

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015

Berlin · Münster · Stuttgart, Dezember 2016

- 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: +49 251-83-23022

Prof. Dr. Georg Erdmann

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

Prof. Dr. Frithjof Staiß

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

Dr. Hans-Joachim Ziesing

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

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

Westfälische Wilhelms-Universität Münster

Oliver Kaltenegger, Martin Baikowski, Roland Kube, Dr. Jörg Lings, Madeline Werthschulte

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme

Lars Dittmar, Lisa Marina Koch, Fernando Oster

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

Maike Schmidt, Anna-Lena Fuchs, Henning Jachmann, Tobias Kelm, Jochen Metzger

Ecologic Institut

Andreas Prah, Eike Karola Velten

Zusammenfassung der Stellungnahme

Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung

1. Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung zum Berichtsjahr 2015. In der Stellungnahme geht es um die wissenschaftliche Einordnung und Bewertung des Monitoring-Berichts der Bundesregierung. Die Stellungnahme bezieht sich auf den Berichtsentwurf mit Stand Ende November 2016. Auch nach der Umsetzung der 10-Punkte-Energie-Agenda der Bundesregierung besteht weiterhin erheblicher Handlungsbedarf zur Erreichung der Energiewendeziele. Mit der vorliegenden Stellungnahme will die Expertenkommission dazu beitragen, diese nächste Phase der Energiewende erfolgreich zu gestalten. Hierzu werden acht Handlungsfelder in acht Kapiteln betrachtet, in denen wichtige Weichenstellungen anstehen. Die Expertenkommission formuliert dazu **programmatische Leitsätze**:

- Glaubwürdigkeit der Energiewende erhalten (vgl. Kapitel 1),
- Klimaschutz gestalten (vgl. Kapitel 2),
- Effizienz die richtige Bedeutung geben (vgl. Kapitel 3),
- Verkehr nicht zu eng denken (vgl. Kapitel 4),
- Erneuerbare Stromerzeugung strategisch weiterentwickeln (vgl. Kapitel 5),
- Elektrizitätswirtschaftliche Infrastruktur zukunftsfest machen (vgl. Kapitel 6),
- Preiswürdigkeit der Energie weiter im Griff behalten (vgl. Kapitel 7),
- Chance der Digitalisierung nutzen (vgl. Kapitel 8).

Glaubwürdigkeit der Energiewende erhalten

2. Der fünfte Monitoring-Bericht der Bundesregierung gibt einen im Wesentlichen faktenbasierten Überblick über den Stand der Umsetzung der Energiewende bis zum Jahr 2015. In ihrer zusammenfassenden Bestandsaufnahme greift die Expertenkommission dies auf, bewertet die Faktenlage aber im Hinblick auf die Zielerreichung für das Jahr 2020. Dabei wird auch der Frage nach dem Grad der Wahrscheinlichkeit möglicher Zielverfehlungen nachgegangen und es werden Überlegungen zum Einfluss exogener Faktoren auf die bisherige Entwicklung in den unterschiedlichen Bereichen angestellt. Offensichtlich ist, dass **signifikante Unterschiede im Hinblick auf die Zielerreichung** zwischen der zumeist positiven Bewertung der erneuerbaren Energien auf der einen und der unbefriedigenden Entwicklung von Energieverbrauch und Energieeffizienz auf der anderen Seite bestehen (vgl. dazu die Ausführungen in der Langfassung der Stellungnahme der Expertenkommission in Kapitel 1).

3. Der **Ausbau der erneuerbaren Energien** ist von der Angebotsseite her der entscheidende Faktor für die Substitution fossiler Energieträger. Bis 2020 sollen sie mindestens 35 % des Bruttostromverbrauchs decken. Aus heutiger Sicht dürfte dieses Ziel erreicht werden, denn im Jahr 2015 machte die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereits 31,5 % des gesamten Bruttostromverbrauchs aus. Das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 18 % zu steigern, lässt sich mit großer Wahrscheinlichkeit erfüllen. Die Stromerzeugung ist dafür von erheblicher Bedeutung, aber auch die Bereitstellung thermi-

scher erneuerbarer Energien leistet dazu einen nennenswerten Beitrag. Anders sieht es beim Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrsbereich aus. Das Ziel von 10 % dürfte bis 2020 wohl verfehlt werden, zumal der Anteil in den letzten Jahren sogar spürbar auf nur noch 5,2 % gesunken ist (vgl. Kapitel 5).

4. Die Situation auf der Nachfrageseite, auf der durch Energieeinsparung und höhere Energieproduktivität ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs sowie des Endenergieverbrauchs in einzelnen Sektoren bewirkt werden soll, stellt sich wesentlich ungünstiger dar. Die Bundesregierung strebt beispielsweise an, die **Endenergieproduktivität** innerhalb der Periode von 2008 bis 2050 jahresdurchschnittlich um 2,1 % zu steigern. Von diesem Ziel ist Deutschland bisher allerdings weit entfernt: Im Mittel der Jahre 2008 (das Bezugsjahr für das Produktivitätsziel) bis 2015 konnte die Endenergieproduktivität pro Jahr lediglich um 1,3 % (gemessen an den Ursprungswerten) bzw. sogar nur um 1,1 % (auf Basis der temperaturbereinigten Werte) verbessert werden. Um bis 2020 noch auf den Zielpfad zurückzukehren, müsste gegenüber 2015 die jährliche Rate um den Faktor 2,4 bzw. 3,2 (auf 3,2 %/Jahr bzw. auf 3,5 %/Jahr) erhöht werden – eine aus heutiger Sicht auch unter Einbeziehung der inzwischen ergriffenen politischen Maßnahmen wenig wahrscheinliche Entwicklung. Für diese Erwartung sprechen beispielsweise die Entwicklungen des Energieverbrauchs in den einzelnen Endenergiesektoren.

5. Im Zielsystem der Bundesregierung ist auch die **Reduktion des Stromverbrauchs** um 10 % bis 2020 gegenüber 2008 verankert. Der Bruttostromverbrauch als geeignetes Maß dafür entwickelt sich, anders als in der Vergangenheit als er zumeist regelmäßig gestiegen ist, seit der Finanzmarktkrise mit einer leichten Tendenz nach unten und war im Jahr 2015 um 3,8 % niedriger als 2008. Das entspricht einer jahresdurchschnittlichen Rate von minus 0,6 %. Um das Ziel für 2020 noch zu erreichen, müsste er im Vergleich zu 2015 noch um weitere 6,4 % oder pro Jahr um 1,3 % zurückgehen, also etwa doppelt so stark wie in den Jahren 2008 bis 2015. Dies setzt zumindest zusätzliche Aktivitäten voraus. Die Expertenkommission erkennt an, dass für die Bundesregierung nach dem fünften Monitoring-Bericht *„auch hier erhebliche zusätzliche Anstrengungen unerlässlich sind, um die durch das Energiekonzept gesteckten Ziele bis zum Jahr 2020 zu erfüllen“* (Kapitel 4 in BMWi, 2016a).

6. Der **Endenergiebedarf der Gebäude**, welcher die Raumwärme, Raumkühlung und Warmwasserbereitung sowie zusätzlich den Stromverbrauch für die fest installierte Beleuchtung in Nichtwohngebäuden umfasst, ist von 2008 bis 2015 um 9,9 % (bereinigt) bzw. 11,2 % (Ursprungswerte) gesunken. Zur Erreichung des Minderungszieles für 2020 wäre danach noch eine Senkung um 11,3 % bzw. um 9,9 % nötig. Bei Betrachtung der bereinigten Werte ist die Zielerreichung noch nicht sichergestellt.

7. Eine beträchtliche Zielverfehlung ist beim **Endenergieverbrauch im Verkehrssektor** zu erwarten, so dass auch kein sonderlicher Beitrag zur erforderlichen Senkung des gesamten Endenergieverbrauchs bis 2020 geleistet werden kann. Im Verkehrssektor soll der Energieverbrauch bis 2020 im Vergleich zu 2005 um 10 % gesenkt werden. Tatsächlich war der Verbrauch im Jahr 2015 aber sogar höher (+1,2 %) als 2005. Die Entwicklung ist in dieser Periode weitgehend getrieben von der starken Steigerung der Personen- und Güterverkehrsleistung um 8,2 % bzw. 12,1 %, was nur teilweise durch die Reduktion der spezifischen Energieverbrauchswerte kompensiert werden konnte. Signifikante Änderungen im Verkehrsverhalten wie in der Verkehrspolitik sind bisher nicht zu erkennen. Aus Sicht der Expertenkommission ist eine Erreichung des Sektorziels für 2020 weit entfernt. Hier besteht eine Übereinstimmung mit der Einschätzung der Bundesregierung selbst (siehe Kapitel 6 in BMWi, 2016a).

8. Vor dem Hintergrund der skizzierten Entwicklungstendenzen in den Endenergiesektoren bestehen begründete Zweifel, ob das Ziel erreicht werden kann, den **Primärenergieverbrauch** bis 2020 um 20 % im Vergleich zu 2008 zu senken. Bisher jedenfalls ging der Primärenergieverbrauch in dieser Periode nur um 7,6 % zurück, temperaturbereinigt waren es sogar lediglich 6,3 %. Jahresdurchschnittlich bedeutet das für die kommende Fünfjahresperiode eine um den Faktor 2,6 bzw. 3,4 höhere Minderungsrate als in der

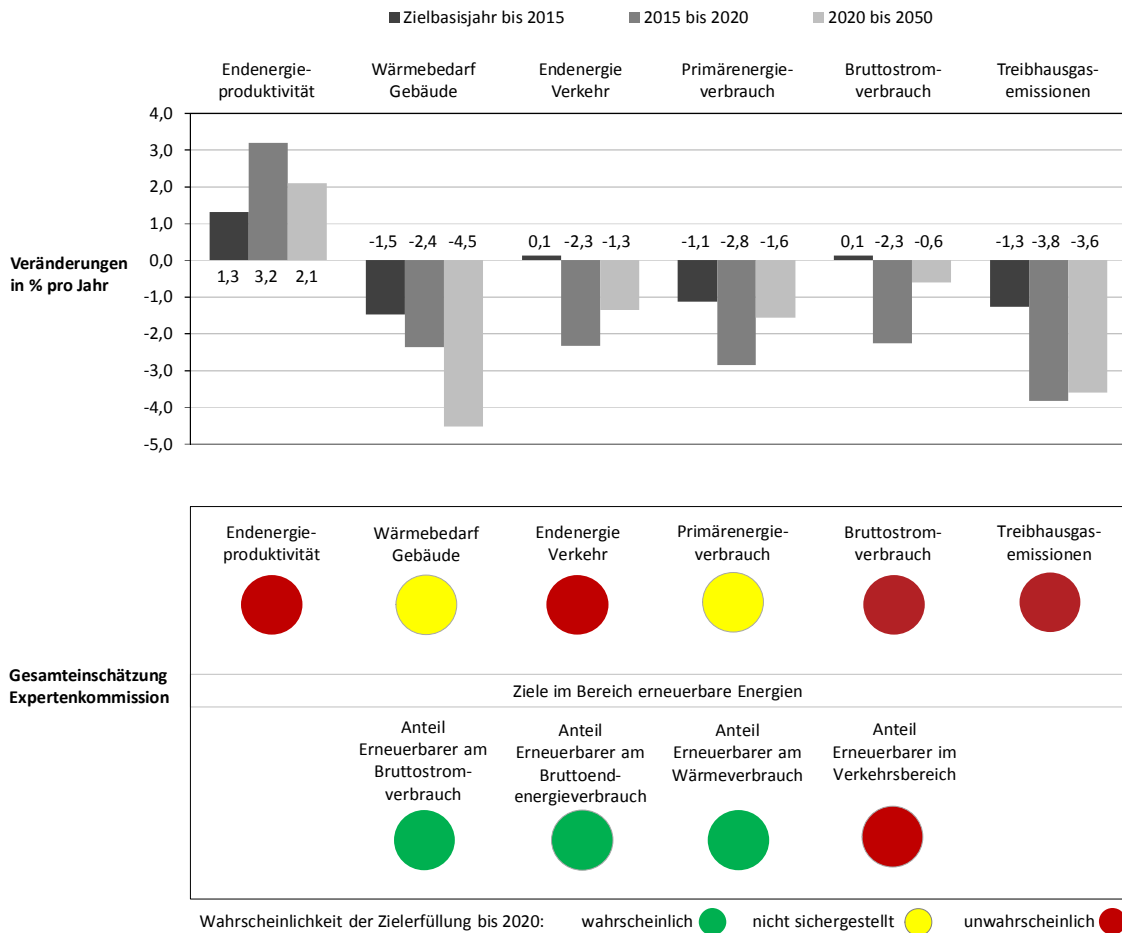
Siebenjahresperiode von 2008 bis 2015. Selbst unter Einbeziehung der bisher umgesetzten Maßnahmen ist nicht erkennbar, dass dies noch möglich sein wird.

9. Diese Bestandsaufnahme führt die Expertenkommission zu dem Ergebnis, dass auch die Minderung der **Treibhausgasemissionen** bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 als ein zentrales politisches Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung mit großer Wahrscheinlichkeit verfehlt werden dürfte. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird richtigerweise hervorgehoben, dass die Emissionen bis 2015 im Vergleich zu 1990 mit rund 27 % bereits erheblich vermindert werden konnten. Allerdings wird in dem Bericht nur unzureichend das Augenmerk darauf gerichtet, dass die Treibhausgasemissionen in den vergangenen sieben Jahren – also seit 2009 – mehr oder weniger stagnieren. Die Lücke bis zum Zielwert für 2020 (749 Mio. t CO₂-Äquivalente) kann somit nur geschlossen werden, wenn eine durchschnittliche jährliche Reduktion um fast 32 Mio. t CO₂-Äquivalente bzw. um 3,8 % bewirkt wird. Berücksichtigt man die für 2016 erwartete Stagnation der Emissionen auf dem Vorjahresniveau müsste es sogar für die vier Jahre von 2017 bis 2020 zu einer jährlichen Reduktion um knapp 40 Mio. t CO₂-Äquivalente kommen. Vergleicht man dies mit Vergangenheitswerten, so muss sich das Tempo der Emissionsminderung gegenüber der Periode von 1990 bis 2015 (-1,3 %/Jahr) etwa verdreifachen, gegenüber der Periode von 2005 bis 2015 wäre es sogar eine Vervierfachung. Aus heutiger Sicht ist nicht zu erkennen, wie die Bundesregierung dies erreichen möchte. Aus Sicht der Expertenkommission kann die Dimension der bis 2020 zu leistenden Emissionsminderung für die Erfüllung der langfristigen Klimaschutzziele jedoch nicht unterschätzt werden.

10. Zur Einordnung der Entwicklungen verwendet der Monitoring-Bericht der Bundesregierung seit dem letzten Jahr ein Punktesystem, das Punkte entsprechend der prozentualen Abweichung vom linearen Trend zum Zielwert für 2020 vergibt. Die Expertenkommission stützt sich hingegen bei ihrer Bewertung neben ihrer subjektiven Einschätzung zur Wirksamkeit kürzlich implementierter Maßnahmen und exogener Trends auf eine im Vergleich zum Punktesystem des Monitoring-Berichts weiterentwickelte Methodik zu möglichen Prognoseintervallen. Die wichtigsten Ergebnisse der **Bestandsaufnahme der Expertenkommission** zu den quantitativen Energiewende-Zielen sind in der Abbildung 1 dargestellt. Dabei zeigt die farbliche Kennzeichnung („Ampel“) wie wahrscheinlich oder unwahrscheinlich eine vollständige Zielerreichung für 2020 sein dürfte. Wird die Zielerreichung als wahrscheinlich eingeschätzt, so ist die Ampel „grün“. Ist eine Zielerreichung hingegen unwahrscheinlich, so steht die Ampel auf „rot“. Grenzfälle zeigt die Farbe „gelb“ an. Dementsprechend werden drei der Ziele im Bereich „Erneuerbare Energien“ wahrscheinlich erreicht. Beim Ziel, den Primärenergieverbrauch zu senken und beim „Wärmebedarf Gebäude“, erscheint die Zielerreichung nicht sichergestellt. Die anderen Energiewende-Ziele zur Energieproduktivität, zum Endenergieverbrauch sowie zum Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehr und bei den Treibhausgasemissionen werden voraussichtlich nicht erreicht.

11. Die Expertenkommission räumt ein, dass auch **exogene Einflussfaktoren**, d. h. von der Bundesregierung nicht beeinflussbare Faktoren, die Zielerreichungen erschweren. Dazu zählt neben den demographischen Veränderungen v. a. die internationale Energiepreisentwicklung mit ihrem starken Preisverfall, der die Anreize für effizienzsteigernde Investitionen dämpft und die Wirksamkeit der getroffenen Maßnahmen weiter begrenzt. Hinzu kommen Veränderungen der Preisrelationen zu Lasten der emissionsärmeren Energieträger. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung erneut, eine Untersuchung über die quantitativen Wirkungen dieser und anderer exogen wirkender Einflussfaktoren in Auftrag zu geben. Dabei sollte auch bedacht werden, dass bei einer erfolgreichen Umsetzung der Beschlüsse der Klimakonferenz von Paris die internationalen Energiemärkte auch mittel- und langfristig erheblich unter Preisdruck geraten werden. Ebenso wichtig ist aus Sicht der Expertenkommission darüber hinaus eine Untersuchung der Wirkungen interner, endogener Faktoren, die einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende im Wege stehen können.

Abbildung 1: Einschätzung der Expertenkommission zur Zielerfüllung



Quelle: Eigene Darstellung

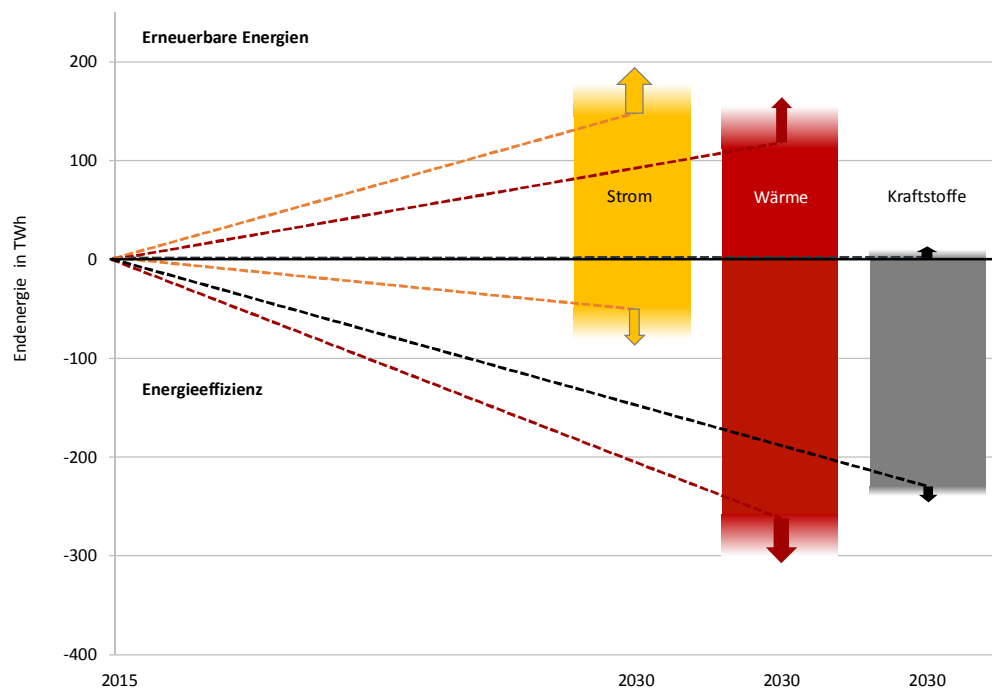
Klimaschutz gestalten

12. Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die **Treibhausgasemissionen bis 2030** gegenüber 1990 um mindestens 55 % zu reduzieren. Für dieses Ziel wird mit dem Klimaschutzplan 2050 erstmals eine sektorale Aufteilung vorgenommen. Die Expertenkommission begrüßt diese Konkretisierung, vermisst aber eine nachvollziehbare Erläuterung, auf welchen Grundlagen sie fußt. Denn der Beschluss, beispielsweise die Emissionen in den nächsten 15 Jahren in der Energiewirtschaft in etwa zu halbieren und im Verkehrssektor um ein Drittel zu senken, ist von beträchtlicher Tragweite und bedarf einer breiten Akzeptanz (vgl. Kapitel 2).

13. Aus dem Klimaschutzplan 2050 gehen keine konkreten energiebezogenen Ziele für das Jahr 2030 hervor, die für eine **Fortschreibung und Vervollständigung des Zieltableaus des Energiekonzepts** der Bundesregierung herangezogen werden können. Der anstehenden Debatte zur kohärenten Weiterentwicklung des Energiekonzepts möchte die Expertenkommission mit Orientierungswerten einen Impuls geben. Insgesamt zeigt sich, dass die Ziele zur Energieeffizienz und den erneuerbaren Energien weitgehend parallel erfüllt werden müssen, um neben dem Erreichen des Klimaschutzziels für 2030 einerseits die Voraussetzungen für die Erreichbarkeit längerfristiger Ziele zu schaffen und andererseits, weil Zielverfehlungen in einzelnen Bereichen nur sehr eingeschränkt

durch eine Übererfüllung in anderen Bereichen kompensiert werden können. Vor dem Hintergrund der bisherigen Entwicklung gilt dies insbesondere für die Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr. Abbildung 2 zeigt dazu mögliche Veränderungen des Endenergieverbrauchs durch Effizienzmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015 mit einer Einschätzung zu den Flexibilitäten.

Abbildung 2: Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015



Quelle: Eigene Abschätzung auf der Basis von Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015), BMUB (2016b) und weiteren Untersuchungen

14. Daraus lassen sich als eine von mehreren denkbaren **Varianten für das Jahr 2030** und unter der Maßgabe, dass die Verstromung von Kohle um mindestens 50 % reduziert wird, folgende Ziele ableiten:

- Beibehaltung des Ziels zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 30 % sowie Erhöhung des Anteils am Bruttostromverbrauch auf 60 % und am Endenergieverbrauch für Wärme auf 30 %. Das Ziel zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger am Endenergieverbrauch des Verkehrs sollte auf 12 % angehoben werden.
- Senkung des Bruttostromverbrauchs (inklusive neuer Stromanwendungen) um 10 % und des Endenergieverbrauchs für Wärme einschließlich Prozesswärme (ohne Stromeinsatz) um 30 % gegenüber dem Basisjahr 2008 sowie Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr gegenüber dem Basisjahr 2005 um 35 %.

15. Für die Zielerreichung 2030 bzw. 2050 sind weitergehende Maßnahmen notwendig, die auf nationaler oder europäischer Ebene implementiert werden können. Derzeit besteht der Maßnahmenmix für die Zielerreichung in Deutschland aus einer Vielzahl von kleinteiligen Regelungen zu Anreizsystemen auf der einen Seite und Ausnahmen von Belastungen auf der anderen – nicht zuletzt aufgrund von Partikularinteressen. Mit zunehmenden Handlungsnotwendigkeiten zur Zielkonformität besteht aufgrund dieser Vielfalt und ihrer komplexen Wirkungen und Wechselwirkungen die Gefahr, dass eine adäquate Problemlösung nicht mehr gewährleistet werden

kann. Aus Gründen der Effizienz und der Steuerbarkeit ist jedoch ein einheitlicher und umfassender Lenkungsmechanismus wünschenswert. Vor diesem Hintergrund schlägt die Expertenkommission eine **allgemeine CO₂-Bepreisung als Leitinstrument** vor, um einen stabilen und langfristigen Rahmen für die Transformation des Energiesystems zu setzen. Komplementäre Elemente sind dabei geboten, um neben den Treibhausgasemissionen andere Marktunvollkommenheiten zu adressieren, etwa im Gebäudebereich, im Verkehr oder bei den erneuerbaren Energien.

16. Der bevorzugte Ansatzpunkt wäre die europäische Ebene, insbesondere der Emissionshandel als das gemeinsame und ökonomisch sinnvollste Klimainstrument, um die günstigsten Optionen zur Minderung von Treibhausgasemissionen zu erschließen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, sich für eine Stärkung des Emissionshandels durch eine Anpassung des europäischen Reduktionsziels, eine sektorale Ausweitung des Emissionshandels und die Einführung eines Preiskorridors zu engagieren. Allerdings dürfte es angesichts des dafür notwendigen politischen Prozesses und der zu erwartenden Widerstände höchst unwahrscheinlich sein, dass eine europäische Lösung zustande kommt. Sofern dies also nicht gelingen sollte, sind zusätzliche nationale Maßnahmen geboten, um die deutschen Klimaschutzziele zu erreichen. In Europa hat sich bereits seit 2013 eine Reihe anderer Staaten, die am europäischen Emissionshandel teilnehmen, für **nationale Zusatzmechanismen** entschieden.

