlagen und Raumordnungsgebiete, BBSR-Analysen KOMPAKT: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR, Hrsg.), 2014.
- electric (2019). Renault startet V2G-Projekte in Utrecht und Porto Santos. Abgerufen am 25. März 2019 von <https://www.electric.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/presentation_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 CO₂-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). Kurzkomentar zu Stand und wichtigen Handlungsfeldern 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), *USAE 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). Treibhausgasreduzierungen 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_abso-lut.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. Abgerufen am 11. Januar 2019 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-Energiewendebarmeter 2018. Frankfurt: KfW Bankengruppe. Abgerufen am 12. Januar 2019 von <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-KfW-Energiewendebarmeter/KfW-Energiewendebarmeter-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 Verkehrswende 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 Windenergieanlagen 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](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 („Politikszenerien 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). Komponentenerlegung 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.
- Patrick, 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 Strukturforchung 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 Strukturforchung 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-erneuerbarer-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-erhoe-hung.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 BBPIG (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 CO₂-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 BBPIG	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 Ausgabelemente 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 Klimaplan 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