17. Die nationalen Maßnahmen sollten möglichst über alle Sektoren und Technologien wirken. Eine allgemeine CO₂-Bepreisung sichert dies und bietet die Möglichkeit, die Umlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (ca. 22,9 Mrd. Euro) und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (ca. 1,2 Mrd. Euro), die Stromsteuern (ca. 6,6 Mrd. Euro) und ggf. weitere Energiesteuern, Umlagen etc. in ein Instrument zu integrieren und perspektivisch weitgehend zu ersetzen. In diesem Zusammenhang könnte auch die Klimareserve von Braunkohlekraftwerken wegfallen. Eine umfassende CO₂-Bepreisung bedeutet also nicht primär eine zusätzliche Belastung, sondern eine Entlastung durch den umfangreichen Effizienzgewinn. Denn die aktuell existierenden komplexen Fördermechanismen bzw. Instrumente sollten im Gegenzug auf den Prüfstand gestellt werden und – soweit sie nicht durch andere Marktfraktionen jenseits des Klimaproblems gerechtfertigt werden können – abgeschafft werden. Dem CO₂-Preis müssten also die abzuschaffenden Instrumente zunächst einmal gegengerechnet werden. Dieser **Systemwechsel sichert langfristige Nachhaltigkeit der Transformation** in eine klimaneutrale Ökonomie, da die Belastungen der Unternehmen und Haushalte im Übergang minimiert werden. Für diese Neuausrichtung spricht eine Vielzahl von weiteren Gründen. So ist die aktuelle Förderung erneuerbarer Energien nicht kompatibel mit der wichtigen und richtigen Idee der Sektorkopplung, da auf der einen Seite mehr Strom im Gesamtsystem integriert werden soll (um fossile Energieträger im Wärme- oder Transportsektor zu vermeiden), aber gleichzeitig die Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor durch das Umlagesystem den Strompreis letztlich erhöht und damit Strom unattraktiver gegenüber fossilen Energieträgern macht. Auch aus Verteilungsaspekten wäre die CO₂-Bepreisung vorteilhaft, da die Einnahmen entsprechend genutzt werden können.

18. In dem Maße wie eine deutsche CO₂-Bepreisung über die Preise im europäischen Emissionshandel hinausginge, müsste sichergestellt werden, dass die deutschen Minderemissionen nicht durch das Nutzen freigegebener Zertifikate an anderer Stelle konterkariert werden. Die Expertenkommission schlägt deshalb erneut vor, die nationale Zielerreichung entsprechend durch Kauf und **Stillegung von Emissionsrechten** durch die Bundesregierung zu flankieren. Die Bundesregierung könnte unter den Vorgaben des europäischen Emissionshandels das nationale CO₂-Ziel im Sinne einer flexiblen Erreichung interpretieren und über den Kauf und die Stillegung von Emissionsrechten im Umfang der CO₂-Zielabweichung ihre Ziele erreichen. Die Treibhausgas-Reduktion wird in diesem Fall erreicht. Allerdings müsste das CO₂-Ziel in diesem Fall nicht mehr als Territorialziel auf deutscher Ebene, sondern auf europäischer Ebene interpretiert bzw. definiert werden. Durch diese Maßnahme würden sich die in Europa erlaubten Emissionen reduzieren. Angesichts eines CO₂-Preises von derzeit 7 Euro/t würde z. B. für 50 Mio. t CO₂ ein Kostenaufwand von maximal 350 Mio. Euro pro Jahr entstehen. Eine höhere Flexibilität

bei der Zielerreichung wäre auch ökonomisch sinnvoll. Die beste Lösung wäre ein stringenterer Emissionshandel, eine mit den EU-Partnern abgestimmte und über die EU-Kommission koordinierte Stilllegung von Emissionsrechten wäre aber immer noch besser als eine ineffiziente Zielerreichung im Inland durch eine Fülle von überlappenden und sich teilweise konterkarierenden Maßnahmen. Zumindest würden so die kostengünstigsten Maßnahmen in Deutschland durchgeführt und etliche billige Minderungsoptionen im Ausland genutzt.

19. Die **langfristigen Klimaschutzziele bis 2050** haben Rückwirkungen auf das Zwischenziel für 2030. Die Bundesregierung hat bisher offen gelassen, wie die Spannweite der Minderung von Treibhausgasemissionen von minus 80 % bis minus 95 % für das Jahr 2050 gegenüber 1990 konkretisiert wird, bekennt sich aber zur Klimaneutralität, ohne dies ebenfalls genauer zu erörtern. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission eine Präzisierung der langfristigen Ziele und eine intensive Diskussion der Verteilung der noch zur Verfügung stehenden Emissionsbudgets über die Zeit. Die jahrgangsscharfen Ziele müssen dann nicht punktgenau erreicht werden, sondern können flexibler über Budgets gesteuert werden. Der Budgetansatz kann allerdings nur dann funktionieren, wenn Emissionsminderungen nicht stetig in die Zukunft verschoben werden, in der Hoffnung diese kurzfristig am Ende des Zeitfensters noch durchführen zu können. Die Expertenkommission regt an, eine solche Art der Zielformulierung, unter Berücksichtigung dieser Einschränkung, ernsthaft zu prüfen.

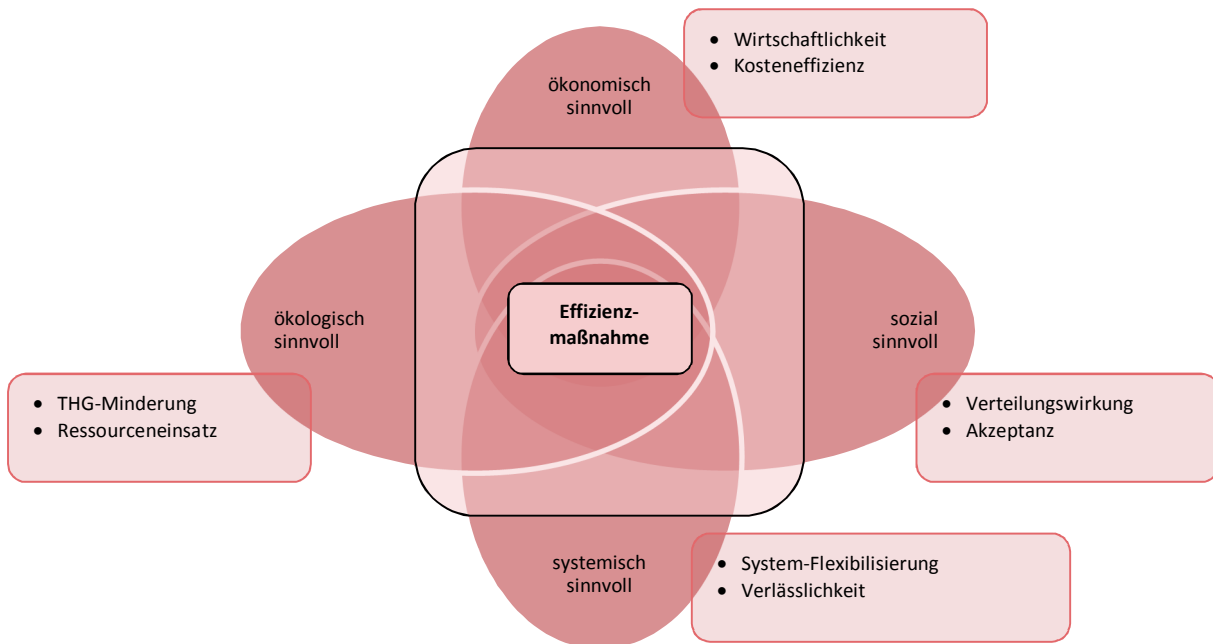
Effizienz die richtige Bedeutung geben

20. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung zeigt, dass im Bereich der Energieeffizienz noch **große Anstrengungen** nötig sind, um die Ziele zu erreichen. Aus Sicht der Expertenkommission ist aber die Bewertung in allen Bereichen zu positiv ausgefallen. Der Monitoring-Bericht hätte deutlicher machen müssen, dass die Zielerreichung etwa hinsichtlich des Kernziels, der Reduktion des Primärenergieverbrauchs nicht gesichert ist und bei der Erhöhung der Endenergieproduktivität unwahrscheinlich ist. Zwar hat die Bundesregierung eine Reihe von Maßnahmen ergriffen, etwa als Teil des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE), jedoch sind die damit verbundenen Verbrauchsminderungen nicht ausreichend (vgl. Kapitel 3).

21. Die **Darstellung der Maßnahmen** im Monitoring-Bericht ist aus Sicht der Expertenkommission nicht ausreichend. So werden wichtige Maßnahmen insbesondere im Gebäudebereich nicht genannt, wie etwa die Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG). Es wurden (fast) nur Förderprogramme gelistet, wobei zum Teil weder die Zielgruppe erkennbar ist noch die erwarteten bzw. realisierten Wirkungen oder Fördereffizienzen. Aus diesem Grund hatte die Expertenkommission bereits in ihrer letzten Stellungnahme 10 Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring formuliert. Sie hofft, dass diese im nächsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung aufgegriffen werden.

22. Mit dem Prinzip „Efficiency First“ möchte die Bundesregierung ein neues „Grundprinzip“ einführen, wobei der Monitoring-Bericht sehr abstrakt bleibt, so dass die Expertenkommission keine konkrete Bewertung vornehmen kann. Generell begrüßt die Expertenkommission, dass der Effizienz die benötigte hohe Bedeutung beigegeben werden soll. Gleichzeitig kann das Prinzip aber nicht als genereller Vorrang interpretiert werden, sondern eher als „Motto“, welches gleichwohl unterschiedliche Dimensionen berücksichtigen muss. Nicht alle technisch möglichen Maßnahmen und rechtlichen Vorschriften und Förderoptionen zur Erhöhung der Effizienz sind als sinnvoll einzustufen. Bei einer umfassenden Bewertung müssen aus Sicht der Expertenkommission ökonomische, ökologische, soziale und systemische Kriterien Beachtung finden (vgl. Abbildung 3). Die Expertenkommission spricht sich entsprechend eher für **„Think Efficiency“ statt „Efficiency First“** aus. Die Implementierung als Grundprinzip sollte bedeuten, dass die Bundesregierung auch den Rechtsrahmen für das Energiesystem in Bezug auf Hemmnisse und Verbesserungsmöglichkeiten für eine effiziente Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Energie überprüft und anpasst.

Abbildung 3: „Think Efficiency“: Hohe Bedeutung bei gleichzeitiger Überprüfung anhand von Kriterien



Quelle: Eigene Darstellung

23. Im **Bereich der Gebäude**, die immerhin ein Drittel der Endenergie verbrauchen, ist die Zielerfüllung bis 2020 unter Berücksichtigung der temperaturbereinigten Werte nicht sichergestellt. Für das 2050-Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes setzt die „Effizienzstrategie Gebäude“ einen langfristigen Rahmen. Die Leitplanken werden durch die beiden Szenarien „hohe Effizienz“ und „hoher Anteil Erneuerbare“ gesetzt. Dabei muss aber die Reduzierung des Endenergiebedarfs der Gebäude in der Größenordnung des Effizienz-Szenarios liegen, um die Ziele aus dem Klimaschutzplan erreichbar zu machen. Die Energieeinsparverordnung und insbesondere die KfW-Förderprogramme sollten schnellstmöglich an dem langfristigen Ziel ausgerichtet werden. Auch sollte eine Zusammenführung von EnEV und EEWärmeG sowie von KfW-Förderprogrammen und MAP angestrebt werden.

Verkehr nicht zu eng denken

24. Die **Entwicklung des Endenergieverbrauchs** im Verkehr in den letzten Jahren deutet darauf hin, dass es keine realistische Möglichkeit mehr gibt, das Ziel für das Jahr 2020 noch zu erreichen. Im Projektionsbericht wird die Erreichung des 2020-Ziels erst um das Jahr 2030 herum erwartet. Mit den derzeitigen Maßnahmen im Verkehrssektor sind die vorhersehbaren Einsparungen an Endenergie gegenüber dem heutigen Stand also sehr begrenzt. Zielszenarien zeigen den Weg zu substantiellen Reduktionen von Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen des Verkehrs auf, auch mit Blick auf 2050. Diese Szenarien basieren jedoch auf Annahmen zu Politikmaßnahmen im Verkehr, die eher einen grundlegenden Politikwechsel im Vergleich zur derzeitigen Situation darstellen als „weitere Anstrengungen“ – eine Formulierung, die häufiger im Rahmen des Monitorings verwendet wird (vgl. Kapitel 4).

25. Der Klimaschutzplan 2050 setzt ein ambitioniertes Zwischenziel für die **CO₂-Emissionen des Verkehrs** im Jahr 2030. Aus dem derzeitigen europäischen Vorschlag zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021-2030 (Effort Sharing Regulation) resultiert eine

ambitionierte Vorgabe zur Reduktion der Emissionen außerhalb des Emissionshandels, für deren Erreichung der Verkehr eine Schlüsselrolle spielen müsste. Sollte die Bundesregierung die Erreichung dieser Ziele wirklich ernst nehmen, muss der benannte Politikwechsel im Verkehr dringlich stattfinden.

26. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass die **negativen Wirkungen des Verkehrs** vielfältig sind und über 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 einer wieder ansteigenden Zahl an Verkehrstoten.

27. Eine umfassende Adressierung der Probleme im Verkehr, eine sogenannte Verkehrswende, sollte zum Ziel haben, Belastungen aller negativen Wirkungen zu reduzieren. Hierzu stehen jeweils spezifische Handlungsfelder zur Verfügung: die Nutzung alternativer Antriebe und Kraftstoffe, Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr, Verlagerung des Verkehrs zu effizienteren und emissionsärmeren Trägern und die Vermeidung von motorisiertem Verkehr. Tabelle 1 stellt die **Belastungsdimensionen des Verkehrs und die zur Verfügung stehenden Handlungsfelder** zueinander in Beziehung. Daraus wird ersichtlich, dass der Wechsel zu alternativen Antrieben und Kraftstoffen allein nicht alle Externalitäten adressieren kann. Insbesondere Flächennutzung und Staukosten würden sich mit so einem einseitigen Ansatz nur eingeschränkt reduzieren lassen. Auch Effizienzverbesserungen bei den konventionellen Antrieben können hier keinen Beitrag leisten. Dazu würden Fahrzeuge mit großer Wahrscheinlichkeit auch weiterhin hohe Lärmbelastungen erzeugen. Des Weiteren ist das letztendliche Eintreten von Umweltentlastungen durch Effizienzverbesserungen jedenfalls in Anteilen fraglich, da sie regelmäßig mit Rebound-Effekten einhergehen. Die Verkehrsverlagerung zu effizienteren/emissionsärmeren Verkehrsträgern würde hingegen alle Externalitäten adressieren. Auch die Anzahl der Unfälle und Verkehrstoten würde dadurch sinken, da dieses Handlungsfeld u. a. mit einer Reduktion des Pkw-Straßenverkehrs einhergeht, in dem der Großteil dieser Externalität entsteht. Die Politik muss in der Gestaltung des Verkehrssektors alle Handlungsfelder entsprechend ihrer Potenziale nutzen, um die Gesamtheit der negativen Wirkungen des Verkehrs anzugehen.

Tabelle 1: Zusammenführen von Belastungsdimensionen und Handlungsfeldern

	Nutzung alternativer Kraftstoffe und Antriebe	Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr	Verkehrsverlagerung zu effizienteren/emissionsärmeren Trägern	Vermeidung von motorisiertem Verkehr
Energieverbrauch	(X)	(X)	X	X
THG-Emissionen	X	(X)	X	X
Emission von Schadstoffen	X	(X)	X	X
Lärmbelastung	(X)		X	X
Flächennutzung			X	X
Staukosten			X	X
Unfälle und Verkehrstote			X	X

X Zusammenhänge mit direkter Konsequenz.

(X) Zusammenhänge, die jedoch nicht für alle möglichen Umsetzungsoptionen gelten bzw. die durch Rebound-Effekte abgeschwächt werden.

Quelle: Eigene Darstellung

28. Neben spezifischen Politikmaßnahmen für einzelne Handlungsfelder sollten **handlungsfeldübergreifende Preisinstrumente** z. B. in Form der Besteuerung externer Effekte auf Basis des spezifischen volkswirtschaftlichen Schadens (Pigou-Steuer) Anreize setzen, um die negativen Wirkungen des Verkehrs zu reduzieren. Vor diesem

Hintergrund gibt die Kommission einige Anregungen für eine ökonomisch sinnvolle Bepreisung im Straßenverkehr:

- Der zu wählende Ansatz sollte alle externen Effekte berücksichtigen. Zurzeit bestehen in Deutschland eine Vielzahl verschiedener Internalisierungsmaßnahmen, d. h. es gibt keinen idealtypischen Ansatz zur Internalisierung aus einem Guss. Die Vielzahl der Ansätze wird auch anhand der Infobox im Monitoring-Bericht der Bundesregierung deutlich, welche über vier Seiten vom Pkw-Label über „Runde Tische“ bis hin zum Bundesverkehrswegeplan reicht.
- Die Lkw-Maut in Deutschland kann als eine Ausgestaltung einer Pigou-Steuer interpretiert werden, durch den engen Erhebungsbereich und die starre Bepreisung ist das Instrument aber noch nicht optimal ausgestaltet. Der Nutzungspreis im Rahmen der Maut sollte möglichst für die komplette Verkehrsinfrastruktur und von allen Nutzern erhoben werden. Nur so können die Externalitäten vollständig internalisiert und wohlfahrtsinferiore Ausweichreaktionen vermieden werden. Auch das Festhalten an starren Preisen verhindert eine effiziente Nutzung der Verkehrsinfrastruktur. Es sollten daher vielmehr regional und zeitlich differenzierte Preise erhoben werden. Gerade die neuen Informationstechnologien bieten die Möglichkeit eine Maut sehr viel stärker auf das tatsächliche Verkehrsaufkommen (in Echtzeit) zu konditionieren. Hier liegt eine der Chancen der Digitalisierung (vgl. Kapitel 8) für die Energiewende im Verkehr.
- Die derzeitige Lkw-Maut und die Kfz-Steuer haben bereits eine Umweltkomponente aufgrund der Berücksichtigung verschiedener Schadstoffklassen. Grundsätzlich sollte sich das zu wählende wirtschaftspolitische Instrument im Hinblick auf die Umwelt-Externalitäten jedoch am Schaden und erst hilfsweise am Emissionsausstoß oder zumindest an den gefahrenen Kilometern orientieren. Nur dann spiegelt der Preis des Transports von A nach B die damit einhergehenden Klima- und lokalen Umweltschäden wider. Ein davon weitgehend unabhängiges Instrument, z. B. die nach Schadstoffklassen gestaffelte Kfz-Steuer ist unter diesem Aspekt nicht hilfreich.

Letztendlich sollten, auch im Hinblick auf die Einfachheit und die Transparenz der Regulierung, die Instrumente in ein gemeinsames System integriert werden. Dabei sind ungelöste Verteilungsfragen zu beachten.

29. Die Expertenkommission rät der Bundesregierung, die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie zu einer **integrierten und verkehrsträgerübergreifenden Langfriststrategie** mit klaren zeitlichen Perspektiven und quantitativen Zielen weiterzuentwickeln. Diese sind auch deshalb erforderlich, damit sich die Marktteilnehmer an den Absichten der Bundesregierung orientieren können.

Erneuerbare Stromerzeugung strategisch weiterentwickeln

30. Der **Ausbau der erneuerbaren Energien** ist auf gutem Weg. Insbesondere die Stromerzeugung entwickelte sich im vergangenen Jahr erneut dynamisch und erreichte einen Anteil von 31,6 % am Bruttostromverbrauch. Die Steigerung um 4,3 %-Punkte gegenüber dem Vorjahr ist v. a. auf ein starkes Wachstum der Stromerzeugung aus Windenergie an Land und auf See zurückzuführen. Das Mindestziel von 35 % für 2020 dürfte somit aller Voraussicht nach erfüllt werden. Ebenfalls positiv, wenn auch mit deutlich geringerer Dynamik, entwickelte sich der erneuerbare Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme. Hier konnten trotz geringerer Zubauraten bei Solarthermie und Wärmepumpen inzwischen 13,2 % erreicht werden (Ziel für 2020: 14 %). Einzig im Verkehrssektor bewegen sich die erneuerbaren Energien mit 5,2 % nicht auf dem Zielpfad. Insgesamt sorgen die Stromerzeugung und die Wärmebereitstellung für ein positives Gesamtbild beim Anteil am Bruttoendenergieverbrauch, der im Jahr 2015 auf 14,9 % stieg. Somit scheint auch das für 2020 von der EU vorgegebene Ziel von 18 % erreichbar (vgl. Kapitel 5).

31. Die Bundesregierung hat mit dem EEG 2017 eine Systemumstellung von einer Preis- auf eine Mengensteuerung vorgenommen. Ziel ist es, den Zielkorridor von 40 bis 45 % für den Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2025 einzuhalten. Die Expertenkommission sieht allerdings in verschiedenen Punkten die **Ausgestaltung der Mengensteuerung kritisch**:

- Im EEG 2017 wurden die Ausbaupfade für die elektrische Leistung von einer Netto- auf eine Bruttoberechnung umgestellt. Da bislang keine belastbaren Erkenntnisse über die zu erwartenden Außerbetriebnahmen von Bestandsanlagen nach Ablauf der EEG-Vergütungsdauer vorliegen, sollten die Ausschreibungsvolumina flexibel festgelegt werden können, um bei einem Ausfall einzelner Bereiche (innerhalb und außerhalb des Ausschreibungssystems) eine Zielerreichung dennoch sicherzustellen.
- Die Begrenzung des Zubaus der Windenergie an Land dient nicht der Kosteneffizienz, da es sich hierbei um die aktuell günstigste Option handelt. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die ab 2017 ans Netz angeschlossenen Anlagen voraussichtlich auch 2040 noch zur Stromerzeugung beitragen werden. Eine Mengenminderung für den Ausbau der Windenergie an Land kann vor dem Hintergrund auftretender Netzengpässe die Kosteneffizienz erhöhen, sollte dann aber durch eine entsprechende Ausgestaltung der Netzentgelte adressiert werden, z. B. in Form von regional und zeitlich variabler Netzentgelte, um die Netzüberlastungen treffsicherer zu bepreisen (siehe Kapitel 6.3).
- Aus Sicht der Expertenkommission stellt das EEG 2017 zwar einen Schritt hin zu mehr Wettbewerb innerhalb der jeweiligen Erzeugungstechnologie dar, weil die Umstellung auf Ausschreibungen eine marktbasierende Festlegung der Vergütungshöhe bedeutet. Der Wettbewerb ist aber auf die jeweilige Erzeugungssparte in der Phase der Angebotsabgabe beschränkt. Das System der garantierten Mindestvergütung bleibt nach wie vor unverändert, so dass die Anlagenbetreiber keine Marktrisiken übernehmen. Die dahinter liegende Absicht, niedrigere Kosten zu erzielen, wird von der Expertenkommission begrüßt. Jedoch wäre ein stärkerer Anreiz zur Markttransformation erforderlich. Hierzu sollten Anlagenbetreiber an die Übernahme von Marktrisiken herangeführt werden. So könnte in Kombination mit einer CO₂-Bepreisung und entsprechend steigenden Großhandelsstrompreisen ein Wegfall der Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung erreicht werden.

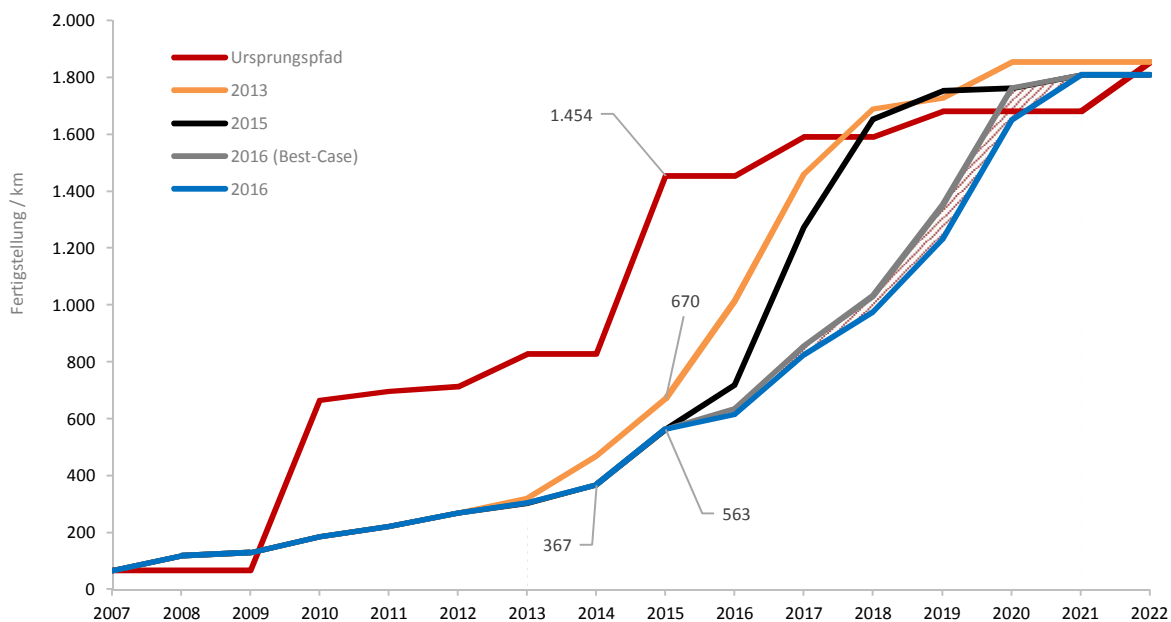
32. Der fünfte Monitoring-Bericht konzentriert sich in Bezug auf die Sektorkopplung auf die **Kopplung der Sektoren Strom und Wärme**. Dabei steht die technische Effizienz als dominantes Kriterium im Mittelpunkt, während andere Kriterien wie die ökonomische Realisierbarkeit und die dafür erforderlichen stabilen Rahmenbedingungen im Hintergrund bleiben. Die Expertenkommission hätte sich hier eine Darstellung der Mehrdimensionalität des Themas und der kurz-, mittel- und längerfristigen Bedeutung der verschiedenen Pfade der Sektorkopplung gewünscht. Technologien zur Sektorkopplung können beispielsweise nur dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn der Arbeitspreis der eingesetzten Elektrizität deutlich unterhalb der Arbeitspreise der zu ersetzenden fossilen Energien liegt. Aufgrund der heutigen Finanzierung der Energiewende über vorwiegend arbeitsbasierte Strompreiskomponenten ist die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben. Dieses Problem könnte etwa durch eine CO₂-Bepreisung oder die zeitliche und regionale Dynamisierung sowie Verlagerung der Netzentgelte hin zu höheren Leistungspreisen adressiert werden (vgl. Kapitel 2 und Kapitel 6).

Elektrizitätswirtschaftliche Infrastruktur zukunftsfest machen

33. Im Monitoring-Bericht greift die Bundesregierung die Diskussion über die Fortschritte und die **Kosten der elektrizitätswirtschaftlichen Infrastruktur** auf. Der Investitions- und Ausbaubedarf der Übertragungs- und Verteilernetze wird festgestellt und als zwingend erforderlich für eine erfolgreiche Energiewende beurteilt. Die Expertenkommission stimmt dieser Einschätzung zu und begrüßt die mit dem Monitoring des Bundesbedarfsplangesetzes zusätzlich geschaffene Transparenz (vgl. Kapitel 6).

34. Dem Monitoring-Bericht zufolge muss der **Netzausbau „zügig“** umgesetzt werden (vgl. Kapitel 10 in BMWi, 2016a). Dieser liegt tatsächlich weit hinter den Planungen zurück und die Fertigstellungs-Prognosen mussten wiederholt revidiert werden wie Abbildung 4 verdeutlicht. Es sind fünf Kurven zu erkennen, wobei der „Ursprungspfad“ den im Jahr 2009 vorgesehenen Zeitrahmen abbildet. Die weiteren Kurven stellen die jährliche Fortschreibung der Zielpfade dar, wobei das Jahr 2016 um ein „Best-Case“-Szenario ergänzt wurde. Ende 2015 wurden tatsächlich 563 km fertiggestellt, über 100 km weniger als noch im Vorjahr prognostiziert und knapp 900 km weniger als ursprünglich vorgesehen. Die neuen Prognosen wurden den Berichten des EnLAG-Monitoring-Prozesses (BNetzA, 2016f) entnommen. Das im Monitoring-Bericht beschriebene Gesetz zum Erdkabelvorrang dient auch aus Sicht der Expertenkommission langfristig der Beschleunigung des Netzausbaus, doch müssen zunächst Planungsverfahren neu aufgerollt werden mit der Folge weiterer zeitlicher Verzögerungen.

Abbildung 4: Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2010, 2014, 2015) und BNetzA (2016f)

35. Die **Kosten der Systemdienstleistungen** stiegen 2015 gegenüber dem Vorjahr sprunghaft auf 1,6 Mrd. Euro und waren maßgeblich auf Eingriffe zur Behebung von Netzengpässen zurückzuführen. Die spezifischen Kosten für die Behebung dieser Engpässe wie Redispatch, Einspeisemanagement und abschaltbare Lasten weichen stark voneinander ab und sollten für die Kostenoptimierung vergleichend gegenübergestellt und auf ihre Systemrelevanz hin überprüft werden.

36. Weiterhin sollte über die **Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik** nachgedacht werden, denn Netzengpässe werden in der jetzigen Netzentgeltsystematik kaum berücksichtigt. Die Einführung räumlich und zeitlich differenzierter Netzentgelte für Ausspeiser und neu auch für Einspeiser würde treffsicherere Anreize für

die Netznutzung setzen und somit eine administrative Approximation einer Marktlösung für eine knappheitsorientierte Netzbepreisung darstellen. Eine leistungsorientierte Einspeise-Komponente könnte abhängig von der maximalen Jahresleistung ausgestaltet werden.

37. Die Ausführungen der Bundesregierung im Bereich der **Versorgungssicherheit der Elektrizitätsversorgung** im Monitoring-Bericht sind allzu spärlich. Dabei sind das Monitoring und die Ausgestaltung der Versorgungssicherheit innerhalb der europäischen Elektrizitätswirtschaft in den letzten fünf Jahren einer außerordentlichen Dynamik unterworfen. Ein aktuelles Beispiel dafür ist die Diskussion über eine engere länderübergreifende Zusammenarbeit und Koordination der Versorgungssicherheit. Die Expertenkommission begrüßt das Bestreben nach einer engeren regionalen Kooperation zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich. Verschiedene Analysen kommen zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheitssituation in Deutschland in den kommenden Jahren unkritisch scheint. Allerdings trübt sich das Bild bei einer länderübergreifenden Betrachtung der sogenannten PLEF-Region (Pentalaterales Energieforum mit Deutschland, Österreich, Frankreich, Benelux und der Schweiz). Insbesondere die angespannte Versorgungssituation in Frankreich kann zu einer kritischen Versorgungslage in der PLEF-Region führen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung daher, sich mit den daraus drohenden Konsequenzen für die Versorgungssicherheit in Deutschland auseinanderzusetzen.

Preiswürdigkeit der Energie weiter im Griff behalten

38. Im Monitoring-Bericht befasst sich die Bundesregierung mit Preisentwicklungen verschiedener Energieträger und deren Auswirkungen in den Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie. Die Expertenkommission teilt die Auffassung der Bundesregierung, dass besonders die **exogenen Entwicklungen auf den Rohstoffmärkten zu Kostenentlastungen** in allen Sektoren geführt haben (vgl. Kapitel 7).

39. Auch in diesem Berichtsjahr führt die Expertenkommission den Indikator der **elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung** fort (vgl. Kapitel 7.2). Dieser Indikator weist im Vergleich zu sektoralen Strompreisen eine gewisse Neutralität gegenüber Verteilungsfragen auf. Die Zeitreihe zur elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung mit ihren wesentlichen Komponenten ist in Tabelle 2 dargestellt.

40. Bei einer ersten Analyse lässt sich feststellen, dass die **Ausgaben im Vergleich zum Vorjahr um ca. 0,9 Mrd. Euro gesunken** sind. Wesentlichen Einfluss auf diese Entwicklung haben Berichtigungen der für die Vorjahre zu hoch angesetzten Offshore-Umlage nach EnWG § 17f. Allerdings dürfte diese Entlastung nur von vorübergehender Natur sein. Sowohl die Offshore-Umlage als auch andere Umlagen bzw. Ausgabepositionen werden in den kommenden Jahren wohl ansteigen. Dazu gehören auch die Auszahlungen für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz gefördert sind. Im Bereich der Netzentgelte lässt sich für das Jahr 2015 eine Stabilisierung erkennen, die sich aber in den kommenden Jahren kaum fortsetzen wird. Eine Senkung der Erlösobergrenzen auf Verteilnetzebene im Jahr 2015 wird weitestgehend durch steigende Übertragungsnetzkosten im gleichen Jahr kompensiert. Auf Ebene der Übertragungsnetze sind in den kommenden Jahren weitere Kostensteigerungen durch Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen, die Vorhaltung verschiedener Reserven (Netzreserve nach § 13d EnWG, Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG, Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG und Netzstabilitätsanlagen nach § 13k EnWG), die Erdverkabelung und den Netzausbau allgemein absehbar. Auch auf Verteilnetzebene ist in den nächsten Jahren mit weiteren Netzentgelterhöhungen zu rechnen (E-Bridge/IAEW/OFFIS, 2014). In welchem Umfang die unlängst von der Bundesnetzagentur gesenkten Eigenkapitalzinssätze diese Steigerungen dämpfen, ist momentan noch nicht absehbar.

Tabelle 2: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

	2010	2011	2012	2013	2014	2015*
	Mrd. Euro					
Gesamtausgaben [1]	60,9	63,6	64,3	71,0	70,3	69,4
Staatlich induzierte Elemente	17,2	23,0	23,3	30,0	32,3	31,3
Stromsteuern [2]	6,4	7,2	7,0	7,0	6,6	6,6
Konzessionsabgaben [3]	2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0
EEG-Umlage (EEG-Differenzkosten) [4]	8,3	13,4	14,0	19,8	22,3	22,0
KWKG [5]	0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Umlagen (§ 17F, § 18 ENWG) [6]	-	-	-	0,7	0,8	0,0
Staatlich regulierte Elemente	16,9	17,6	19,0	21,2	21,4	21,4
Netzentgelte Übertragungsnetz [7]	2,2	2,2	2,6	3,0	3,1	3,5
Netzentgelte Verteilnetz [8]	14,7	15,4	16,4	18,2	18,3	17,9
Marktgetriebene Elemente	26,8	23,1	22,0	19,8	16,6	16,8
Marktwert EEG-Strom [9]	3,5	4,4	4,8	4,2	4,1	4,7
Erzeugung und Vertrieb [10]	23,3	18,6	17,2	15,6	12,5	12,0

*teilweise vorläufig

Quelle und Legende: Vgl. Kapitel 7

41. Schließlich ist zu erkennen, dass die **marktbasierten Ausgabenelemente**, Kern des „Strommarkt 2.0“, auf niedrigem Niveau verharren. Der Trend sinkender Erlöse im Bereich der konventionellen Erzeugung setzt sich fort. An dieser Stelle weist die Expertenkommission wiederholt darauf hin, dass diese Situation nicht dauerhaft bestehen kann (vgl. EWK, 2012, 2014a, 2014b). Mittel- bis langfristig müssen sich höhere Preise an den Stromgroßhandelsmärkten einstellen, um den benötigten konventionellen Kraftwerken ein wirtschaftliches Auskommen zu ermöglichen. Zwar würde damit auch eine sinkende EEG-Umlage einhergehen, aber letztendlich führen steigende Stromgroßhandelspreise insgesamt zu steigenden Letztverbraucherausgaben. Dass die derzeitige Situation nicht nachhaltig ist, lässt sich den umfangreichen Wertberichtigungen der Kraftwerksbetreiber entnehmen (vgl. Kapitel 7).

42. Der **Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am (nominalen) Bruttoinlandsprodukt** ist von 2,4 % im Jahr 2014 auf 2,3 % im Jahr 2015 leicht gesunken. Auch bei einer absoluten Betrachtung der Ausgaben lässt sich ein leichter Rückgang der Ausgaben um knapp 1 Mrd. Euro im Jahr 2015 konstatieren. Die Expertenkommission verbucht diese Entwicklung auch als ein Ergebnis der EEG-Reform des Jahres 2014, die die Kostendynamik im Strombereich gebremst hat. Allerdings ist diese Stabilisierung der Gesamtausgaben nach Auffassung der Expertenkommission voraussichtlich nur vorübergehend. Es zeichnen sich nicht nur bei der EEG-Umlage weitere Kostensteigerungen ab, sondern insbesondere auch bei den Stromnetzen. Der von der Bundesregierung verwendete Indikator aus der Summe von Großhandelsstrompreisen und EEG-Umlage ist nicht zielführend für eine Trendbewertung der Kosten der Energiewende im Strombereich.

43. Der beträchtliche Umfang **außerordentlicher Kraftwerksabschreibungen** in Deutschland und Europa aufgrund des Preisverfalls auf den Großhandelsmärkten deutet zudem darauf hin, dass die Letztverbraucher momentan nicht die vollen Kosten der Elektrizitätsversorgung bezahlen. Wenn dargebotsunabhängige Kraftwerksleistung notwendig für eine dauerhaft gesicherte Elektrizitätsversorgung ist, kann ein solcher Zustand nur vorübergehender Natur sein. Mittelfristig ist also von steigenden Letztverbraucherausgaben auszugehen.

44. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt ist **der Anteil der Letztverbraucher Ausgaben im Verkehr** von 2,8 % im Jahr 2014 auf 2,4 % im Jahr 2015 deutlich gesunken. Energiewendebedingte Mehrkosten im Verkehrsbereich fallen nach wie vor nicht ins Gewicht. Die **Letztverbraucher Ausgaben für Wärmedienstleistungen** blieben den Berechnungen der Expertenkommission zufolge im Vergleich zum Vorjahr fast unverändert bei einem relativen Anteil von 3,0 % am Bruttoinlandsprodukt. Die aufgrund der internationalen Preisentwicklung zurückgegangenen Brennstoffausgaben wurden durch einen Anstieg der Ausgaben für Effizienzmaßnahmen kompensiert.

45. Die Stellungnahme der Expertenkommission befasst sich auch mit den **Energiestückkosten deutscher Unternehmen** im internationalen Vergleich. Die durchschnittlichen Energiestückkosten liegen im Verarbeitenden Gewerbe weiterhin unter dem europäischen Durchschnitt. Aus der Abbildung 5 wird auch deutlich, dass die Energiekostenbelastung insbesondere durch den Rückgang der fossilen Brennstoffpreise bei allen Energieträgern mit der Ausnahme beim Strom gesunken ist. Im Energiewendekontext sind aber die Elektrizitätsstückkosten besonders interessant, da die Energiepolitik auf sie einen hohen Einfluss ausübt. Hier nahm die Belastung in Deutschland gegenüber dem europäischen Durchschnitt im Zeitraum von 2008 bis 2015 zu (vgl. Abbildung 6). Während die Elektrizitätsstückkosten der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland seit 2011 im Durchschnitt um ca. 5 % gestiegen sind, ist in Europa ein Rückgang um ca. 2 % zu verzeichnen. Im Verarbeitenden Gewerbe liegen im Jahr 2015 nur noch in der deutschen Metallerzeugung und -verarbeitung sowie im deutschen Fahrzeugbau die Stromstückkosten unter EU28-Niveau. Sofern also (deutsche) Sektoren stark von Strom abhängig sind und weniger von fossilen Energieträgern, so kam die Entlastungswirkung aus dem Preisverfall bei den fossilen Energieträgern nicht bei diesen an. Für solche Firmen wird der finanzielle Handlungsspielraum sogar trotz niedriger fossiler Brennstoffpreise eingeschränkt.

Abbildung 5: Index (2011=100) der energieträgerspezifischen Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe

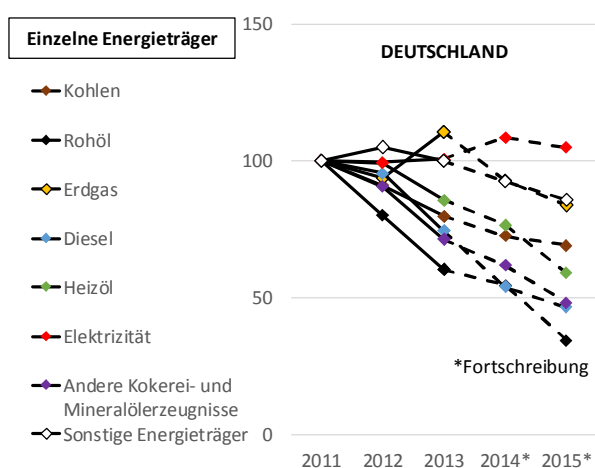
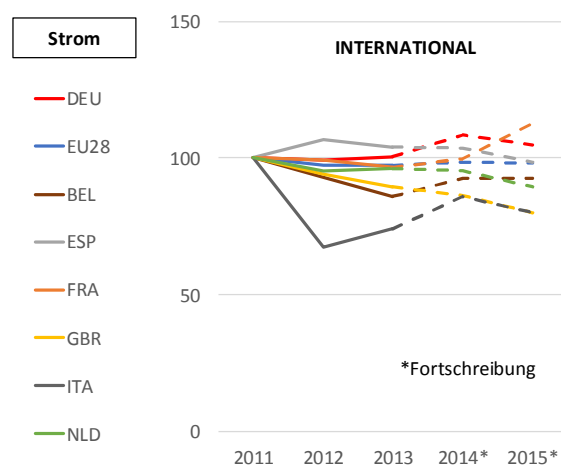


Abbildung 6: Index (2011=100) der Stromstückkosten in Deutschland, in der EU28 und in ausgewählten EU-Ländern



Quelle: Eigene Berechnungen

46. Aus Sicht der Expertenkommission stellt die überwiegend arbeitspreisbasierte **Erhebung von staatlich induzierten und regulierten Strompreisbestandteilen** ein Hemmnis für verbrauchsseitige Flexibilitäten und die Sektorkopplung dar. Dieser Sachverhalt ist insbesondere im Bereich der Netzentgelte und der EEG-Umlage von Bedeutung. Damit die Technologien der Sektorkopplung wettbewerbsfähig werden, muss die Finanzierung an-

reizkompatibel umgestaltet werden. Die aktuelle Tendenz, einzelne Technologien durch gezielte Ausnahmetatbestände bei der Umlagesystematik zu fördern, gefährdet nach Auffassung der Expertenkommission perspektivisch die Akzeptanz der Energiewende.

Chance der Digitalisierung nutzen

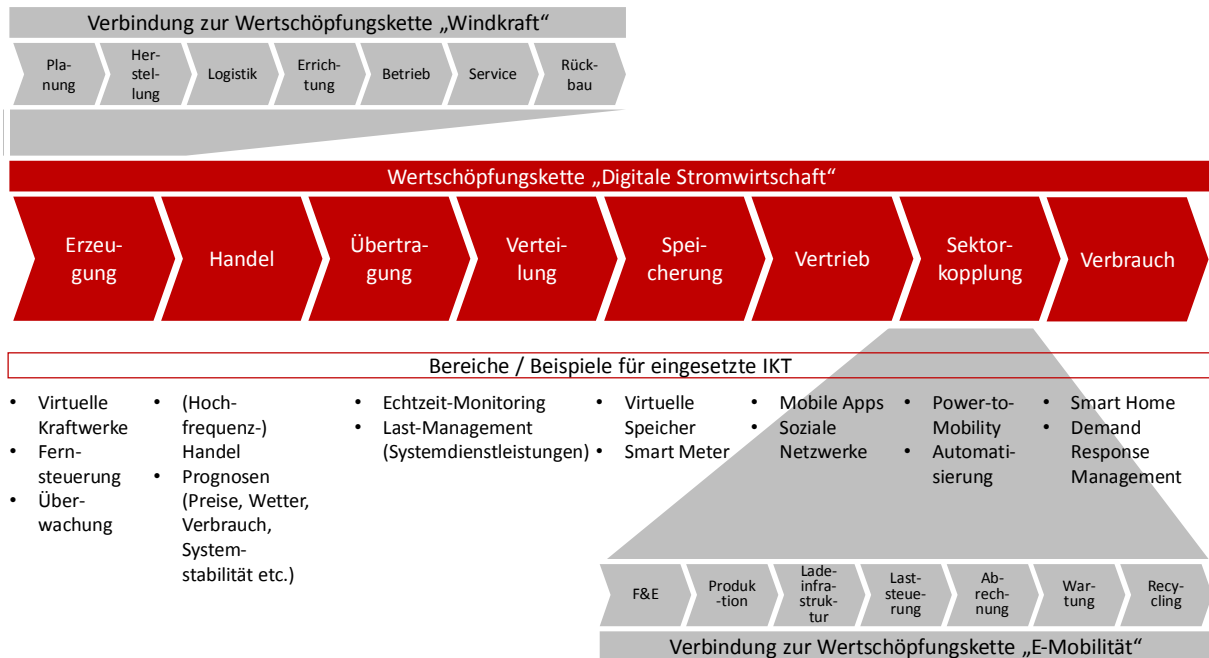
47. Die Digitalisierung ist ein zentrales Zukunftsthema. Die global zu beobachtende Transformation mittels Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) ist so bedeutsam, dass von der Digitalisierung als der 4. Stufe der industriellen Revolution gesprochen wird. Gerade für die Energiewirtschaft ist das Thema richtungweisend. Die Expertenkommission kommt zu dem Schluss, dass Deutschlands Erfolg bei der Energiewende und im Klimaschutz auch davon abhängen wird, inwieweit die **erforderlichen Infrastrukturen für die Digitalisierung in den kommenden Jahren zügig ausgebaut** und die damit verbundenen Risiken glaubwürdig kontrolliert werden können (vgl. Kapitel 8).

48. Im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte ebenso wie durch die Dezentralität der Energiewende hat die Anzahl der Akteure stark zugenommen. Dabei sind Funktions- und Informationsketten, die in der Vergangenheit innerhalb eines Unternehmens angesiedelt waren, heute häufig auf mehrere Beteiligte verteilt. Teilweise sind auch neue Marktrollen entstanden. Dies wird durch die Digitalisierung noch verstärkt. Die Verteilung auf viele Akteure verlangt nach klaren und eindeutigen Schnittstellen zwischen den Akteuren. Dies ist bislang nicht ausreichend gewährleistet. Hier sind, ebenso wie im Bereich des Datenschutzes, effiziente und effektive Regelungen einzuführen. Dies ist nicht zuletzt für die **Entwicklung und Erschließung neuer datenbasierter Geschäftsmodelle** erforderlich. Hierzu zählen kundenorientierte Ansätze wie die Entwicklung last- und zeitabhängiger Tarife, der Einsatz und die Steuerung von virtuellen Kraftwerken, Smart Home-Anwendungen oder Energieeffizianz Anwendungen in der Fläche ebenso wie unternehmensbezogene Ansätze, z. B. die datengestützte Optimierung der Instandhaltung von Erzeugungsanlagen und Netzinfrastrukturen.

49. Für den Strommarkt hat die Digitalisierung nach Ansicht der Expertenkommission das Potential, Energieangebot und -nachfrage zu flexibilisieren und Lastspitzen abzumildern. Davon sind erhebliche wirtschaftliche Vorteile zu erwarten. Für die junge Branche der digitalen Stromwirtschaft macht die Expertenkommission einen **Vorschlag für ein Gründungs-Monitoring**, das für den Monitoring-Prozess dauerhaft umsetzbar wäre.

50. Wegen der besonderen **Bedeutung der Digitalisierung für die Wertschöpfung**, wird in diesem Kapitel zunächst ein Grundverständnis für Wertschöpfungsketten im Strommarkt und deren Digitalisierung erarbeitet. Die Wertschöpfungsstufen in der digitalen Stromwirtschaft (Erzeugung, Handel, Übertragung, Verteilung, Speicherung, Vertrieb, Sektorkopplung und Verbrauch) werden durch IKT unterstützt und sind eingebettet in ein Geflecht von vor- und nachgelagerten Ketten (vgl. Abbildung 7). Darauf aufbauend wird eine Metrik vorgeschlagen, mit der der Stand der Digitalisierung und die Wertschöpfungsbeiträge für den Strommarkt insgesamt und für jede Wertschöpfungsstufe abgeschätzt werden können.

Abbildung 7: Wertschöpfungskette „Digitale Stromwirtschaft“ sowie zwei Beispiele für vor- und nachgelagerte Wertschöpfungsketten



Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassende Empfehlungen

51. Die Erreichung zentraler Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung für das Jahr 2020 ist aus heutiger Sicht unwahrscheinlich. Um die Glaubwürdigkeit der Energiewende zu erhalten, gibt die Expertenkommission der Bundesregierung in ihrer diesjährigen Stellungnahme eine Reihe von **Empfehlungen**: Damit ein stabiler und langfristiger Rahmen für die Transformation des Energiesystems gesetzt wird, sollte eine allgemeine CO₂-Bepreisung als Leitinstrument eingeführt werden. Zur Gestaltung des Klimaschutzes ist auch eine Fortschreibung und Vervollständigung des Zieltableaus des Energiekonzepts für das Jahr 2030 notwendig. Dabei ist der Effizienz durch ein konsequentes „Think Efficiency“ die richtige Bedeutung zu geben. Der Verkehr sollte nicht zu eng gedacht werden, sondern im Kontext einer Verkehrswende sind die Verkehrsprobleme umfassend zu adressieren. Die erneuerbare Stromerzeugung ist strategisch weiterzuentwickeln, um einen stärkeren Anreiz zur Markttransformation zu leisten. Die elektrizitätswirtschaftliche Infrastruktur spielt eine zentrale Rolle in der Energiewende und ist durch zügigen Netzausbau und eine Weiterentwicklung der Netzbepreisung zukunftsfest zu machen. Bei all diesen Anstrengungen sollte darauf geachtet werden, die Preiswürdigkeit der Energie weiter im Griff zu behalten, denn mittelfristig ist von steigenden Letztverbraucherenausgaben auszugehen. Neben Risiken bietet die Energiewende auch große Chancen, etwa im Kontext der Digitalisierung. Deutschlands Erfolg bei der Energiewende und im Klimaschutz wird aus Sicht der Expertenkommission auch davon abhängen, inwieweit diese Chancen genutzt werden.

52. Die Expertenkommission hat zudem 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; vgl. Kapitel 1),
- Entwicklung von Leitindikatoren (vgl. Kapitel 1 in EWK, 2014a),
- evidenzbasierte Evaluation von Maßnahmen, insbesondere mit einer Unterscheidung endogener und exogener Entwicklungen (vgl. Kapitel 3 in EWK, 2014b; vgl. Kapitel 1),
- Ausweitung der Analysen für den Zeithorizont bis 2030 unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 2),
- Möglichkeit zur Stilllegung von Emissionsrechten (vgl. Kapitel 4 in EWK, 2014b; vgl. Kapitel 2),
- Anwendung der Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 3) inklusive des Aufbaus von Statistiken und Erhebungen für die unterschiedlichen Aspekte der Energieeffizienz,
- die geeignete Institutionalisierung des NAPE-Monitorings (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2015),
- wissenschaftliche Analysen zu Rebound-Effekten im Personenverkehr (vgl. Kapitel 6 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 4),
- vertiefte Untersuchung der Möglichkeiten zur Sektorkopplung (vgl. Kapitel 2 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 5),
- Weiterentwicklung der Indikatoren zur Versorgungssicherheit (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2015 und Kapitel 6 in EWK, 2014a; vgl. Kapitel 6),
- verbesserte Leistungsbilanzierung zur Versorgung mit Elektrizität (vgl. Kapitel 6 in EWK, 2012 und Kapitel 6 in EWK, 2014a; vgl. Kapitel 6),
- Verbesserungen beim Netzausbau und der Netzbepreisung (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 6),
- Anwendung der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2012, Kapitel 7 in EWK, 2014a, Kapitel 11 in EWK, 2014b und Kapitel 8 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 7),
- stärkere Berücksichtigung von Energiestückkosten, auch indirekter Energiestückkosten, sowie insbesondere internationale Vergleiche der direkten Energiestückkosten (vgl. Kapitel 8 in EWK, 2015 und Kapitel 11 in EWK, 2014b; vgl. Kapitel 7),
- Betrachtung gesamtwirtschaftlicher Auswirkungen (vgl. Kapitel 12 in EWK, 2014b und Kapitel 9 in EWK, 2015),
- umfangreichere Berücksichtigung von Verteilungskonflikten (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2014a und Kapitel 9 in EWK, 2015; vgl. Kapitel 7),
- Entwicklung einer umfassenden Innovationsindikatorik (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2014b),
- Berücksichtigung von Indikatoren zu Umweltwirkungen (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2012 und Kapitel 5 in EWK, 2014a)
- sowie Berücksichtigung der Akzeptanz der Energiewende (vgl. Kapitel 13 in EWK, 2014b).

Die Expertenkommission steht hierzu für einen konstruktiven Dialog mit der Bundesregierung gerne zur Verfügung

Stellungnahme

0 Vorwort

1. Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ kommentiert den fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Der Monitoring-Prozess dient der Überprüfung des Fortschritts bei der Erreichung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung 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. Zum aktuellen Berichtsjahr 2015 wurde ein faktenbasierter Monitoring-Bericht vorgelegt.
2. Die diesjährige Stellungnahme der Expertenkommission bezieht sich auf den Entwurf des fünften Monitoring-Berichts, der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) am 21.11.2016 zur Verfügung gestellt wurde bzw. für das Verkehrskapitel am 23.11.2016. Der Monitoring-Bericht befand sich zu diesem Zeitpunkt noch in der Ressortabstimmung. Wir danken dem BMWi für die Bemühung einer möglichst frühzeitigen Übermittlung des Berichts.
3. Im Rahmen des diesjährigen Monitoring-Prozesses fanden zahlreiche Treffen mit Vertretern des BMWi, der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des Umweltbundesamtes (UBA) statt. Im Juni und im Oktober 2016 kam es zudem zu einem gesonderten Informationsaustausch zwischen der Expertenkommission und Vertretern des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) und des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). In diesen Treffen wurde Raum gegeben, geplante politische Instrumente der Bundesregierung zu diskutieren und Fragen der Expertenkommission nachzukommen. Der Informationsaustausch wurde in diesem Jahr flankiert durch die umfangreiche Bereitstellung aktueller Studien im Auftrag der Bundesregierung sowie durch Gespräche im Bundeskanzleramt und im Deutschen Bundestag. Unser Dank gilt allen Gesprächspartnern, insbesondere unseren Ansprechpartnern aus den Ministerien und den Bundesbehörden, für die konstruktive Zusammenarbeit.
4. Die „10-Punkte-Energie-Agenda“ des BMWi stellt das zentrale Vorhaben der Bundesregierung zur Energiewende in der 18. Legislaturperiode dar. Im fünften Monitoring-Bericht wird dazu einleitend ein Überblick gegeben. Zweifellos besteht aber auch nach der Umsetzung der „10-Punkte-Energie-Agenda“ erheblicher Handlungsbedarf zur Erreichung der Energiewendeziele. Obwohl in diesem Jahr ein faktenorientierter Monitoring-Bericht der Bundesregierung kommentiert wird und nicht ein perspektivisch ausgerichteter Fortschrittsbericht, hat sich die Expertenkommission daher entschieden, ihre Stellungnahme anhand von acht programmatischen und zukunftsgerichteten Leitsätzen zu strukturieren. Damit will die Expertenkommission ihren Beitrag dazu leisten, die nächste Phase der Energiewende erfolgreich zu gestalten, zumal die aus ihrer Sicht notwendigen und wichtigen Weichenstellungen in kurzer bis mittlerer Frist anstehen.
5. Die während des Monitoring-Prozesses aufgeworfenen Fragen und angeregten Themen wurden in dieser Stellungnahme aufgegriffen. Ein besonderer Schwerpunkt in diesem Jahr gilt dem Verkehrssektor, der im Sinne einer Verkehrswende und des gewählten programmatischen Leitsatzes „nicht zu eng gedacht“ werden sollte. Besonders aktuelle Querschnittsthemen zur Energieeffizienz („Think Efficiency“), zur Sektorkopplung und zur Di-

gitalisierung werden in jeweils eigenen Abschnitten und Kapiteln behandelt. Daneben werden auch bei etablierten Themen wie der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder der Preiswürdigkeit der Energieversorgung neue Impulse gesetzt. Alle Empfehlungen dienen dazu, die Glaubwürdigkeit der Energiewende aufrecht zu erhalten.

6. Mit Blick auf das Kapitel zur Digitalisierung bedanken wir uns bei Herrn Prof. Dr. Orestis Terzidis und seinem wissenschaftlichen Mitarbeiter Markus Lau. Auf Basis ihrer Arbeit macht die Expertenkommission für die junge Branche der digitalen Stromwirtschaft einen Vorschlag für ein Gründungs-Monitoring, das für den Monitoring-Prozess dauerhaft umsetzbar wäre.

7. Weiterhin war der Vorsitzende der Expertenkommission Mitglied im „Forschungsforum Energiewende“ beim Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und im Kuratorium des Akademieprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina, der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften und der Deutschen Akademie der Technikwissenschaften acatech. Die Expertenkommission steht mit ESYS und der acatech im Austausch und prüft die Möglichkeiten eines internationalen Monitorings der Energiewenden in verschiedenen Ländern.

8. Die vorliegende Stellungnahme hätte die Expertenkommission nicht ohne den herausragenden Einsatz ihrer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erstellen können. Ein ganz herzlicher Dank geht deshalb an Oliver Kaltenegger, Martin Baikowski, Roland Kube, Dr. Jörg Lings und Madeline Werthschulte von der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster, Lars Dittmar, Lisa Marina Koch und Fernando Oster vom Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin, Maike Schmidt, Anna-Lena Fuchs, Henning Jachmann, Tobias Kelm und Jochen Metzger vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart, sowie Andreas Prah und Eike Karola Velten vom Ecologic Institut, Berlin.

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

Berlin, Münster, Stuttgart, 14. Dezember 2016

Georg Erdmann

Andreas Löschel

Frithjof Staiß

Hans-Joachim Ziesing

Inhalt

0	Vorwort.....	i
	Inhalt	iii
	Abbildungen.....	v
	Tabellen	vii
1	Glaubwürdigkeit der Energiewende erhalten	1
1.1	Einleitung.....	2
1.2	Bestandsaufnahme Energiewende 2015: Bewertung zentraler Ziele.....	2
1.3	Trend-Bewertung der Zielerreichung	7
1.4	Gründe für erwartbare Zielerreichungen und Zielverfehlungen	11
2	Klimaschutz gestalten	15
2.1	Klimaschutzziele für das Jahr 2030.....	16
2.2	Energiebezogene Zielsetzungen für das Jahr 2030.....	20
2.3	Maßnahmen zur Zielerreichung 2030.....	24
2.4	Langfristige Ziele bis 2050.....	31
2.5	Budgets als alternativer Ansatz zur Erreichung der Klimaziele	32
3	Effizienz die richtige Bedeutung geben	35
3.1	Effizienzziele.....	36
3.2	Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz	38
3.3	„Efficiency First“ als Leitprinzip.....	40
3.4	Energieeffizienz im Gebäudebereich	44
3.5	Schlussgedanke	48
4	Verkehr nicht zu eng denken	49
4.1	Negative Wirkungen.....	52
4.2	Handlungsfelder	56
4.3	Ökonomisch sinnvolle Bepreisung im Straßenverkehr	63
4.4	Schlussbetrachtung	66
5	Erneuerbare Stromerzeugung strategisch weiterentwickeln.....	69
5.1	Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien	70
5.2	Diskussion der Ausbaukorridore der erneuerbaren Stromerzeugung.....	74
5.3	Diskussion der Kostenentwicklung.....	78

5.4	Sektorkopplung.....	82
5.5	Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien außerhalb der EEG-Förderung.....	87
6	Elektrizitätswirtschaftliche Infrastruktur zukunftsfest machen	91
6.1	Verzögerungen und Kosten des Netzausbaus.....	92
6.2	Kosten für Systemdienstleistungen.....	95
6.3	Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik	98
6.4	Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft.....	101
7	Preiswürdigkeit der Energie weiter im Griff behalten.....	109
7.1	Aggregierte Letztverbraucher Ausgaben im Straßenverkehr.....	111
7.2	Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen	113
7.3	Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung	116
7.4	Die verborgenen Kosten der Vorhaltung von Kraftwerksleistung.....	119
7.5	Stromnetzentgelte	121
7.6	EEG-Umlage	127
7.7	Effekte der Preisänderung bei heterogenen Haushalten	129
7.8	Energiestückkosten	131
8	Chance der Digitalisierung nutzen	139
8.1	Wertschöpfung im Digitalen Strommarkt.....	141
8.2	Datenflüsse	144
8.3	Datenbasierte Geschäftsfelder	147
8.4	Unternehmensgründungen	149
9	Literaturverzeichnis.....	153

Abbildungen

Abbildung 1:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2020	3
Abbildung 2:	Entwicklung der Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2015 nach Energieträgern.....	4
Abbildung 3:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis 2015	5
Abbildung 4:	Einschätzung der Expertenkommission zur Zielerfüllung.....	8
Abbildung 5:	Trend und Prognoseintervalle für die Indikatoren „Wärmebedarf Gebäude“ (temperaturbereinigt) und „Primärenergieverbrauch“	10
Abbildung 6:	Trend und Prognoseintervalle für den Indikator „Treibhausgasemissionen“	11
Abbildung 7:	Zeitlicher Verlauf der Treibhausgasemissionen in verschiedenen Szenarien und prozentuale Minderung gegenüber 1990.....	18
Abbildung 8:	Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015	23
Abbildung 9:	Entwicklung Endenergieverbrauch und Zielerreichung 2020	37
Abbildung 10:	„Think Efficiency“: Hohe Bedeutung bei gleichzeitiger Überprüfung anhand von ökonomischen, ökologischen, sozialen und systemischen Kriterien.....	41
Abbildung 11:	Gesamter Endenergieverbrauch im Verkehr in Projektionen und Szenarien für 2030	51
Abbildung 12:	Belastung der Bevölkerung durch Verkehrslärm nach Umgebungslärmrichtlinie	54
Abbildung 13:	Anstieg der Siedlungs- und Verkehrsfläche.....	55
Abbildung 14:	Lebensdauer der seit August 2014 stillgelegten Windenergieanlagen an Land (Minimum, 1. Quartil, Median, 3. Quartil, Maximum, Mittelwert).....	77
Abbildung 15:	Entwicklung des Nettozubaus im Bereich Windenergie an Land bei einer unterstellten Lebensdauer von 20 Jahren.....	77
Abbildung 16:	Entwicklung der elektrischen Eingangsleistung der Wasserstoff- und wenn vorhanden der Synthesegasproduktionskapazität (SNG) in Deutschland.....	85
Abbildung 17:	Entwicklung des Aufkommens von Strom aus erneuerbaren Energien nach Vermarktungsform	88
Abbildung 18:	Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG	93
Abbildung 19:	Ursprungspfad und angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach BBPIG.....	94
Abbildung 20:	Abregelungen erneuerbarer Anlagen	97
Abbildung 21:	Schematische Darstellung der „Loss of Load Probability“ (LOLP)	105
Abbildung 22:	Treibstoffabsatz in Energieeinheiten	112
Abbildung 23:	Letztverbraucherausgaben in Mrd. Euro (ohne MwSt.).....	113
Abbildung 24:	Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen	114
Abbildung 25:	Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen.....	115
Abbildung 26:	Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt	118
Abbildung 27:	Außerplanmäßige Abschreibungen auf Erzeugungsanlagen großer Versorger in Deutschland ..	120

Abbildung 28: Spezifische außerplanmäßige Abschreibungen auf Erzeugungsassets ausgewählter Kraftwerksbetreiber	121
Abbildung 29: Durchschnittliche Strom-Netzentgelte nach Verbrauchergruppen	123
Abbildung 30: Mehrkosten der vermiedenen Netzentgelte für EEG-Anlagen und des Einspeisemanagements in ct/kWh nach Bundesländern.....	126
Abbildung 31: Anteil an EEG-umlagepflichtigem Letztverbrauch und gezahlter EEG-Umlage nach Verbrauchergruppen in 2015	128
Abbildung 32: Internationale Energiestückkosten (total) in Deutschland, EU sowie in ausgewählten EU-Ländern 2008-2015	136
Abbildung 33: Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe 2008 und 2015.....	137
Abbildung 34: Index (2011=100) der energieträgerspezifischen Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe	137
Abbildung 35: Index (2011=100) der Stromstückkosten in Deutschland, in der EU28 und in ausgewählten EU-Ländern.....	137
Abbildung 36: Stromstückkosten im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland und in der EU 2008 und 2015	138
Abbildung 37: Wertschöpfungskette „Digitale Stromwirtschaft“ sowie zwei Beispiele für vor- und nachgelagerte Wertschöpfungsketten	142
Abbildung 38: Beispielhafte Darstellung der Datenherkunft (rot) und des Datenbedarfs (blau) von Akteuren im Strommarkt.....	145
Abbildung 39: Filterschritte zur Identifikation der Energy Startups	150
Abbildung 40: Zusammensetzung und Entwicklung des Marktsegments „Digitale Stromwirtschaft“ nach Technologielinien	151
Abbildung 41: Zusammensetzung und Entwicklung des Marktsegments „Digitale Stromwirtschaft“ nach Wirtschaftsklassen.....	152

Tabellen

Tabelle 1:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland: Ist 1990 bis 2015 und Ziel bis 2020	6
Tabelle 2:	Internationale Energiepreise 2015 – Prognose und Wirklichkeit	12
Tabelle 3:	Treibhausgasemission in Deutschland im Jahr 2030 nach dem Vorschlag der EU-Kommission vom Juli 2016.....	17
Tabelle 4:	Emissionen und Minderung nach Handlungsfeldern im Jahr 2030 in Mio. t CO ₂ und prozentual gegenüber 1990 bzw. 2014	20
Tabelle 5:	Vergleich verschiedener Szenarien mit den quantitativen Zielen des Energiekonzeptes der Bundesregierung für das Jahr 2030	21
Tabelle 6:	Mittel- und langfristige THG-Minderungsziele	33
Tabelle 7:	Zusammenführen von Belastungsdimensionen und Handlungsfeldern	63
Tabelle 8:	Durchschnittliche Leistungspreise für Regelenergie in Deutschland	84
Tabelle 9:	Methodenvergleich von Studien zur Versorgungseinheit	104
Tabelle 10:	Ausgewählte Ergebnisse der PLEF-, Consentec/r2b- und MAF-Studie für die Jahre 2015 und 2020	107
Tabelle 11:	Aggregierte Letztverbraucherenausgaben für Elektrizität	117
Tabelle 12:	Belastung von Haushaltskunden durch Netzentgelte	124

1 Glaubwürdigkeit der Energiewende erhalten

Das Wichtigste in Kürze

Die Expertenkommission teilt im Wesentlichen die datenbasierten Aussagen des Monitoring-Berichts zur Entwicklung der im Energiekonzept festgehaltenen Zielgrößen. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass es im Hinblick auf die Zielerreichung signifikante Unterschiede zwischen der zumeist positiven Bewertung der erneuerbaren Energien auf der einen und der unbefriedigenden Entwicklung von Energieverbrauch und Energieeffizienz auf der anderen Seite gibt. Die Expertenkommission verkennt nicht, dass die Bundesregierung eine Vielzahl von Maßnahmen eingeleitet und teilweise umgesetzt hat. Sie hält es aber für nötig zu evaluieren, ob und wie weit die bisher umgesetzten und geplanten Maßnahmen einen Beitrag für eine erfolgreiche Energiewende zu leisten in der Lage sind. Der empirische Befund lässt daran jedenfalls erhebliche Zweifel zu.

Die Expertenkommission begrüßt es, dass die Bundesregierung bei vielen Zielgrößen auf den erheblichen Handlungsbedarf hinweist. Sie hätte sich aber gewünscht, dass daraus auch die entsprechenden umsetzungsorientierten Schlussfolgerungen gezogen würden. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwartende Verfehlung des zentralen Ziels der Treibhausgasemissionsminderung um 40 % bis 2020. Dazu müssten die Emissionen von 2015 bis 2020 jedes Jahr um 3,8 % bzw. um fast 32 Mio. t reduziert werden – ein Mehrfaches dessen, was in der Vergangenheit bisher realisiert werden konnte. Beispielsweise belief sich der Rückgang in den vergangenen fünf Jahren lediglich auf 0,7 % bzw. 5,2 Mio. t pro Jahr. Ausgeschlossen erscheint eine Zielerreichung auch im Verkehr, dessen Entwicklung bisher dem Ziel diametral entgegenläuft, sowie bei der Endenergieproduktivität, die zwar bezogen auf 2008 jährlich um 2,1 % steigen sollte, bisher allerdings lediglich 1,3 % erreicht hat. Um noch das Ziel für 2020 zu erreichen, wäre sie gegenüber 2015 mindestens um 3,2 % pro Jahr zu erhöhen. Es zeigt sich, dass die Schrittgeschwindigkeit durch entsprechendes Handeln erheblich gesteigert werden muss.

Die Expertenkommission rät der Bundesregierung, offensiv mit der Frage der absehbaren Zielverfehlung hinsichtlich der Treibhausgasemissionen umzugehen und nicht den Eindruck zu erwecken, dass sie das Ziel mit den aktuellen Programmen in der verbleibenden Zeit bis 2020 noch für erreichbar hält, zumal die aus Sicht der Expertenkommission einzige auf kurze Frist geeignete Option einer Minderung der Kohleverstromung von der Bundesregierung offenbar ausgeschlossen wird. Natürlich wären dabei die regional- und sozialpolitischen Folgen sowie die Interaktion mit dem europäischen Emissionshandel zu beachten.

Die Expertenkommission räumt ein, dass auch exogene Einflussfaktoren, d. h. von der Bundesregierung nicht beeinflussbare Faktoren, die Zielerreichungen erschweren. Dazu zählt neben den demographischen Veränderungen v. a. die internationale Energiepreisentwicklung mit ihrem starken Preisverfall, der die Anreize für effizienzsteigernde Investitionen dämpft und die Wirksamkeit der getroffenen Maßnahmen weiter begrenzt. Hinzu kommen Veränderungen der Preisrelationen zu Lasten der emissionsärmeren Energieträger. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung erneut, eine Untersuchung über die quantitativen Wirkungen dieser und anderer exogen wirkender Einflussfaktoren in Auftrag zu geben. Dabei sollte auch bedacht werden, dass bei einer erfolgreichen Umsetzung der Beschlüsse der Klimakonferenz von Paris die internationalen Energiemärkte auch mittel- und langfristig erheblich unter Preisdruck geraten werden. Ebenso wichtig ist aus Sicht der Expertenkommission darüber hinaus eine Untersuchung der Wirkungen interner, endogener Faktoren, die einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende im Wege stehen können.

1.1 Einleitung

1. Der fünfte Monitoring-Bericht der Bundesregierung gibt einen im Wesentlichen faktenbasierten Überblick über den Stand der Umsetzung der Energiewende bis zum Jahr 2015. In ihrer zusammenfassenden Bestandsaufnahme greift die Expertenkommission dies auf, bewertet die Faktenlage aber im Hinblick auf die Zielerreichung für das Jahr 2020. Dabei wird auch der Frage nach dem Grad der Wahrscheinlichkeit möglicher Zielverfehlungen nachgegangen und es werden Überlegungen zum Einfluss exogener Faktoren auf die bisherige Entwicklung in den unterschiedlichen Bereichen angestellt.

1.2 Bestandsaufnahme Energiewende 2015: Bewertung zentraler Ziele

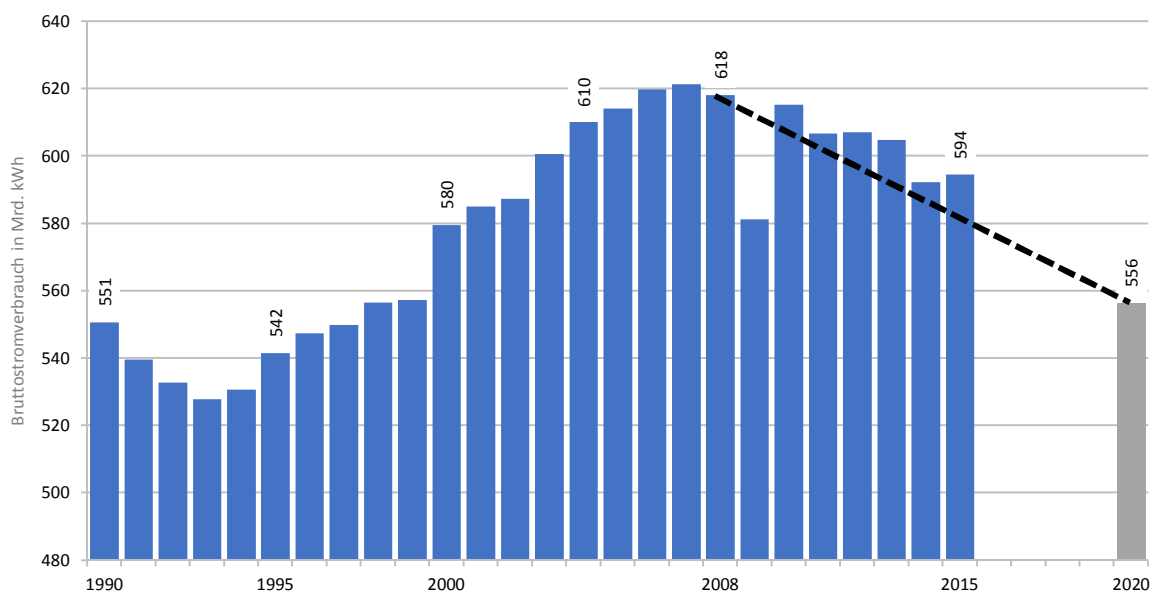
2. Schon in den bisherigen Monitoring-Berichten der Bundesregierung sowie der Expertenkommission wurde immer wieder festgestellt, dass die Bewertung des bisherigen Zielerreichungsgrades im Hinblick auf die differenzierten Zielwerte im Energiekonzept der Bundesregierung für das Jahr 2020 sehr gemischt ausfällt. Einige Bereiche bewegen sich durchaus auf dem Zielpfad, während andere davon noch mehr oder weniger weit abweichen oder sogar konträr zum Ziel verlaufen. Bezogen auf die beiden zentralen strategischen Ansätze zur Reduktion der Treibhausgasemissionen – Steigerung der Energieeffizienz auf der einen und Substitution der fossilen und nuklearen Energieträger durch die erneuerbaren Energien auf der anderen Seite – sind allerdings deutliche Bewertungsunterschiede erkennbar. Dies soll im Folgenden stichwortartig diskutiert werden, detailliertere Darstellungen finden sich in späteren Kapiteln zu einzelnen Sektoren:

- Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist von der Angebotsseite her der entscheidende Faktor für die Substitution fossiler Energieträger. Bis 2020 sollen sie mindestens 35 % des Bruttostromverbrauchs decken. Aus heutiger Sicht dürfte dieses Ziel erreicht werden, denn im Jahr 2015 machte die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereits 31,5 % des gesamten Bruttostromverbrauchs aus. Das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 18 % zu steigern, lässt sich mit großer Wahrscheinlichkeit erreichen. Die Stromerzeugung ist dafür von erheblicher Bedeutung, aber auch die Bereitstellung thermischer erneuerbarer Energien leistet dazu einen nennenswerten Beitrag. Anders sieht es beim Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrsbereich aus. Das Ziel von 10 % dürfte bis 2020 wohl verfehlt werden, zumal der Anteil in den letzten Jahren sogar spürbar auf nur noch 5,2 % gesunken ist (vgl. Kapitel 5).
- Die Situation auf der Nachfrageseite, auf der durch Energieeinsparung und höhere Energieproduktivität ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs sowie des Endenergieverbrauchs in einzelnen Sektoren bewirkt werden soll, stellt sich wesentlich ungünstiger dar. Die Bundesregierung strebt beispielsweise an, die Endenergieproduktivität innerhalb der Periode von 2008 bis 2050 jahresdurchschnittlich um 2,1 % zu steigern. Von diesem Ziel ist Deutschland bisher allerdings weit entfernt: Im Mittel der Jahre 2008 (das Bezugsjahr für das Produktivitätsziel) bis 2015 konnte die Endenergieproduktivität pro Jahr lediglich um 1,3 % (gemessen an den Ursprungswerten) bzw. sogar nur um 1,1 % (auf Basis der temperaturbereinigten Werte) verbessert werden. Um bis 2020 noch auf den Zielpfad zurückzukehren, müsste gegenüber 2015 die jährliche Rate um den Faktor 2,4 bzw. 3,2 (auf 3,2 % pro Jahr bzw. auf 3,5 % pro Jahr) erhöht werden – eine aus heutiger Sicht auch unter Einbeziehung der inzwischen ergriffenen politischen Maßnahmen wenig wahrscheinliche Entwicklung. Für diese Erwartung sprechen beispielsweise die Entwicklungen des Energieverbrauchs in den einzelnen Endenergiesektoren.
- Im Zielsystem der Bundesregierung ist auch die Reduktion des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 gegenüber 2008 verankert. Der Bruttostromverbrauch als geeignetes Maß dafür entwickelt sich, anders als in der Vergangenheit wo er zumeist regelmäßig gestiegen ist, seit der Finanzmarktkrise mit einer leichten Tendenz

nach unten und war im Jahr 2015 um 3,8 % niedriger als 2008. Das entspricht einer jahresdurchschnittlichen Rate von minus 0,6 %. Um den Zielwert für 2020 noch zu erreichen, müsste er im Vergleich zu 2015 noch um weitere 6,4 % oder pro Jahr um 1,3 % zurückgehen, also etwa doppelt so stark wie in den Jahren 2008 bis 2015. Dies setzt zwangsläufig zusätzliche Aktivitäten voraus. Die Expertenkommission erkennt an, dass für die Bundesregierung nach dem fünften Monitoring-Bericht „auch hier erhebliche zusätzliche Anstrengungen unerlässlich sind, um die durch das Energiekonzept gesteckten Ziele bis zum Jahr 2020 zu erfüllen“ (Kapitel 4 in BMWi, 2016a). Der Endenergiebedarf der Gebäude, welcher die Raumwärme, Raumkühlung und Warmwasserbereitung sowie zusätzlich den Stromverbrauch für die fest installierte Beleuchtung in Nichtwohngebäuden umfasst, ist von 2008 bis 2015 um 9,9 % (bereinigt) bzw. 11,2 % (Ursprungswerte) gesunken. Zur Erreichung des Minderungszieles für 2020 wäre danach noch eine Senkung um 11,3 % bzw. um 9,9 % nötig. Bei Betrachtung der bereinigten Werte ist die Zielerreichung noch nicht sichergestellt.

- Eine beträchtliche Zielverfehlung ist beim Endenergieverbrauch im Verkehrssektor zu erwarten, so dass auch kein sonderlicher Beitrag zur erforderlichen Senkung des gesamten Endenergieverbrauchs bis 2020 geleistet werden kann. Im Verkehrssektor soll der Energieverbrauch bis 2020 im Vergleich zu 2005 um 10 % gesenkt werden. Tatsächlich war der Verbrauch im Jahr 2015 aber sogar höher (+1,2 %) als 2005. Die Entwicklung ist in dieser Periode weitgehend getrieben von der starken Steigerung der Personen- und Güterverkehrsleistung um 8,2 % bzw. 12,1 %, was nur teilweise durch die Reduktion der spezifischen Energieverbrauchswerte kompensiert werden konnte. Signifikante Änderungen im Verkehrsverhalten wie in der Verkehrspolitik sind bisher nicht zu erkennen. Aus Sicht der Expertenkommission ist eine Erreichung des Sektorziels für 2020 weit entfernt. Hier besteht offenbar auch eine breite Übereinstimmung mit der Einschätzung der Bundesregierung selbst.

Abbildung 1: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2020



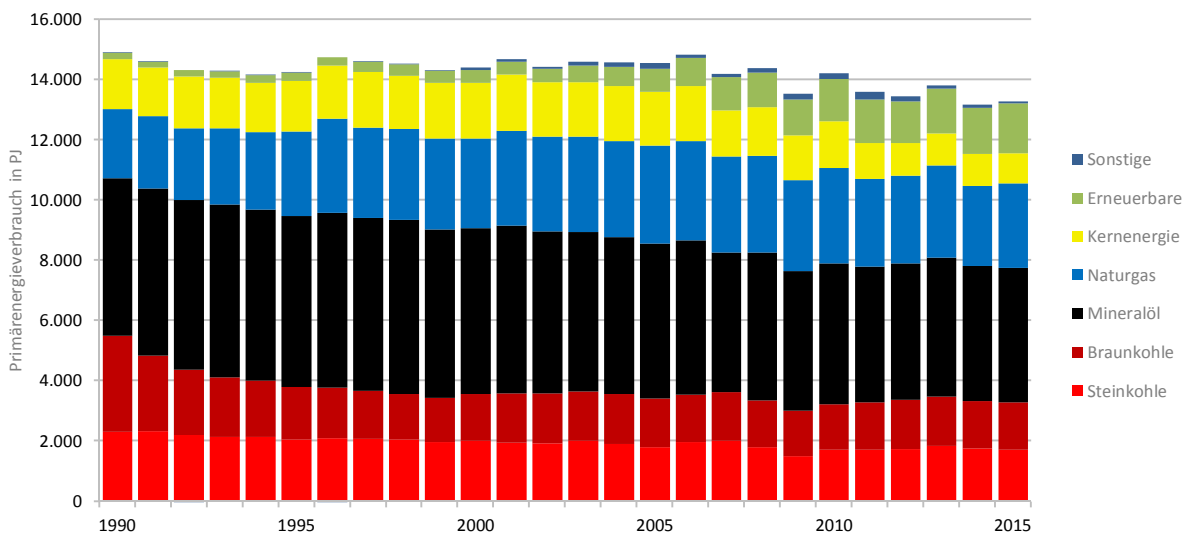
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEb (2016c)

3. Vor dem Hintergrund der skizzierten Entwicklungstendenzen in den Endenergiesektoren bestehen begründete Zweifel, ob das Ziel erreicht werden kann, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % im Vergleich zu 2008 zu senken. Bisher jedenfalls ging der Primärenergieverbrauch in dieser Periode nur um 7,6 % zurück, temperaturbereinigt waren es sogar lediglich 6,3 %. Jahresdurchschnittlich bedeutet das für die kommende Fünfjahresperiode eine um den Faktor 2,6 bzw. 3,4 höhere Minderungsrate als in der

Siebenjahresperiode von 2008 bis 2015. Selbst unter Einbeziehung der bisher umgesetzten Maßnahmen ist nicht erkennbar, dass dies noch möglich sein wird.

4. Hinzu kommt, dass die Struktur des Primärenergieverbrauchs nach wie vor in erheblichem Umfang von emissionsverursachenden fossilen Energieträgern geprägt ist (vgl. Abbildung 2). Zwar hat der Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch in den vergangenen 25 Jahren von 87 % (1990) auf 81 % (2015) abgenommen, doch ging er seit 2005, als er 81 % ausmachte, nur noch sehr geringfügig zurück. Dies ist eine Folge der gegenläufigen Entwicklung des Anteilsrückgangs der Kernenergie (von 12,2 % auf 7,5 %) auf der einen und des Anteilsanstiegs der erneuerbaren Energien (von 5,3 % auf 12,5 %) auf der anderen Seite. Auch bei den Endenergieverbrauchssektoren überwiegen trotz zunehmender Anteile v. a. der elektrischen Energie noch immer die direkten Verbrauchsanteile fossiler Energien (rund zwei Drittel am gesamten Endenergieverbrauch). Das gilt insbesondere für den Verkehr, bei dem die emissionsfreien Energieträger nur mit rund 6 % (2015) am sektoralen Energieverbrauch beteiligt sind. Nicht zuletzt hat auch die Stromerzeugung zu dem hohen Anteil fossiler Energieträger am Primärenergieverbrauch beigetragen. Denn zur Stromerzeugung werden trotz der rapiden Steigerung der erneuerbaren Energien auch im Jahr 2015 – wie seit Anfang des Jahrhunderts – noch immer rund 60 % fossile Energieträger eingesetzt, und zwar schwergewichtig die besonders emissionsintensiven Stein- und Braunkohlen.

Abbildung 2: Entwicklung der Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2015 nach Energieträgern

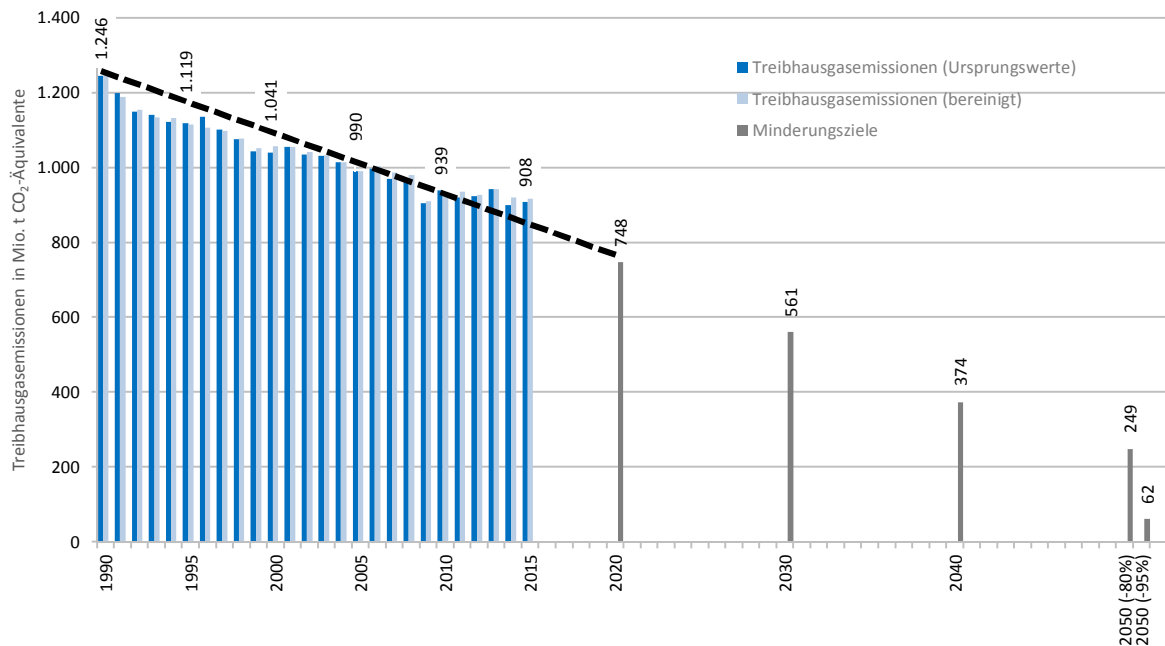


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEb (2016b)

5. Diese Bestandsaufnahme führt die Expertenkommission zu dem Ergebnis, dass auch die Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 als ein zentrales politisches Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung mit großer Wahrscheinlichkeit verfehlt werden dürfte (vgl. Abbildung 0). Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird richtigerweise hervorgehoben, dass die Emissionen bis 2015 im Vergleich zu 1990 mit rund 27 % bereits erheblich vermindert werden konnten. Allerdings wird in dem Bericht nur unzureichend das Augenmerk darauf gerichtet, dass die Treibhausgasemissionen in den vergangenen sieben Jahren – also seit 2009 – mehr oder weniger stagnieren. Die Lücke bis zum Zielwert für 2020 (749 Mio. t CO₂-Äquivalente) kann somit nur geschlossen werden, wenn eine durchschnittliche jährliche Reduktion um fast 32 Mio. t CO₂-Äquivalente bzw. um 3,8 % bewirkt wird. Berücksichtigt man die für 2016 erwartete Stagnation der Emissionen auf dem Vorjahresniveau müsste es sogar für die vier Jahre von 2017 bis 2020 zu einer jährlichen Reduktion um

knapp 40 Mio. t CO₂-Äquivalente kommen. Vergleicht man dies mit Vergangenheitswerten, so muss sich das Tempo der Emissionsminderung gegenüber der Periode von 1990 bis 2015 (-1,3 %/Jahr) in etwa verdreifachen, gegenüber der Periode von 2005 bis 2015 wäre es sogar eine Vervielfachung. Aus heutiger Sicht ist nicht zu erkennen, wie die Bundesregierung dies erreichen möchte. Aus Sicht der Expertenkommission darf die Dimension der bis 2020 zu leistenden Emissionsminderung für die Erfüllung der langfristigen Klimaschutzziele jedoch nicht unterschätzt werden. Hinzu kommt, dass die (unbereinigten) Treibhausgasemissionen nach den vorliegenden Schätzungen der AG Energiebilanzen zur voraussichtlichen Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2016 allenfalls stagnieren dürften (AGEB, 2016e), denn dieser hat sich in den ersten neun Monaten erneut etwas erhöht. Dazu haben v. a. die weniger emissionsintensiven Energieträger Mineralöl und Erdgas beigetragen, während der Verbrauch der emissionsintensiven Stein- und Braunkohlen spürbar gesunken ist. Im Ergebnis dürften die CO₂-Emissionen in den ersten drei Quartalen 2016 dennoch leicht gestiegen sein. Die Lücke bis zum Zielwert für 2020 (749 Mio. t CO₂-Äquivalente), die bei den Ursprungswerten gegenüber 2015 schon rund 159 Mio. t CO₂-Äquivalente betragen hatte, dürfte auch im Gesamtjahr 2016 kaum geringer werden.

Abbildung 3: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis 2015



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2016a, 2016m) und Ziesing (2016)

6. Aus heutiger Sicht ist auch nicht zu erkennen, wie die Lücke in der bis 2020 verbleibenden kurzen Zeit tatsächlich geschlossen werden könnte. Aus Sicht der Expertenkommission kann die Dimension der bis 2020 für die Zielerfüllung noch zu leistenden Emissionsminderung nicht unterschätzt werden. Dies lässt sich schon an den folgenden Zahlenbeispielen deutlich erkennen:

7. Das Ziel für 2020 kann nur erreicht werden, wenn bis dahin (auf Basis 2015) die Treibhausgasemissionen um 159 Mio. t CO₂-Äquivalente gesenkt werden; das bedeutet eine durchschnittliche jährliche Reduktion um fast 32 Mio. t CO₂-Äquivalente bzw. um 3,8 %. Berücksichtigt man die für 2016 erwartete Stagnation der Emissionen auf dem Vorjahresniveau müsste es sogar für die vier Jahre von 2017 bis 2020 zu einer jährlichen Reduktion um knapp 40 Mio. t CO₂-Äquivalente kommen. Vergleicht man dies mit Vergangenheitswerten, so muss sich das

Tempo der Emissionsminderung gegenüber der Periode von 1990 bis 2015 (-1,3 %/Jahr) etwa verdreifachen, gegenüber der Periode von 2005 bis 2015 wäre es sogar eine Vervielfachung (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland: Ist 1990 bis 2015 und Ziel bis 2020

	Ist 1990	Ist 2005	Ist 2015	Ziel 2020
Treibhausgasemissionen in Mio. t CO ₂ -Äquivalente	1.248	992	908	749
Veränderungen	Mio. t CO ₂ -Äquivalente	Mio. t CO ₂ -Äquiva- lente/Jahr	%/Jahr	
1990 bis 2005	-256,0	-17,1	-1,5	
2005 bis 2015	-84,0	-8,4	-0,9	
1990 bis 2015	-340,0	-13,6	-1,3	
2015 bis 2020	-159,0	-31,8	-3,8	

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2016a, 2016m) und Ziesing (2016)

8. Die von der Bundesregierung zitierte Prognose, dass durch die bis Oktober 2012 beschlossenen und umgesetzten Maßnahmen bis 2020 eine Minderung der Treibhausgasemissionen um etwa 33 % bis 34 % erreicht werden kann, erscheint schon als optimistische Version, wenn man den realen Verlauf der Emissionen seit diesen Beschlüssen von vor vier Jahren betrachtet. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung heißt es: „Das am 3. Dezember 2014 verabschiedete Programm enthält insgesamt mehr als 100 Einzelmaßnahmen, mit denen sichergestellt werden soll, dass das Ziel erreicht wird, die THG-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2020 um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 zu mindern.“ (vgl. Kapitel 7.4 in BMWi, 2016a, S. 72). Die Expertenkommission ist davon schon deshalb nicht überzeugt, wenn man den Umsetzungsstand und die Wirkungsintensität der Maßnahmen berücksichtigt.

9. Die Expertenkommission fühlt sich in dieser Einschätzung auch durch den im September 2016 veröffentlichten Projektionsbericht 2015 (BMUB, 2016b) bestätigt, der in einem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) alle bis zum 31. August 2014 in den verschiedenen Sektoren neu eingeführten oder maßgeblich geänderten klima- und energiepolitischen Maßnahmen enthält. Außerdem wurden die zusätzlichen Maßnahmen, die im Dezember 2014 im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 und im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz beschlossen worden sind, in einem Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS) berücksichtigt. Nach den Ergebnissen des Mit-Maßnahmen-Szenarios (MMS) würden die gesamten Treibhausgasemissionen (ohne Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft) bis 2020 lediglich um rund ein Drittel niedriger sein als 1990 und selbst in dem Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS), das zudem noch die erwarteten Minderungen aus dem Paket vom Juli 2015 einbezieht, würde die Reduktion etwas mehr als 37 % ausmachen. Das ist zwar vergleichsweise dicht an dem Zielwert von 40 % (Abweichung von rund 33 Mio. t CO₂-Äquivalente bzw. 4,2 %), doch erscheinen die dahinterstehenden Annahmen und Berechnungen aus Sicht der Expertenkommission doch allzu optimistisch. Dies betrifft v. a. die Erwartungen zu den Reduktionen im Sektor der privaten Haushalte, für die in den fünf Jahren von 2015 bis 2020 mit einer Emissionsminderung im MWMS in Höhe von fast 25 Mio. t CO₂-Äquivalente bzw. um 28 % gerechnet wird. Aber auch im Verkehr scheint die angestrebte Emissionsminderung angesichts des entsprechenden Verlaufs in den zurückliegenden Jahren wenig wahrscheinlich; immerhin sollen diese in dem ambitionierten MWMS im Jahr 2020 um 13,5 Mio. t CO₂-Äquivalente oder um fast 9 % niedriger ausfallen als 2015.

10. Klar ist auch, dass eine fortgesetzte Entwicklung der Konkurrenzverhältnisse zugunsten der Kohle und zu Lasten des vergleichsweise emissionsverträglichen Erdgases im Zusammenhang mit den für die kommenden

Jahre beschlossenen sukzessiven Stilllegungen der Kernkraftwerke die CO₂-Emissionsminderung zusätzlich erschweren und die Ziele deutlich verfehlen lassen werden. Bis 2020 werden nach der Stilllegung des KKW Grafenrheinfeld im Jahr 2015 noch die Anlagen Gundremmingen B sowie Philippsburg 2 mit einer Stromerzeugung von rund 20 Mrd. kWh außer Betrieb gehen; die dann noch verbleibenden letzten drei Reaktoren werden bis Ende 2022 mit einer Stromerzeugung von etwa 30 Mrd. kWh folgen. Sofern diese entfallende Stromerzeugung nicht durch zusätzlich emissionsfreie Erzeugungskapazitäten kompensiert werden kann, muss anderweitig eine entsprechende Emissionsminderung ermöglicht werden.

11. Bis Ende 2020 in dieselbe Richtung wirkt auch die Tatsache, dass sich Deutschland offenbar zu einem Stromexportland entwickelt hat. Mit dem Stromexportüberschuss sind aber die bei der Stromerzeugung entstehenden Emissionen voll dem Inland zuzurechnen, während die Empfängerländer ihre Emissionsbilanz mit den Stromimporten entsprechend entlasten können. Insoweit erweisen sich die hohen Stromexportüberschüsse (2015 knapp 52 Mrd. kWh) als zusätzliche Belastung für die Einhaltung unserer nationalen Emissionsziele.

12. Die Expertenkommission stimmt mit dem an vielen Stellen des Monitoring-Berichts der Bundesregierung betonten „*erheblichen zusätzlichen Handlungsbedarf*“ grundsätzlich überein, sie hätte sich allerdings gewünscht, dass daraus auch die entsprechenden Schlussfolgerungen für politisches Handeln gezogen worden wären. Die Hinweise allein auf die inzwischen getroffenen Maßnahmen reichen dazu nicht aus, zumal auch nach den Ergebnissen des bereits zitierten Projektionsberichts deren Emissionsminderungswirkungen nicht überschätzt werden sollten. Vorschläge zur Umsetzung der dazu erforderlichen weitergehenden Maßnahmen sollen offenkundig erst für den für das kommende Jahr 2017 vorgesehenen Fortschrittsbericht entwickelt werden. Allerdings drängt sich die Frage auf, wieso die Bundesregierung in ihrem Klimaschutzbericht im jährlichen Rhythmus eine Maßnahmenevaluation des Klimaschutzprogramms vornimmt, darauf aber bei den im Monitoring-Bericht behandelten Maßnahmenpaketen verzichtet.

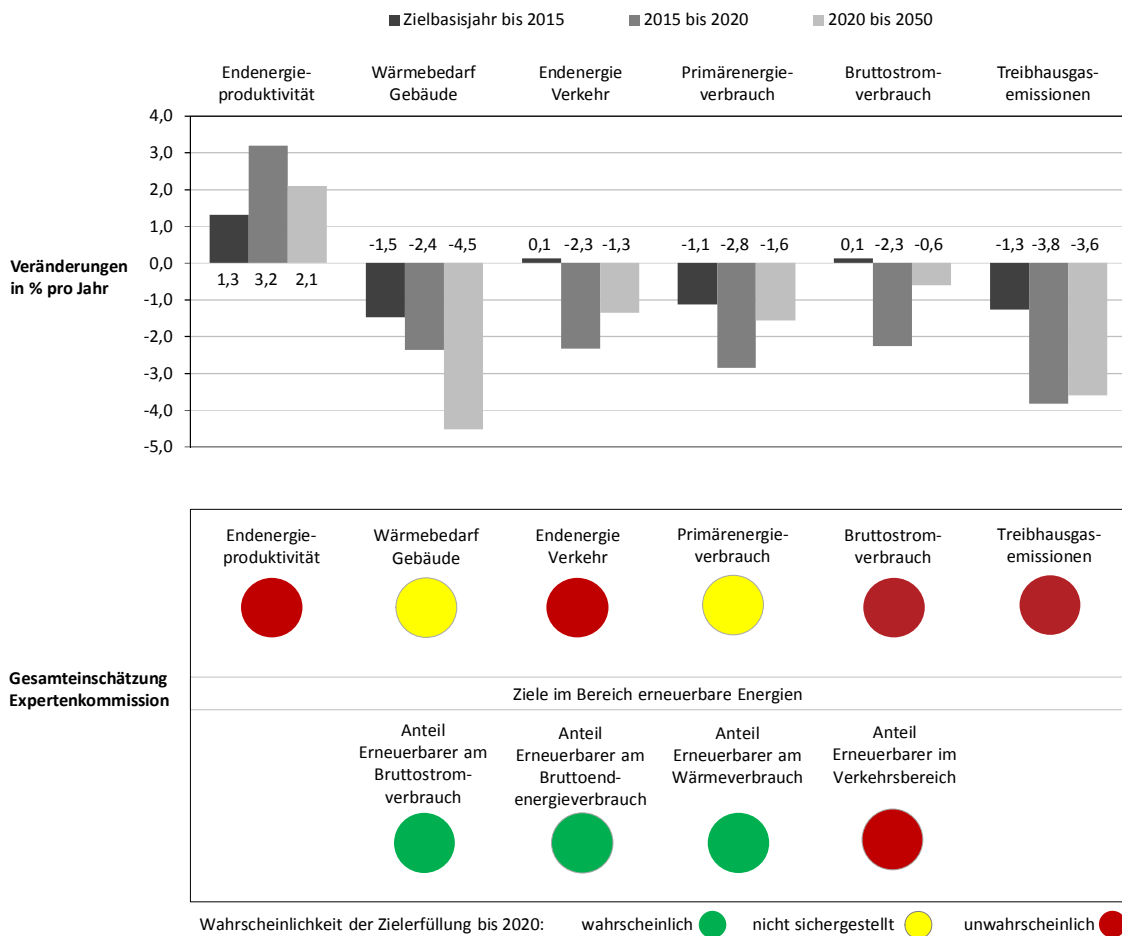
13. Dabei wird auch zu berücksichtigen sein, dass etwa die Hälfte aller inländischen Treibhausgasemissionen dem europaweiten Emissionshandel unterliegt. Daher sind hier Aktivitäten zur Verbesserung der Wirksamkeit des Emissionshandelssystems vordringlich, damit die erwünschten zusätzlichen Anreizwirkungen zur Emissionsminderung sichergestellt werden. Kurzfristige Erfolge sind auf diesem Weg aber offenbar kaum zu erreichen, so dass auch für den vom Emissionshandel erfassten Bereich zusätzliche nationale Maßnahmen ergänzend notwendig sein könnten. In jedem Fall kommt es aber darauf an, die Anstrengungen zur Emissionsminderung in den Sektoren außerhalb des Emissionshandels, die ohnehin weitgehend der nationalen Regulierung unterliegen, erheblich zu forcieren. Das betrifft speziell die Umsetzung der Effizienzstrategie Gebäude mit den in diesem Bereich nach wie vor hohen Effizienzpotenzialen, v. a. aber den Verkehrssektor, dessen Entwicklung in den vergangenen Jahren konträr zu den Zielen verläuft. Gerade nach den Vereinbarungen der Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) in Paris wird es darauf ankommen, mit entsprechenden Aktivitäten plausibel zu machen, dass Deutschland zumindest bestrebt ist, dem Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % zu reduzieren, näher zu kommen.

1.3 Trend-Bewertung der Zielerreichung

14. Zur Einordnung der Entwicklungen verwendet der Monitoring-Bericht der Bundesregierung seit dem letzten Jahr ein Punktesystem, das Punkte entsprechend der prozentualen Abweichung vom linearen Trend zum Zielwert für 2020 vergibt. Die Expertenkommission stützt sich hingegen bei ihrer Bewertung neben ihrer subjektiven Einschätzung zur Wirksamkeit kürzlich implementierter Maßnahmen und exogener Trends auf eine im Vergleich zum Punktesystem des Monitoring-Berichts weiterentwickelte Methodik zu möglichen Prognoseintervallen.

len. Die wichtigsten Ergebnisse der Bestandsaufnahme der Expertenkommission zu den quantitativen Energie-wende-Zielen sind in der Abbildung 4 dargestellt. Dabei zeigt die farbliche Kennzeichnung („Ampel“) wie wahr-scheinlich oder unwahrscheinlich eine vollständige Zielerreichung für 2020 sein dürfte. Wird die Zielerreichung als wahrscheinlich eingeschätzt, so ist die Ampel „grün“. Ist eine Zielerreichung hingegen unwahrscheinlich, so steht die Ampel auf „rot“. Grenzfälle zeigt die Farbe „gelb“ an. Dementsprechend werden drei der Ziele im Be-reich „Erneuerbare Energien“ wahrscheinlich erreicht. Beim Ziel, den Primärenergieverbrauch zu senken und beim „Wärmebedarf Gebäude“, erscheint die Zielerreichung nicht sichergestellt. Die anderen Energie-wende-Ziele zur Energieproduktivität, zum Endenergieverbrauch sowie zum Anteil der erneuerbaren Energien im Ver-kehr und bei den Treibhausgasemissionen werden voraussichtlich nicht erreicht.

Abbildung 4: Einschätzung der Expertenkommission zur Zielerfüllung



Quelle: Eigene Darstellung

15. Die Expertenbewertung stützt sich neben der subjektiven Einschätzung der Wirksamkeit kürzlich implementierter Maßnahmen und exogener Trends auf eine im Vergleich zum Monitoring-Bericht der Bundesregierung weiterentwickelte Methodik zu möglichen Prognoseintervallen. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendet seit dem letzten Jahr ein Punktesystem, das Punkte entsprechend der prozentualen Abweichung der linearen Trendentwicklung vom Zielwert für 2020 vergibt. Die Expertenkommission hatte bereits in ihrer letztjährigen Stellungnahme das Punktesystem der Bundesregierung ausführlich kommentiert (vgl. Kapitel 1 in EWK, 2015). Damals wurde festgestellt, dass sie zwar im Wesentlichen die Einschätzung der Bundesregierung zu

den einzelnen Zielindikatoren teilt, gleichzeitig aber mehr oder weniger ausgeprägte Risiken für die Zielerreichung sieht, die bei dem Punktesystem leicht übersehen werden können. So werden drei von fünf möglichen Punkten noch bei einer Abweichung von zwischen 20 % bis 40 % vom Zielwert vergeben. Daher vergab die Bundesregierung im vierten Monitoring-Bericht noch drei Punkte hinsichtlich des Ziels bei den Treibhausgasemissionen, beim Primärenergieverbrauch oder bei der Endenergieproduktivität. Das ist auch im Entwurf zum fünften Monitoring-Bericht der Fall. Abweichungen in Höhe von 20 % bis 40 % bewegen sich jedoch in einer Größenordnung, die sich angesichts der wenigen Jahre bis 2020 kaum noch kompensieren lässt. Je weniger Zeit zum Zieljahr verbleibt, desto unwahrscheinlicher werden grundlegende Änderungen des Trends durch Politikmaßnahmen, deren Zeitraum zwischen Realisierung und Wirksamkeit sich meist über Jahre erstreckt. Kritisch wurde in der letzten Stellungnahme bereits angemerkt, dass die Entwicklungen des jeweils letzten Jahres gegenüber den Entwicklungen früherer Jahre ein höheres Gewicht erhalten sollten, damit erkennbar wird, ob die jüngste Entwicklung dazu geeignet ist, die eventuell drohende Zielverfehlung zu verringern bzw. zu vergrößern. Dies würde dann auch die Dringlichkeit zusätzlicher Maßnahmen besser verdeutlichen.

16. Die Expertenkommission hätte sich vor diesem Hintergrund im Monitoring-Bericht auch eine bewertende Aussage zu der Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung unter Berücksichtigung der von der Bundesregierung auf den Weg gebrachten energie- und klimapolitischen Maßnahmen gewünscht. So kann leicht der Eindruck entstehen, dass die Bundesregierung eine Zielerreichung noch für möglich hält. Ein linearer Trend bzw. ein Punktschätzer auf Basis von Vergangenheitsdaten allein kann aufgrund der Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen nicht als präzise Vorhersage erachtet werden. Ebenso wenig sollte dann die Entfernung zum Zielwert als alleiniger Bewertungsmaßstab für die Punktvergabe dienen. Daher schlägt die Expertenkommission eine Bewertungsmethodik vor, die berücksichtigt, wie wahrscheinlich oder unwahrscheinlich eine vollständige Zielerreichung letztlich noch zu erachten ist. Dabei werden zunächst auf Basis der Erfahrungen der Vergangenheit, d. h. Schwankungen der Ist-Werte, die Bandbreite an als statistisch wahrscheinlich zu erachtenden Ergebnissen für das Jahr 2020 geschätzt. Auf dieser Basis wird dann eine Experteneinschätzung getroffen. Die Gesamtbeurteilung kann so z. B. auch kurzfristig implementierte oder wirksame Maßnahmen berücksichtigen, welche ja nicht in den Vergangenheitsdaten abgebildet sein können.

17. Als statistisches Konzept werden die sogenannten Prognoseintervalle verwendet.¹ Mit diesen lässt sich für das Jahr 2020 der Bereich all jener Werte schätzen, die auf Basis der bisherigen Werte (und deren Schwankungen um einen linearen Trend) mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit zu erwarten sind. Im hier zugrunde gelegten 99 %-Prognoseintervall liegen 99 % aller für 2020 zu erwartenden Werte. Liegt nun der Zielwert für 2020 in dem jeweiligen Prognoseintervall (oder bei möglicher Zielüberfüllung sogar entsprechend darüber/darunter), so ist unter Fortschreibung des Trends eine Zielerreichung zumindest aus statistischer Sicht als nicht unwahrscheinlich anzusehen. Je größer die Schwankungen der Vergangenheitswerte sind, desto größer wird tendenziell auch der Korridor um die Trendlinie herum. Denn wenn bereits in vergangenen Jahren große Veränderungen möglich waren, ist dies auch für die zukünftige Entwicklung nicht auszuschließen. In der Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht (EWK, 2015) regte die Expertenkommission an, weniger weit zurückliegende Jahre stärker zu gewichten. Hier setzt die Experteneinschätzung als zweite Komponente der Bewertung an.

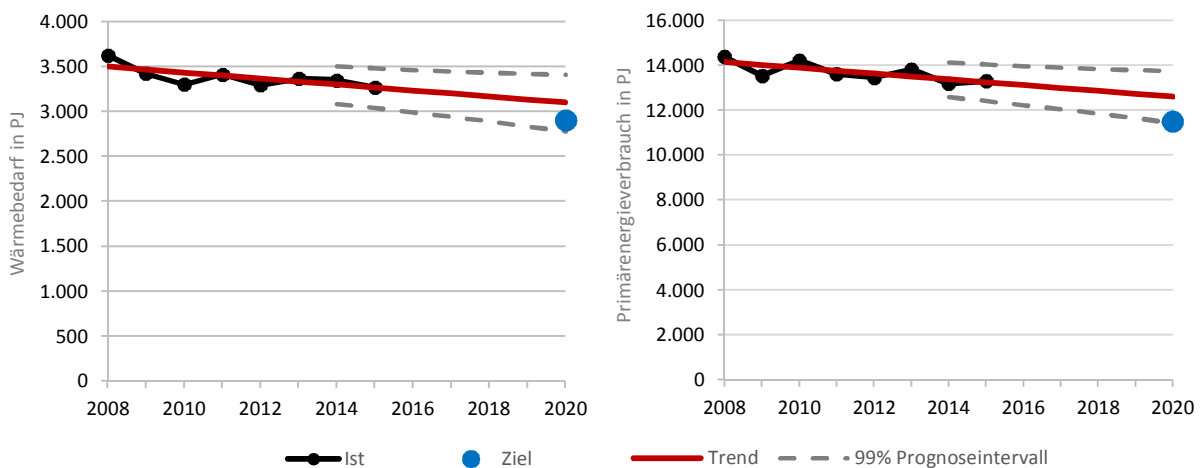
18. An den Beispielen des temperaturbereinigten Wärmebedarfs² und des Primärenergieverbrauchs lässt sich das Bewertungsschema veranschaulichen (vgl. Abbildung 5). Auf Basis der Ist-Werte (schwarze Punktlinie) von

¹ Prognoseintervalle sind ein nah verwandtes Konzept der in der letzten Stellungnahme bereits vorgestellten Konfidenzintervalle und umfassen per Definition einen größeren Bereich als Konfidenzintervalle, berücksichtigen also auf diese Weise stärker Unsicherheit über die Zukunft.

² Für den Wärmebedarf werden temperaturbereinigte Werte verwendet, weil dieser Bereich in erheblichem Maße von Temperatureinflüssen geprägt wird. Die Verwendung von Ursprungswerten kann deshalb leicht zu Missinterpretationen der verwendeten Zeitreihen führen.

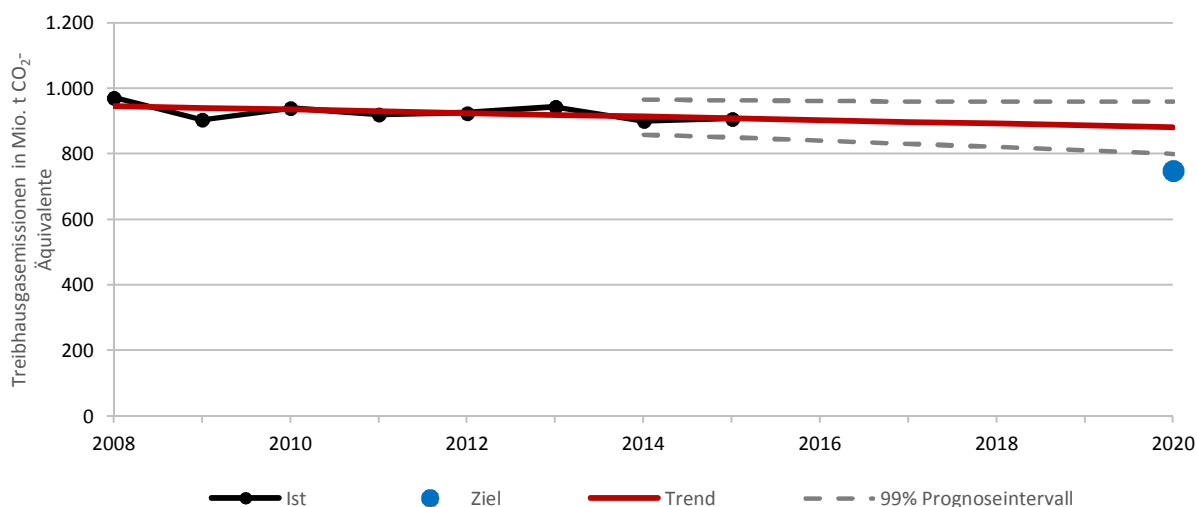
2008 bis 2015 wird jeweils die Trendgerade mittels der Kleinste-Quadrate-Methode geschätzt (rote Linie). Die grau gestrichelten Linien umfassen entsprechend alle Werte, die mit einer Wahrscheinlichkeit von 99 % zu erwarten sind. Die Zielwerte für 2020 (blauer Punkt) liegen für beide Indikatoren innerhalb dieses Bereichs. Beim Wärmebedarf liegt der Zielwert sehr nah am Trendwert und ist aus statistischer Sicht als wahrscheinlich einzustufen. Die Expertenkommission hält eine Zielerreichung für den Wärmebedarf für „nicht sichergestellt“. Die weitere Entwicklung hin zur Zielerreichung sollte weiter beobachtet werden. Beim Primärenergieverbrauch kommt die Expertenkommission allerdings zu einer anderen Einschätzung. Zwar liegt die Zielerreichung beim Primärenergieverbrauch noch knapp im Prognoseintervall und somit noch im Bereich der statistisch möglichen Ergebnisse, die Zielerfüllung wird aber von der Expertenkommission in der Gesamtsicht als nicht sichergestellt eingeschätzt (zur Begründung vgl. Kapitel 1).

Abbildung 5: Trend und Prognoseintervalle für die Indikatoren „Wärmebedarf Gebäude“ (temperaturbereinigt) und „Primärenergieverbrauch“



Quelle: Eigene Berechnungen

19. Trotz der Offenheit gegenüber prinzipiell möglichen Entwicklungen in den noch verbleibenden Jahren bis 2020, liegen einige Indikatoren nicht mehr in den Prognoseintervallen und die Expertenkommission kommt auch zu keiner anderen Einschätzung aufgrund der gegenwärtigen Sachlage. Die Indikatoren sind in der Abbildung entsprechend rot markiert. Dies zeigt sich insbesondere am Indikator der Treibhausgasemissionen (vgl. Abbildung 6). Der angestrebte Zielwert von 748 Mio. t im Jahr 2020 (eine Reduktion von 40 % gegenüber 1990) liegt außerhalb des Intervalls an Prognosewerten, die mit einer Wahrscheinlichkeit von 99 % zu erwarten sind. Auf Basis der historischen Erfahrung ist also maximal mit einer Reduktion von rund 36 % gegenüber 1990 (und Emissionen von 801 Mio. t) zu rechnen. Anhand der Einschätzungen zur Maßnahmenwirkung und den exogenen Entwicklungen in den nächsten Jahren geht die Expertenkommission in ihrer Gesamtbeurteilung ebenfalls von einer Zielverfehlung aus. Dies stellt ein äußerst kritisches Ergebnis dar und wird in dem Punktesystem der Bundesregierung nicht angemessen reflektiert (dort 3 von 5 möglichen Punkten).

Abbildung 6: Trend und Prognoseintervalle für den Indikator „Treibhausgasemissionen“

Quelle: Eigene Berechnungen

1.4 Gründe für erwartbare Zielerreichungen und Zielverfehlungen

20. Nach Auffassung der Expertenkommission sollten im Rahmen des Energiewende-Monitorings auch die Gründe für die unterschiedlichen Zielerreichungsgrade beim Klimaschutz analysiert werden. Damit könnten wichtige Hinweise für eine erfolgreiche Weiterentwicklung der Energiewendepolitik mit Blick auf das Zieljahr 2030 und danach identifiziert werden (vgl. Kapitel 2).

21. In diesem Zusammenhang ist zunächst positiv zu vermerken, dass die Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung in Deutschland aller Voraussicht nach die Erreichung des entsprechenden Ausbauziels (Anteil erneuerbarer Energien mindestens 35 % am einheimischen Bruttostromverbrauch in 2020) erwarten lässt. Auch das wesentlich weniger anspruchsvolle Ziel eines erneuerbaren Anteils am Wärmeverbrauch von 14 % im Jahr 2020 ist in Reichweite. Was sind die Ursachen für das Erreichen dieser Ziele, während die Effizienzziele durchwegs verfehlt werden dürften und damit auch das übergeordnete Treibhausreduktionsziel für 2020?

Gründe für den Erfolg bei den Erneuerbaren

22. Oberflächlich betrachtet muss dieser Erfolg dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie dem daraus abgeleiteten Fördervolumen in Höhe von derzeit etwa 24 Mrd. Euro jährlich angerechnet werden (vgl. Kapitel 5). Ohne Frage hätte man im Bereich der Wärme- und Treibstoffmärkte die Ziellücke zumindest wesentlich verkleinern können, wenn ähnliche Förderbeträge auch in die Gebäudesanierung oder in die alternativen Antriebe geflossen wären. Doch eine solche Betrachtung greift zu kurz, sofern nicht auf die Frage eingegangen wird, warum im Bereich der Elektrizitätswirtschaft so kräftige Interventionen zustande gekommen sind, nicht jedoch in den anderen energiewirtschaftlichen Sektoren. Die Expertenkommission kann hier keine vollständige Analyse vorlegen, doch einige Hinweise geben.

23. Ein erster Gesichtspunkt ist, dass zur Finanzierung der EEG-Förderung keine staatlichen Haushaltsmittel herangezogen werden, sondern der Stromletztverbraucher. Ein solches Finanzierungsmodell wäre im Prinzip auch auf den Treibstoffmärkten möglich, denn auch hier ist die Preiselastizität der Nachfrage gering, so dass hier ein ergiebiges Finanzierungspotential beispielsweise für die Elektromobilität gegeben wäre. Die Preiselastizität

im Wärmemarkt ist höher als im Strommarkt und darüber hinaus wäre bei einer stärkeren Belastung von Heizenergieträgern mit sozialen Problemen zu rechnen. Aus diesem Grund wurde die von der Bundesregierung im Jahr 1999 begonnene ökologische Steuerreform nach einer Legislaturperiode nicht mehr fortgesetzt. Ursprünglich sollten auch nach 2003 die Energiepreise mit jährlich steigenden Energiesteuerzuschlägen belastet werden. Später wurde aber von dieser Idee Abstand genommen.

24. Ein zweiter und vielleicht sogar bedeutsamerer Gesichtspunkt ist der gesellschaftliche Widerstand gegen die Kernenergie. In diesem Zusammenhang hat sich nicht nur eine breite Bürgerbewegung herausgebildet, deren Vertreter sich intensiv mit alternativen Stromerzeugungskonzepten beschäftigte, sondern auch viele unternehmerische Startups, die sich mit der Entwicklung, der Vermarktung und dem Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien beschäftigt haben. Aus dieser Massenbewegung ist mittlerweile eine Industrie mit vielen tausend Arbeitsplätzen entstanden, die inzwischen auch für die ursprünglich ablehnend eingestellte Elektrizitätswirtschaft attraktiv geworden ist. Entsprechende Entwicklungen sind weder im Verkehrsbereich noch im Wärmemarkt zu erkennen.

Exogene Ursachen der Zielverfehlung

25. Für die Zielverfehlung gibt es exogene und endogene Ursachen. Exogen sind die Ursachen dann, wenn sie von der deutschen Politik nicht beeinflussbar sind, endogen, wenn dies der Fall ist. Ausgangspunkt für die Analyse der exogenen Ursachen sind die „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ für das BMWi vom August 2010, bzw. die „Energieszenarien 2011“ vom Juli 2011 (Prognos/EWI/GWS, 2010, 2011), die zusammen die modelltheoretischen Grundlagen für die Formulierung der Energiewende-Ziele (mit Ausnahme des Kernenergieausstiegs) legten, deren demographische und ökonomische Annahmen aber aus heutiger Sicht kaum noch zu halten sind.

26. Dies zeigt sich z. B. beim Vergleich der Annahmen zur künftigen Bevölkerung mit der inzwischen eingetretenen Entwicklung, wonach die Wohnbevölkerung in Deutschland gegenwärtig um etwa 300.000 Personen oder 0,9 % über dem für 2015 angenommenen Wert liegt. Bleibt die aktuelle Bevölkerung bis zum Jahr 2020 auf dem heutigen Niveau, werden dann 1,1 Mio. mehr Personen in Deutschland leben als im Jahr 2011 angenommen. Die damit verbundenen verbrauchssteigernden Effekte haben quantitativ zwar nur einen geringen Einfluss auf die Energiewendeziele, dennoch wird die Zielerreichung dadurch zweifellos erschwert.

27. Wesentliche Abweichungen zwischen früher prognostizierten und inzwischen eingetretenen Veränderungen zeigen sich auch bei den internationalen Energiepreisen. Angesichts der im laufenden Jahrzehnt sehr geringen Inflationsentwicklung kann man den Vergleich der Prognosen mit den Ist-Werten für 2015 auf der Basis nominaler Preise vornehmen. Im Jahr 2010/11 wurde die Höhe der internationalen Energiepreise massiv überschätzt (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2: Internationale Energiepreise 2015 – Prognose und Wirklichkeit

		2008	Prognose 2015	Ist 2015	Differenz
Ölpreis	US Dollar/Barrel	94	90	50	-44,4%
Rohöl	Euro/Tonne	484	495	356	-28,1%
Erdgas-Grenzübergangspreis	ct/kWh	2,7	2,4	2,0	-16,7%
Kraftwerkskohle	Euro/Steinkohleeinheit	112	82	68	-17,1%

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Prognos/EWI/GWS (2010, 2011)

28. Diese Preisentwicklung dürfte v. a. auf das schwache globale Wirtschaftswachstum als Folge der Finanz- und Schuldenkrise sowie säkularer Trends (Überalterung in den Industriestaaten, Strukturschwächen in den

BRIC-Staaten etc.) zurückzuführen sein. Sie wirkte sich emissionsseitig besonders negativ im Kraftwerkssektor aus. War Erdgas im Jahr 2011 „nur“ um den Faktor 2,2 (222 versus 112 Euro/t Steinkohleneinheit SKE) teurer, so musste im Jahr 2015 für Erdgas schon mehr als das Dreifache des Kohlenpreises bezahlt werden (228 versus 73 Euro/t SKE). Vor diesem Hintergrund ist es wenig verwunderlich, dass die Erdgasverstromung erheblich zu Gunsten der Stein- (und Braun-) Kohlenverstromung zurückgefahren wurde. So sank der Anteil der Erdgasverstromung an der gesamten Bruttostromerzeugung von ihrem bisherigen Höhepunkt im Jahr 2010 von 14,1 % auf nur noch 9,6 % im Jahr 2015. Es bleibt abzuwarten, ob sich mit den zwischenzeitlich signifikant gesunkenen Erdgasimportpreisen die klimaschutzpolitisch erwünschten Effekte einer wieder verstärkten Stromerzeugung aus Erdgas einstellen werden. Im Jahr 2016 lassen sich zumindest erste „Erholungstendenzen“ erkennen: In den ersten drei Quartalen 2016 erreichte Erdgas immerhin wieder einen Stromerzeugungsanteil von rund 12 %.³

29. Diese allgemeinen Aussagen können natürlich keine sorgfältige wissenschaftliche Analyse ersetzen. Ohne ein Energiemodell lässt sich nicht belastbar feststellen, wie sich der internationale Preiseffekt quantitativ auf die aggregierte Energienachfrage sowie die Struktur der Elektrizitätserzeugung in Deutschland auswirkt. Der Bundesregierung wird deshalb empfohlen, entsprechende Gutachten zu vergeben, um dadurch eine quantitative Vorstellung zu den exogenen Ursachen der Zielverfehlung zu gewinnen.

30. Unter längerfristigen Aspekten ist aber auch auf den Zusammenhang von globaler Klimaschutzpolitik und Rohstoffpreisen hinzuweisen. Wenn das auf der Weltklimakonferenz in Paris 2015 vereinbarte Abkommen und die dazu angekündigten Klimaschutzmaßnahmen der Vertragsstaaten erfolgreich umgesetzt werden, wird die Nachfrage nach den heute noch dominierenden fossilen Energierohstoffen tendenziell und zunehmend sinken. Das wird nicht ohne preisdämpfende Wirkungen bleiben. Die Bundesregierung sollte dieses auch als „Grünes Paradox“ bekannte Phänomen bei ihren Energieszenarien bzw. Maßnahmen zum Klimaschutz entsprechend berücksichtigen. Unter der Voraussetzung potentieller Angebotsüberschüsse wäre also eher mit langfristigen Energiepreissenkungen als mit Preissteigerungen zu rechnen. Daher ist auch nicht abzusehen, dass sich etwa die Rohölpreise (wie der Projektionsbericht 2015 unterstellt) bis 2020 wieder der 100 US Dollar/bbl-Grenze nähern könnten. Insoweit sind auch die Ergebnisse der vorliegenden Szenarien zur Energiewende, die für die Zukunft mehr oder weniger stark steigende Energiepreise unterstellen, mit Vorbehalten zu bewerten. Ähnliches gilt für die Preisentwicklung der CO₂-Emissionsrechte im Rahmen des europäischen Emissionshandels: Die Differenz zwischen den in bisherigen Energieszenarien getroffenen Preisannahmen und den tatsächlich eingetretenen Preisen ist geradezu dramatisch. Die Expertenkommission empfiehlt deshalb, Klimaschutzenszenarien untersuchen zu lassen, die explizit von niedrigen bzw. sinkenden Energiepreisen ausgehen. Sofern man diesen Tendenzen nicht mit unmittelbar preiserhöhenden Maßnahmen (Energiesteuer, CO₂-Mindestpreise) begegnen will, um die Anreize zur effizienten Energienutzung und zu Investitionen in emissionsmindernde Technologien zumindest aufrechtzuerhalten, wären zusätzliche Fördermaßnahmen oder weitere ordnungsrechtliche Regelungen unabdingbar, wenn an der Zielerreichung weiterhin festgehalten wird (vgl. Kapitel 2).

Endogene Ursachen der Zielverfehlung

31. Sofern es gelingt, den Einfluss der exogenen Faktoren auf die inländische Emissionsentwicklung zu bestimmen, wäre der Rest der Zielabweichungen dann endogen bedingt. Stichworte hierzu sind insbesondere Zweifel an der ausreichenden Wirksamkeit der aktuellen Politik, Merit-Order-Effekte der erneuerbaren Energien zu Lasten von Erdgas anstelle von Kohle, steigende Netto-Elektrizitätsexporte, fehlende Instrumente und Maßnahmen zur Kompensation des Kernenergie-Ausstiegs, klimapolitischer Attentismus der Verkehrspolitik und der

³ Die aktuellen CO₂-Preise sind nur halb so hoch wie in den Gutachten aus den Jahren 2010/2011 angenommen. Allerdings wäre selbst bei einem CO₂-Preis von 15 Euro/t, wie seinerzeit angenommen, noch kein größerer Lenkungseffekt zugunsten einer emissionsarmen Energiewirtschaft zu erwarten gewesen. Mit diesem Sachverhalt beschäftigt sich Kapitel 2 dieser Stellungnahme.

Energieeffizienzpolitik. Zudem ist zu berücksichtigen, dass etwa die Hälfte aller inländischen Treibhausgasemissionen dem europaweiten Emissionshandel unterliegt. Ein Aspekt ist die Tatsache, dass sich Deutschland offenbar zu einem Stromexportland entwickelt hat. Mit dem Stromexportüberschuss sind aber die bei der Stromerzeugung entstehenden Emissionen voll dem Inland zuzurechnen, während die Empfängerländer ihre Emissionsbilanz mit den Stromimporten entsprechend entlasten können. Insoweit erweisen sich die hohen Stromexportüberschüsse (2015 knapp 52 Mrd. kWh) als zusätzliche Belastung für die Einhaltung unserer nationalen Emissionsziele.

32. Ob wenigstens bei übernationaler Betrachtung die Emissionsbilanz positiv ausfällt, hängt entscheidend von den spezifischen Emissionen des Exportstroms im Verhältnis zu den spezifischen Emissionen des im Empfängerland verdrängten Stroms ab. Wenn überwiegend Strom aus erneuerbaren Energiequellen exportiert wird (was vom Preisniveau her zu erwarten ist), wäre die Gesamtemissionsbilanz positiv. Wenn hingegen der deutsche Exportstrom hohe Kohlenanteile „enthält“, der im Empfängerland Strom aus Erdgaskraftwerken ersetzt, fiel die Emissionsbilanz negativ aus. Aus Emissionssicht wäre es unter diesen Bedingungen vorteilhafter, wenn alternativ der entsprechende Exportüberschuss in Deutschland gar nicht erst produziert würde (was die deutsche Emissionsbilanz entlastet) und im Empfängerland vergleichsweise umweltverträgliche Kraftwerke in Betrieb gehalten würden. Allerdings stellt sich dann die Frage, in welchem regulativen Rahmen überhaupt die Export-/Importströme beeinflusst werden könnten.

33. Unabhängig von den vorstehenden Überlegungen sieht die Expertenkommission aber auch in der mangelnden Durchsetzungsfähigkeit wirkungsvoller politischer Entscheidungen ein wesentliches Hemmnis für die Verwirklichung der Energiewendeziele. Trotz der allseitigen Bekundung zugunsten der Energiewende, kommt es bei der Konkretisierung der dazu notwendigen Maßnahmen bei den davon betroffenen Gruppen oftmals (auch schon im Vorfeld) zu erheblichen Widerständen mit der Folge des Scheiterns. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, eine Studie über die zentralen exogenen und endogenen Faktoren im Hinblick auf deren Einfluss auf die absehbaren oder möglichen Zielverfehlungen in Auftrag zu geben. Für das Design der Klimaschutzpolitischen Maßnahmen könnte dies nützliche Hinweise geben.

2 Klimaschutz gestalten

Das Wichtigste in Kürze

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 um mindestens 55 % zu reduzieren. Mit dem Klimaschutzplan 2050 wird erstmals eine sektorale Aufteilung vorgenommen. Die Expertenkommission begrüßt diese Konkretisierung, vermisst aber eine nachvollziehbare Erläuterung, auf welchen Grundlagen sie fußt. Denn der Beschluss, beispielsweise die Emissionen in den nächsten 15 Jahren in der Energiewirtschaft in etwa zu halbieren und im Verkehrssektor um ein Drittel zu senken, ist von beträchtlicher Tragweite und bedarf einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz.

Aus dem Klimaschutzplan 2050 gehen keine konkreten energiebezogenen Ziele für das Jahr 2030 hervor, die für eine Fortschreibung und Vervollständigung des Zieltableaus des Energiekonzepts der Bundesregierung herangezogen werden können. Der darüber anstehenden Debatte zur kohärenten Weiterentwicklung des Energiekonzepts möchte die Expertenkommission mit Orientierungswerten einen Impuls geben.

Als eine von mehreren denkbaren Varianten für das Jahr 2030 – und unter der Maßgabe, dass die Verstromung von Kohle um mindestens 50 % reduziert wird – lassen sich folgende Ziele ableiten:

- Beibehaltung des Ziels zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 30 % sowie Erhöhung des Anteils am Bruttostromverbrauch auf 60 % und am Endenergieverbrauch für Wärme auf 30 %. Das Ziel zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger am Endenergieverbrauch des Verkehrs sollte auf 12 % angehoben werden.
- Senkung des Bruttostromverbrauchs (inklusive neuer Stromanwendungen) um 10 % und des Endenergieverbrauchs für Wärme einschließlich Prozesswärme (ohne Stromeinsatz) um 30 % gegenüber dem Basisjahr 2008 sowie Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr gegenüber dem Basisjahr 2005 um 35 %.

Generell gilt dabei, dass diese Ziele weitgehend parallel erfüllt werden müssen, weil Zielverfehlungen in einzelnen Bereichen nur sehr eingeschränkt durch eine Übererfüllung in anderen kompensiert werden können.

Für die Zielerreichung 2030 bzw. 2050 sind weitergehende Maßnahmen notwendig, die auf nationaler oder europäischer Ebene implementiert werden können. Derzeit besteht der Maßnahmenmix für die Zielerreichung aus einer Vielzahl von kleinteiligen Regelungen zu Anreizsystemen auf der einen Seite und Ausnahmen von Belastungen auf der anderen – nicht zuletzt aufgrund von Partikularinteressen. Mit zunehmenden Handlungsnotwendigkeiten zur Zielkonformität besteht aufgrund dieser Vielfalt und ihren komplexen (Wechsel-)Wirkungen die Gefahr, dass eine adäquate Problemlösung nicht mehr gewährleistet werden kann. Aus Gründen der Effizienz und der Steuerbarkeit wäre ein einheitlicher und umfassender Lenkungsmechanismus wünschenswert. Vor diesem Hintergrund schlägt die Expertenkommission eine allgemeine CO₂-Bepreisung als Leitinstrument vor, um einen stabilen und langfristigen Rahmen für die Transformation des Energiesystems zu setzen. Komplementäre Elemente sind dabei geboten, um neben den Treibhausgasemissionen andere Marktunvollkommenheiten zu adressieren, etwa im Gebäudebereich, im Verkehr oder bei den erneuerbaren Energien.

Die Zwischenziele für 2030 sollten mit Blick auf die langfristigen Klimaschutzziele bis 2050 formuliert werden. Die Bundesregierung bekennt sich zur weitgehenden Klimaneutralität bis 2050, hat bisher jedoch offen gelassen, was dies für die Minderung von Treibhausgasemissionen bis 2050 bedeutet: minus 80 % oder minus 95 % gegenüber 1990. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission, eine Klärung der langfristigen Ziele herbeizuführen und auch eine intensive Diskussion über die Verteilung der noch zu Verfügung stehenden Emissionsbudgets über die Zeit anzustoßen. Ziele müssen dann nicht punktgenau erreicht werden, sondern können flexibler über Budgets gesteuert werden. Die Expertenkommission regt an, eine solche Art der Zielformulierung zu prüfen.

34. Nach Auffassung der Expertenkommission ist damit zu rechnen, dass das angestrebte Ziel der Emissionsminderung bis 2020 deutlich verfehlt werden könnte. Sie plädiert in diesem Zusammenhang für eine größtmögliche Transparenz gegenüber der Öffentlichkeit, was umso leichter fallen könnte, wenn glaubhaft darauf hingewiesen werden kann, dass die Zielverfehlung für 2020 durch geeignete Maßnahmen die langfristigen Ziele für 2030 und 2050 nicht gefährden muss. In diesem Sinne beschreibt der aktuell beschlossene Klimaschutzplan 2050 zwar sektoral konkretisierte Ziele für das Jahr 2030, die in ihrer Summe zu einer Reduktion gegenüber 1990 von 55-56 % führen würden, jedoch wird nicht explizit ausgeführt, welche Struktur des fossilen Energiemixes, welche Anforderungen an die Reduktion des Energieverbrauchs und welcher Ausbau der erneuerbaren Energien damit einhergehen sollen und wie die konkrete Umsetzung geplant ist.

35. Bereits in den Vorjahren hatte die Expertenkommission empfohlen, den bisherigen Zeithorizont bis zum Jahr 2020 in künftigen Monitoring-Berichten bis zum Jahr 2030 auszudehnen und den wenig ausdifferenzierten Zielkatalog des Energiekonzepts für 2030 zu vervollständigen. Im Folgenden wird dargelegt, welche Orientierungswerte für die Kernziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz für das Jahr 2030 unterlegt werden könnten und welche Implikationen sich daraus ergeben. Insbesondere wird auf der Maßnahmenebene diskutiert, wie der Rahmen für eine langfristige Transformation des Energiesystems aussehen könnte. Dafür wird die Prüfung einer nationalen CO₂-Bepreisung angeregt.

2.1 Klimaschutzziele für das Jahr 2030

36. Ausgangspunkt für die Diskussion der deutschen Klimaschutzziele ist der Energie- und Klimarahmen (EU-Rat, 2014), der eine Reduktion der Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union um mindestens 40 % bis 2030 gegenüber 1990 vorsieht. Die Reduktionsziele teilen sich auf in eine Minderung um 43 % (gegenüber 2005) in den vom Europäischen Emissionshandelssystem (ETS) erfassten Wirtschaftssektoren (Energiewirtschaft, Industrie) und um 30 % (gegenüber 2005) in den Nicht-ETS-Sektoren (v. a. Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft, Abfall). Für die Nicht-ETS-Sektoren veröffentlichte die EU-Kommission am 20.07.2016 einen Legislativvorschlag mit verbindlichen Zielen für jeden einzelnen Mitgliedsstaat (EU-KOM, 2016c), der für Deutschland eine Reduktion um 38 % vorsieht.

37. Unter dieser Maßgabe ergibt sich für Deutschland eine Gesamtemissionsmenge von 589 Mio. t CO₂-Äquivalente (vgl. Tabelle 3), 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 geht somit geringfügig über die Forderungen der EU hinaus.⁴ Die tatsächlichen gebietsbezogenen Emissionen waren allerdings im Zeitraum 2013 bis 2015 kumuliert um annähernd 310 Mio. t CO₂-Äquivalente höher als die Summe aus der kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten und den Auktionsmengen plus der umgetauschten Projektgutschriften, die Deutschland rechnerisch zugeordnet werden können (DEHSt, 2016). Die nationalen Ziele sind insofern ambitionierter als die Ziele auf europäischer Ebene.

⁴ Zusätzlich könnten nach dem Vorschlag der EU-Kommission 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.

Tabelle 3: Treibhausgasemission in Deutschland im Jahr 2030 nach dem Vorschlag der EU-Kommission vom Juli 2016

		Gesamt	Europäischer Emissionshandel (EU-ETS) ¹	Vorschlag EU-KOM Lastenteilungsent-scheidung (ESR)
Berücksichtigung EU-Vorgaben für EU-ETS und Effort Sharing Regulation (ESR)	EU- Zielsetzungen 2030 gegenüber 2005		-43 %	-38 %
	1990	1247,9		
	2005	991,5	521,4	470,1
	2030	588,7	297,2	291,5
	589 Mio. t CO ₂ -Äquivalente entspricht einer Gesamtminderung um 53 % gegenüber 1990			

[1] Stationäre Anlagen in Abgrenzung des EU-ETS seit 2013 (Scope-bereinigt) und nationaler Flugverkehr in der nationalen Treibhausgas-Inventarabgrenzung. Mit 2,5 Mio. t CO₂ im Jahr 2005 unterliegen diese nur teilweise dem Anwendungsbereich des ETS. Emissionen des internationalen Flugverkehrs werden in der Regel nicht auf das deutsche Klimaziel angerechnet und sind nicht Teil der Darstellung.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von UBA (2016a), DEHSt (2016) und ETC/ACM (2016)

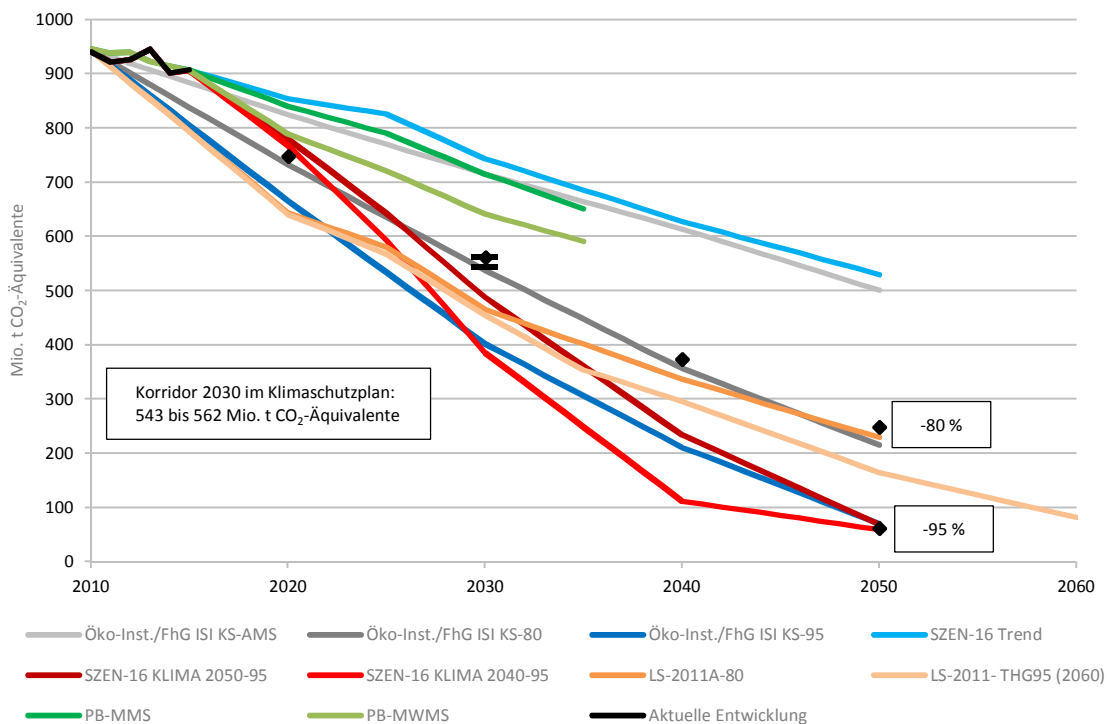
38. Im Energiekonzept der Bundesregierung wird das Klimaschutzziel zum alleinigen quantitativen Oberziel, da die Stromerzeugung aus Kernenergie bis zum Jahr 2030 vollständig beendet sein soll. Daneben stehen die qualitativen Ziele Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit. Aus Sicht der Expertenkommission zählt hierzu auch die Umweltverträglichkeit. Bezogen auf das Jahr 2030 wird das Klimaschutzziel auf der strategischen Ebene (Kernziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz) bisher lediglich mit der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 30 % unterlegt (2020: 18 %). Ein explizites Ziel zur Steigerung der Energieeffizienz gibt es noch nicht, sondern dies 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 % ebenfalls nur ein Ziel quantifiziert.⁵ Die Endenergieproduktivität soll um durchschnittlich 2,1 % pro Jahr im Zeitraum 2008-2050 erhöht werden.

39. Die Expertenkommission möchte deshalb eine denkbare Zielfortschreibung bis zum Jahr 2030 herausarbeiten und dadurch der weiteren Diskussion einen wichtigen Impuls geben. Grundlage dieses Vorschlags sind verschiedene Szenarien, die sich an einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 orientieren. Abbildung 7 stellt dazu die Szenarien „SZEN-16 Trend“, „SZEN-16 Klima 2050-95“ (Minderung um etwa 95 % bis 2050) und „SZEN-16 Klima 2040“ (praktisch keine Treibhausgasemissionen im Stromsektor bis 2040 und Minderung insgesamt um 95 % bis 2050) aus Nitsch (2016), die Szenarien „Öko-Institut./FhG ISI KS-AMS“ (Trend), „Öko-Institut./FhG ISI KS-80“ (Minderung um etwa 80 %) und „Öko-Institut./FhG ISI KS-95“ (Minderung um 95 %) aus Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015), die Szenarien LS-2011A-80 (Minderung um 80 %) und LS-THG95 (Minderung um 95 % bis 2060) der Leitstudie aus DLR/IWES/IfnE (2012) sowie das „Mit-Maßnahmen-Szenario (PB-MMS)“ und das „Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario“ (PB-MWMS) des ergänzten Projektionsberichts 2015 (BMUB, 2016b) den Zielen des Energiekonzepts und des Klimaschutzplans 2050 sowie der aktuellen Entwicklung (UBA, 2016a) gegenüber.

⁵ Für die Sparten der erneuerbaren Energien besteht ein explizites Ziel für den Ausbau der Windenergienutzung auf See von 15.000 MW.

40. Beim Blick über das Jahr 2020 hinaus ist nicht zu übersehen, dass das Ziel für 2030, die Treibhausgasemissionen bis dahin um mindestens 55 % gegenüber 1990 zu senken, schon für sich genommen sehr ambitioniert ist. Bedeutet es doch selbst bei einer Zielerfüllung für 2020 eine Emissionsreduktion innerhalb nur einer Dekade um 25 % bzw. um fast 190 Mio. t CO₂-Äquivalente. Aus der aktuellen Perspektive (2015) muss in den kommenden 15 Jahren das erreicht werden, was in den vergangenen 25 Jahren einschließlich des Wiedervereinigungseffekts geschafft wurde.

Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf der Treibhausgasemissionen in verschiedenen Szenarien und prozentuale Minderung gegenüber 1990



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015), Nitsch (2016), DLR/IWES/IfnE (2012), BMUB (2016b) und UBA (2016a)

41. Aus Abbildung 7 wird deutlich, dass Szenarien, die langfristig eine 95 %-Minderung gegenüber 1990 anstreben, bereits 2030 eine deutlich stärkere Reduktion vorsehen als das Energiekonzept der Bundesregierung. Hierzu sei auf die Diskussion im nachfolgenden Kapitel 2.4 zum 1,5-Grad-Ziel verwiesen. Im Vordergrund sollen zunächst Szenarien stehen, die von einer Treibhausgasminde- rung um 80 % bis 2050 ausgehen. Dem setzt die Bundesregierung mit dem aktuell beschlossenen Klimaschutzplan 2050 (BMUB, 2016a) sektoral konkretisierte Ziele entgegen, die in ihrer Summe bis zum Jahr 2030 zu einer Reduktion gegenüber 1990 von 55-56 % führen. Der Klimaschutzplan erteilt damit aber andererseits den dargestellten, ambitionierteren Klimaschutzpfaden zu- mindest für 2030 eine Absage.

42. Wie Tabelle 4 zeigt, sind nach dem Klimaschutzplan 2050 die mit Abstand größten Treibhausgasminde- rungsbeiträge in der Energiewirtschaft zu leisten. In absoluten Größen muss hier etwa genauso viel erreicht wer- den, wie in den Sektoren Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft zusammen. Auch im Verkehr ist die Minderung besonders vor dem Hintergrund der bisherigen Entwicklung sehr anspruchsvoll. Die Expertenkom- mission begrüßt die sektorale Konkretisierung des Klimaschutzziels, vermisst aber eine nachvollziehbare Erläu-

terung der Grundlagen, auf denen die Konkretisierungen fußen. So wird z. B. nichts darüber gesagt, ob die sektorale Aufteilung des Klimaschutzziels aus Sicht einheitlicher Grenzvermeidungskosten als ökonomisch effizient gelten darf. Denn grundsätzlich sollte dort am meisten reduziert werden, wo die kostengünstigsten Minderungsoptionen bestehen. Vielleicht sind aber auch andere Aspekte in die Überlegungen der Bundesregierung eingeflossen, doch auch dazu enthält der Klimaschutzplan keine konkreten Aussagen. Aufgrund der mit der Umsetzung der Ziele verbundenen beträchtlichen Tragweite für die Adressaten, aber auch für Wirtschaft und Gesellschaft insgesamt, ist es aus Sicht der Expertenkommission unerlässlich, zeitnah ein hohes Maß an Transparenz und Legitimität zu schaffen.

43. Hilfsweise wird für die nachfolgenden Überlegungen davon ausgegangen, dass das Bundesumweltministerium als federführendes Ressort bei der Erstellung des Klimaschutzplans auf Untersuchungen zurückgegriffen hat, die es selbst beauftragt hat. Deshalb sind in Tabelle 4 zwei in Frage kommende Untersuchungen angegeben, die mit entsprechenden Modellierungen hinterlegt sind: es handelt sich zum einen um den 2. Endbericht zum „Klimaschutzszenario 2050“ vom Dezember 2015 (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015), der in der Szenariovariante KS-80 (Treibhausgasminderung bis 2050 gegenüber 1990 ca. 80 %) eine recht gute Übereinstimmung mit dem Klimaschutzplan 2050 für das Jahr 2030 zeigt. Hier ist allerdings darauf hinzuweisen, dass u. a. von einem relativ starken Anstieg der Preise für Emissionsberechtigungen im europäischen Emissionshandelssystem auf 50 Euro₂₀₁₀/EUA ausgegangen wird. Beim zweiten Szenario handelt es sich um das sog. „Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)“ aus dem ergänzten Projektionsbericht 2015 gemäß der Verordnung (EU) Nr. 525/2013/EU (BMUB, 2016b). Das Szenario berücksichtigt die – aus Sicht der Expertenkommission optimistischen – Wirkungen des im Dezember 2014 beschlossenen Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 und des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (der Preis für Emissionsberechtigungen im Jahr 2030 wird mit 37 Euro/EUA angenommen). Obwohl das Szenario das Klimaschutzziel verfehlt – die Treibhausgasminderung beträgt nur knapp 49 % – wird es im Weiteren mitgeführt, denn daraus ergeben sich Anhaltswerte für zusätzliche Maßnahmenbereiche.

44. Hinter den sektorspezifischen Reduktionsvorgaben stehen mitunter gravierende (positive wie auch negative) Auswirkungen auf die Handlungsspielräume und Arbeitsplätze vieler Energie- und Zulieferunternehmen. Daher ist es aus Sicht der Expertenkommission fraglich, ob derartige Festlegungen allein durch einen ministeriellen Verwaltungsakt Legitimationskraft erhalten können. Es sei daran erinnert, dass beispielsweise der Ausstieg aus der Kernenergie, der Netzausbau oder die vorzeitige Stilllegung von Braunkohlekraftwerken auf Basis von Bundesgesetzen erfolgt. Die Reichweite der wirtschafts- und gesellschaftspolitischen Auswirkungen der in Tabelle 4 genannten Sektorziele dürfte aller Voraussicht wesentlich weitreichendere Folgen für Wirtschaft und Gesellschaft haben. Im Herbst 2016 fehlte die Zeit zu einer parlamentarischen Behandlung des Klimaschutzplans mit seinen Sektorzielen. Um hier kein Legitimationsdefizit entstehen zu lassen, sollte dies aber so schnell wie möglich nachgeholt werden.

Tabelle 4: Emissionen und Minderung nach Handlungsfeldern im Jahr 2030 in Mio. t CO₂ und prozentual gegenüber 1990 bzw. 2014

Handlungsfelder ¹		Energie- wirtschaft	Gebäude	Verkehr	Industrie	Landwirt- schaft	Übrige	Gesamt
1990	Mio. t CO ₂ -Äq.	466	209	163	283	88	39	1248
2014	Mio. t CO ₂ -Äq.	358	119	160	181	72	12	902
Klimaschutz- plan	Mio. t CO ₂ -Äq.	175-183	70-72	95-98	140-143	58-61	5	543-562
	Minderung ggü. 1990 in %	61-62	66-67	40-42	49-51	31-34	87	55-56
	Minderung ggü. 2014 in %	49-51	39-41	39-41	21-23	15-19	58	38-40
Klimaschutz- szenario 2050 KS-80	Mio. t CO ₂ -Äq.	177	77	95	123	61	5	538
	Minderung ggü. 1990 ² in %	62	63	42	57	31	86	57
	Minderung ggü. 2014 ² in %	51	35	41	32	15	55	40
Projektions- bericht MWMS	Mio. t CO ₂ -Äq.	225	72	119	147	72	6	641
	Minderung ggü. 1990 ² in %	52	65	27	48	18	84	49
	Minderung ggü. 2014 ² in %	37	39	25	19	0	47	29

[1] Sektorzuschnitt entsprechend Klimaschutzplan. Abweichend von diesem Sektorzuschnitt sind im KS-80 und MWMS die energiebedingten Emissionen aus Land-, Forstwirtschaft und Fischerei im Handlungsfeld Gebäude (Teil des GHD) enthalten.

[2] Bezug zu Ausgangswerten 1990 und 2014 im Klimaschutzplan. Aufgrund der dem Klimaschutzplan zugrundeliegenden aktuelleren Datenbasis können sich geringe Abweichungen ergeben.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BMUB (2016a, 2016b) und Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015)

2.2 Energiebezogene Zielsetzungen für das Jahr 2030

45. Ergänzend zur sektoralen Minderung von Treibhausgasemissionen und damit der Akteursebene ist für die Fortschreibung des Zielsystems des Energiekonzepts bis zum Jahr 2030 von Bedeutung, wie sich der fossile Energiemix entwickeln soll sowie welche Anforderungen sich für die Reduktion des Endenergieverbrauchs und den Ausbau der erneuerbaren Energien ergeben (vgl. Kapitel 0 und Kapitel 5). Weil der Klimaschutzplan 2050 darauf nicht explizit eingeht, werden im Folgenden für eine erste grobe Abschätzung die bereits in Abbildung 7 dargestellten Szenarien, das KS-80 (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015) und das „Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario“ (MWMS) des ergänzten Projektionsberichts 2015, herangezogen. In Tabelle 5 werden beide Untersuchungen zunächst den z. T. bis 2030 interpolierten Zielen des Energiekonzepts für das Jahr 2030 gegenüber gestellt. Zum Vergleich sind dort auch zwei ältere Szenarien dargestellt: das Zielszenario der Energiereferenzprognose aus dem Jahr 2014 (Prognos/EWI/GWS, 2014) und das Szenario IA, das seinerzeit als eines von mehreren Szenarien zur Vorbereitung des Energiekonzepts der Bundesregierung erstellt wurde. Die Szenarien zeigen mit Blick auf das Jahr 2030 für einige zentrale Größen eine recht gute Übereinstimmung, so dass sich in erster Näherung offenbar einige „robuste“ Zielgrößen ableiten lassen, die kompatibel mit einer linearen Interpolation der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung bis zum Jahr 2030 sind. Dies gilt z. B. für die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf etwa 30 % und die Reduktion des Primärenergieverbrauchs um etwa ein Drittel gegenüber dem Basisjahr 2008. Andererseits zeigen sich auch Unterschiede. Dies

betrifft beispielsweise die Bedeutung erneuerbarer Energien im Verkehr, die sich insbesondere in der Untersuchung aus dem Jahr 2010 noch optimistischer darstellte als in den aktuelleren Studien.

46. Aus der näheren Betrachtung des „Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenarios (MWMS)“ des Projektionsberichts ergeben sich für die nächsten 15 Jahre zwei zentrale Handlungsfelder (Abbildung 8): die Reduktion des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden um etwa ein Viertel und der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung auf einen Anteil von über 60 % am Bruttostromverbrauch, der praktisch vollständig durch die Windnutzung an Land und auf See (durchschnittlicher Leistungszuwachs über 2 GW/Jahr) sowie die Nutzung der Photovoltaik (Leistungszuwachs ca. 1,5 GW/Jahr) getrieben wird. Trotz dieser durchaus ambitionierten Entwicklung ist darauf hinzuweisen, dass

- weder das Klimaschutzziel für 2030 erreicht wird (Minderung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um knapp 49 % statt um mindestens 55 %)
- noch das Ziel des Richtlinienvorschlages der EU-Kommission vom Juli 2016 zur Reduktion der Treibhausgasemissionen im Nicht-ETS-Sektor (Minderung gegenüber 2005 um 30 % statt um 38 %).

Tabelle 5: Vergleich verschiedener Szenarien mit den quantitativen Zielen des Energiekonzeptes der Bundesregierung für das Jahr 2030

	IST 2015	Energiekonzept der Bundesregierung (2010)	Energieszenarien für ein Energiekonzept Szenario IA (2010)	Energie-referenzprognose Zielszenario (2014)	Projektionsbericht MWMS (2016)	Klimaschutz-szenario 2050 KS-80 (2015)
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990) ¹	-27,2 %	mind. -55 %	-59 %	-56 %	-49 %	-57 %
Anteil Erneuerbare Energien						
am Bruttoendenergieverbrauch	14,9 %	0,3	0,33	0,35	-	0,29
am Bruttostromverbrauch	31,6 %	mind. 50 %	0,48	0,62	0,64	0,6
am Wärmeverbrauch	13,2 %	-	-	-	-	-
im Verkehrsbereich	5,2 %	-	0,3	0,2	0,1	0,12
Effizienz und Verbrauch						
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-7,6 %	(-30 %) ²	-33 %	-34 %		-33 %
Endenergieproduktivität (2008-2050)	1,3 %/Jahr (2008-2015)	2,1 %/Jahr (2008-2050)	1,9 %/Jahr (2008-2030)	2,5 %/Jahr (2011-2030)		2,0 %/Jahr
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-4,0 %	(-15 %) ²	-17 %	-18 %	-16 %	-13 %
Endenergieverbrauch Verkehr (ggü. 2005)	1,3 %	(-20 %) ²	-17 %	-22 %	-18 %	-34 %
Primärenergiebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-	(-42 %) ²	-	-	-	-

[1] Die Szenarien für ein Energiekonzept sowie die Energiereferenzprognose betrachten nur die energiebedingten Emissionen.

[2] Linear interpolierter Zielwert.

[3] Ohne Berücksichtigung der Mehrfachanrechnung von Biokraftstoffen aus Reststoffen und EE-Strom.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Prognos/EWI/GWS (2010, 2014), BMUB (2016b) und Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015)

47. Der Projektionsbericht bleibt damit deutlich hinter dem Anspruch des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung zurück. Als geeignetere Näherung kann jedoch das o. g. Klimaschutzszenario KS-80 herangezogen werden, das im Wesentlichen kompatibel mit den sektoralen Treibhausgasminderungen des Klimaschutzplans

ist (vgl. Tabelle 4). Die gegenüber dem Projektionsbericht erforderliche zusätzliche Treibhausgasreduzierung wird hier einerseits durch einen stärkeren Rückgang der Kohleverstromung erreicht. Gegenüber 2012 wird sie halbiert, während der Projektionsbericht nur von einer Reduktion um gut 40 % ausgeht. Dies führt zu einer Reduktion der THG-Emissionen um knapp 90 Mio. t CO₂, so dass allein dadurch etwa die Hälfte der gesamten THG-Reduktion in der Energiewirtschaft erreicht wird. Zum anderen geht das Klimaschutzszenario KS-80 davon aus, dass im Bereich Energieeffizienz deutlich stärkere Fortschritte erzielt werden. Dies gilt in allererster Linie für den Verkehrsbereich. Die Energieeinsparung muss hiernach gegenüber dem Projektionsbericht nochmals verdoppelt werden, so dass der Verkehr (trotz erwartbar steigender Verkehrsleistung) seinen Energiebedarf um ein Drittel reduzieren muss (etwa -200 TWh). Dies geht mit einer zunehmenden Elektrifizierung einher. Im Jahr 2030 würde danach z. B. jeder sechste Pkw über einen elektrischen Antrieb verfügen (ca. 6 Mio. Fahrzeuge), was auch dem Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung entspricht. Ein weiteres Element bildet die Nutzung regenerativer Wärme, die im Vergleich zum Projektionsbericht stärker zunimmt, während die Bereitstellung regenerativen Stroms und regenerativer Kraftstoffe im Wesentlichen gleich angenommen wird. Im Ergebnis wird das Klimaschutzziel 2030 erreicht.

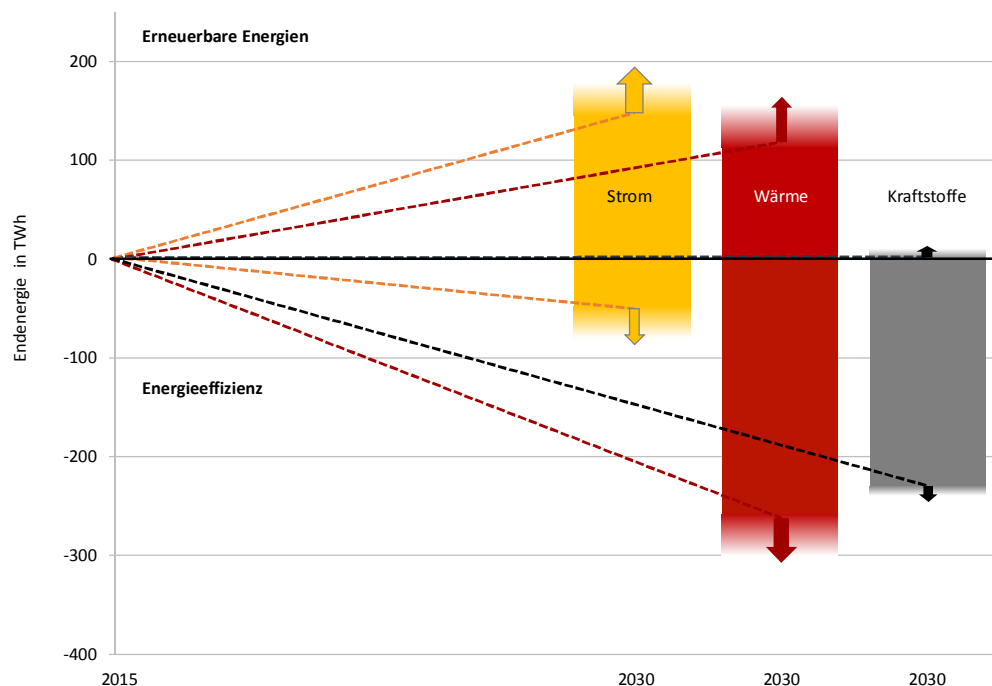
48. Neben der Frage, wie diese Entwicklungen realisiert werden können, stellt sich auch die Frage nach den intrasektoralen und intersektoralen Substitutionspotenzialen, d. h. nach den Alternativen für den Fall, dass einzelne Ziele eines solchen Szenarios nicht vollständig erreicht werden. Ein Beispiel hierfür ist die Kompensation ausbleibender Effizienzfortschritte beim Stromverbrauch durch einen weiteren Ausbau der regenerativen Stromerzeugung. Das Klimaschutzszenario KS-80 geht davon aus, dass der Bruttostromverbrauch von derzeit 593,8 TWh (2015) auf 533 TWh zurückgeführt wird, obwohl gleichzeitig eine nennenswerte Nachfrage durch den Ausbau der Elektromobilität (zusätzlicher Strombedarf ca. 18 TWh) und den Ausbau von Wärmepumpensystemen usw. entsteht (insgesamt im Bereich um 40 TWh). Dies bedeutet, dass im Bereich der „klassischen Stromverbraucher“ der Strombedarf in den nächsten 15 Jahren um etwa 20 % oder 100 TWh reduziert werden müsste. Sollte dies nicht gelingen, müsste im Extremfall die Stromeinsparung vollständig durch eine zusätzliche regenerative Stromerzeugung kompensiert werden. Dies würde eine Erhöhung des o. g. jährlichen Nettozubaus von erneuerbarer Erzeugungsleistung auf etwa 6 GW erfordern – unabhängig davon, ob dies aus ökonomischen, infrastrukturellen oder Akzeptanzgründen sinnvoll oder möglich ist. Zu beachten ist auch, dass die Potenziale von Sonne und Wind nicht unbegrenzt sind. Würden sie bereits 2030 weitgehend ausgeschöpft sein, stünden sie nicht mehr zur Verfügung, um zu einem Erreichen der weitergehenden Klimaschutzziele beizutragen. Dies gilt vor allem für die Deckung der zunehmenden „neuen“ Stromnachfrage, insbesondere im Verkehr – perspektivisch auch in Form strombasierter, gasförmiger und flüssiger Kraftstoffe (Power-to-Gas, Power-to-Liquid) speziell für den Güter- und Luftverkehr. Denn im Verkehr dürfte es aus Nachhaltigkeitsüberlegungen heraus nur sehr begrenzt möglich sein, die Beiträge aus biogenen Kraftstoffen wie Biodiesel oder Bio-Ethanol zu erhöhen, sei es aus inländischer Produktion oder durch Import.

49. Im Wärmebereich erscheint es hingegen eher möglich, Zielverfehlungen bei der Energieeffizienz zumindest teilweise durch eine verstärkte Erschließung regenerativer Quellen zu kompensieren. Dies gilt für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme für die Beheizung von Gebäuden, für Biomasse auch zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie. Der Minderung des Endenergiebedarfs für Wärme, die sich im Klimaschutzszenario KS-80 allein für den Bereich der Gebäude auf etwa 200 TWh bis 2030 beläuft, steht aber bereits eine angesetzte deutliche Zunahme der regenerativen Wärme um annähernd 100 TWh bzw. 60 % gegenüber. Diese Steigerung wurde zwar auch in den vergangenen fünfzehn Jahren erreicht, allerdings dürfte die Fortsetzung dieses Wachstums in Zukunft deutlich schwieriger werden, weil der weitaus größte Teil des inländischen Potenzials biogener Energieträger heute bereits genutzt wird. Insofern erscheint hier auch langfristig nur eine begrenzte Zunahme um insgesamt etwa 20 % realistisch. Weitere Zubaupotenziale verbleiben somit im Bereich der

Umgebungswärme und Solarthermie, insbesondere auch in Verbindung mit Nahwärmenetzen. Das Szenario unterstellt hier eine Wachstumsrate von durchschnittlich etwa 10 % pro Jahr. Eine Beschleunigung des Ausbaus erscheint grundsätzlich vorstellbar, sofern dafür entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden. Bei einem Wachstum von 15 % pro Jahr könnten beispielsweise zusätzlich etwa 70 TWh regenerative Wärme bereitgestellt werden, die rechnerisch immerhin eine Zielverfehlung bei der Gebäude-Energieeffizienz von einem Drittel ausgleichen könnten.

50. Insgesamt folgt aus diesen Überlegungen, dass die Ziele zur Energieeffizienz und den erneuerbaren Energien weitgehend parallel erfüllt werden müssen, um neben dem Erreichen des Klimaschutzziels für 2030 einerseits die Voraussetzungen für die Erreichbarkeit längerfristiger Ziele zu schaffen und andererseits, weil Zielverfehlungen in einzelnen Bereichen nur sehr eingeschränkt durch eine Übererfüllung in anderen Bereichen kompensiert werden können. Vor dem Hintergrund der bisherigen Entwicklung gilt dies insbesondere für die Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr. Abbildung 8 zeigt dazu mögliche Veränderungen des Endenergieverbrauchs durch Effizienzmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015 mit einer Einschätzung zu den Flexibilitäten.

Abbildung 8: Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015) und BMUB (2016b)

51. Unter der Maßgabe, dass die Verstromung von Kohle um mindestens 50 % reduziert wird, lässt sich somit folgendes Zieltabelleau als eine von mehreren denkbaren, konsistenten Varianten für die Fortschreibung bzw. kohärente Weiterentwicklung des Energiekonzepts für das Jahr 2030 formulieren. Die Expertenkommission möchte mit den folgenden Orientierungswerten einen Impuls geben:

- Das Ziel zur Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % gegenüber 1990 sollte beibehalten und um das Ziel des Vorschlags der EU-Kommission zur sog. Entscheidung zur Lastenteilung (Effort Sharing Regulation) von -38 % im Nicht-ETS-Sektor gegenüber 2005 ergänzt werden.

- Das Ziel einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 30 % sollte beibehalten werden.
- Das Ziel einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 50 % sollte auf einen Anteil von etwa 60 % angehoben werden.
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme sollte fortgeschrieben und auf 30 % angehoben werden.
- Das für 2020 bestehende EU-Ziel zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger am Endenergieverbrauch des Verkehrs in Höhe von 10 % sollte auf 12 % angehoben werden. Dabei sollte jedoch die Möglichkeit der Mehrfachanrechnung für bestimmte Energieträger entfallen und beim Einsatz von Strom nur der regenerative Anteil berücksichtigt werden.
- Das für 2020 bestehende Ziel zur Senkung des Bruttostromverbrauchs gegenüber dem Basisjahr 2008 um - 10 % sollte aufgrund der zunehmenden Bedeutung neuer Stromanwendungen 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 (inklusive Prozesswärme) beziehen und für 2030 im Bereich von -30 % angesiedelt werden (ohne Stromeinsatz für Wärme).
- Das 2020-Ziel zur Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr gegenüber dem Basisjahr 2005 sollte fortgeschrieben und im Bereich von -35 % angesiedelt werden.

Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, diese Überlegungen für die anstehende Zieldefinition zu berücksichtigen und möglichst bald einen breiten Konsens dazu anzustreben.

2.3 Maßnahmen zur Zielerreichung 2030

52. Im Monitoring-Bericht werden Maßnahmen benannt und analysiert, die helfen sollen, die Lücken beim Erreichen der Klimaschutzziele 2020 zu schließen. In ihren Wirkungen und Ausgestaltungen bleiben sie aber meist unklar. Dabei erkennt die Expertenkommission die Anstrengungen der Bundesregierung ausdrücklich an. Beispielsweise werden mit dem NAPE zusätzliche Energieeffizienzsteigerungen anvisiert und mit der Einführung einer Klimareserve aus Kohlekraftwerken konnte ein Kompromiss mit der Elektrizitätswirtschaft erwirkt werden. Für die Zielerreichung 2020 bzw. 2030 sind nichtsdestotrotz weitergehende Maßnahmen notwendig, die auf nationaler oder europäischer Ebene implementiert werden können. Dabei besteht die Gefahr, dass das Ausmaß und die Intensität der Handlungsnotwendigkeiten zur Zielkonformität die Möglichkeiten zur Problemlösung der Regierung wie auch Gesellschaft übersteigen. Die erforderlichen Maßnahmen könnten nicht die Akzeptanz in der Gesellschaft bzw. in den jeweils betroffenen Gruppen finden. Die Umsetzung wird dann behindert oder sogar gänzlich verhindert.

53. Vor diesem Hintergrund regt die Expertenkommission an, mittels einer allgemeinen CO₂-Bepreisung einen Neustart in der Energiewende-Förderlandschaft zu wagen: Derzeit bestehen die deutschen Fördersysteme aus einer Vielzahl von kleinteiligen Regelungen, Ausnahmen und Förderungen – nicht zuletzt aufgrund bestimmter Partikularinteressen. Aus Effizienzgesichtspunkten wäre jedoch ein einheitlicher und umfassender Lenkungsmechanismus wünschenswert. Deshalb wird eine allgemeine CO₂-Bepreisung vorgeschlagen, um einen grundsätzlichen langfristigen Rahmen für die Transformation zu setzen.

54. Wenn Märkte nicht funktionieren, bedarf es eines staatlichen Eingriffs, um das ineffiziente Marktergebnis zu korrigieren. So berücksichtigen Individuen in ihren Entscheidungen z. B. nicht, dass der Ausstoß von Treibhausgasen negative Auswirkungen auf Dritte hat oder dass bei der Entwicklung neuer Effizienztechnologien auch

Spill-overs entstehen können. Für die Erreichung von wirtschaftspolitischen Zielen werden mindestens so viele eigene Instrumente wie Ziele benötigt. Mehrere Ziele mit einem Instrument zu erreichen, ist nach dieser Regel nicht zu empfehlen. Doch ebenso wenig ist die Verwendung mehrerer Instrumente zur Erreichung eines einzelnen Zieles sinnvoll – eines davon ist im besten Fall überflüssig, üblicherweise wird es ökonomische Mehrkosten verursachen. Geht es also ausschließlich um die Reduzierung von Treibhausgasemissionen unter gegebenen technischen Rahmenbedingungen zu geringstmöglichen Kosten, so genügt allein ein umfassender Emissionshandel oder eben eine umfassende CO₂-Abgabe.

55. Mehrere Instrumente können trotzdem ökonomisch geboten sein, wenn etwa neben der Treibhausgasemission weitere Marktversagenstatbestände vorliegen. Die ergänzenden Instrumente sind dann auf die anderen Marktunvollkommenheiten etwa im Gebäudebereich, im Verkehr oder bei den Erneuerbaren zuzuschneiden. Neben das Leitinstrument der CO₂-Bepreisung treten komplementäre Instrumente: Bei der Bewertung ergänzender Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien sind etwa nicht-kompensierte Wissens-Spill-overs bei der Entwicklung innovativer Technologien zu beachten. Forschung und Entwicklung, Innovationen, Diffusion und Adoption neuer CO₂-armer Technologien können einen höheren Nutzen für die Gesellschaft schaffen als für den einzelnen Akteur. Außerdem ist das Energiesystem durch hohe Investitionsrisiken, Pfadabhängigkeiten und Lock-ins gekennzeichnet, die potenzielle Ineffizienzen und ergänzende staatliche Eingriffe nach sich ziehen können. Im Verkehrsbereich kann neben der Berücksichtigung von Wissens-Spill-overs im Innovationsprozess die Unterstützung des Marktaufbaus der erforderlichen Infrastrukturen für die alternativen Treibstoffe Elektrizität, Wasserstoff und Erdgas ökonomisch geboten sein. Schließlich können im Gebäudebereich Marktversagenstatbestände in Form von Finanzierungsrestriktionen, begrenzter Rationalität oder fehlender bzw. asymmetrischer Informationen bei der energetischen Erneuerung bestehen. Dies kann etwa die Festlegung von Labels oder verstärkte Energieberatung rechtfertigen. Wie ein solcher ökonomisch sinnvoller Instrumentenmix aussehen könnte, wird später im Verkehrsbereich herausgearbeitet. Wichtig ist dabei, genau die Zielsetzung des Politikeingriffs zu benennen, um Instrumente treffsicher einsetzen zu können und die Gefahr des Politikversagens im Design des Instrumentenmixes zu reduzieren (Löschel, 2015, Löschel und Schenker, 2016).

Europäische Maßnahmen

56. Der bevorzugte Ansatzpunkt wäre hierbei die europäische Ebene, insbesondere das gemeinsame europäische Klimainstrument, der EU-Emissionshandel (European Trading System ETS). Im Vergleich zu nationalen Anstrengungen zur Erreichung von Emissionszielen und zu den internationalen Bemühungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls ist der europäische Emissionshandel außerordentlich erfolgreich. Wenn die EU im Jahre 2020 das angestrebte 20 %-Reduktionsziel erreichen wird, ist dies auch maßgeblich diesem Instrument zu verdanken. Das EU ETS konnte die Emissionen im Zeitraum 2005-2007 (Phase I) um etwa 3-6 % pro Jahr gegenüber der Referenzentwicklung senken (Martin et al., 2014, 2016). Im Zeitraum 2008-2012 (Phase II) konnte das EU ETS die CO₂-Intensität pro Jahr um mehr als 8 Prozentpunkte reduzieren (Petrick und Wagner, 2014). Zudem sind die CO₂-armen Innovationen von Firmen im ETS um 10 % angestiegen und auch die Zahl der Patentanmeldungen ist höher (Calel und Dechezleprêtre, 2014). Gleichzeitig gibt es keine Evidenz für negative Auswirkungen des EU ETS auf Umsätze, Produktion, Exporte oder Beschäftigte der regulierten Unternehmen (Petrick und Wagner, 2014). Das europäische Emissionshandelssystem erreicht also seinen Hauptzweck: Die Emissionen emissionshandelspflichtiger Anlagen werden kosteneffizient auf das vorgegebene Ziel für 2020 von -21 % gegenüber 2005 reduziert.

57. Auch wenn die geringere Produktion infolge der Wirtschaftskrise ab 2008, die Gutschriften aus den flexiblen Kyoto-Mechanismen und die Förderung erneuerbarer Energien zu einem substantiellen Überschuss an freien Zertifikaten, der bereits größer ist als die jährlichen Emissionen im ganzen EU ETS (Agora, 2015, Koch et al., 2014), beigetragen haben: dass der CO₂-Preis seit einigen Jahren zwischen 5 und 10 Euro/t CO₂ pendelt, trotz diverser politischer Interventionen innerhalb der laufenden Emissionshandelsperiode, ist eben auch ein Beleg

für das Erreichen des mit dem ETS angestrebten Klimaziels. Beim EU ETS als Mengensteuerungsinstrument darf der resultierende CO₂-Preis bei der Beurteilung dieses Instruments eigentlich keine Rolle spielen. Es fragt sich aber, ob die langfristigen Zielsetzungen durch den angestrebten Zielpfad effizient erreicht werden. Werden ausreichende Anreize für langfristige Investitionen und Innovationen geschaffen? Dies dürfte bereits heute zukünftige Möglichkeiten der Emissionsminderung determinieren. Es besteht die Gefahr von Lock-in-Effekten, wenn aufgrund der Nutzungsdauer von langlebigen Anlagegütern ein Umstieg auf emissionsärmere Technologien um mehrere Jahre verschoben wird.

58. Als erste gemeinschaftliche Handlungsoption zur Verschärfung der Anreizwirkung im ETS wäre eine Verschärfung des Reduktionsziels bis 2030 zu nennen. Die Anpassung könnte durch Stilllegung von Zertifikaten, etwa der Überschüsse innerhalb der Marktstabilitätsreserve, erbracht werden. Bisher zielen die Maßnahmenpakete nur auf eine zeitliche Verschiebung der Nutzung ab, ohne an der Stringenz etwas zu ändern. Für die kommende Handelsperiode 2021 bis 2030 hat die EU-Kommission für das ETS einen Reduktionskorridor von jährlich 2,2 % vorgeschlagen. Noch wäre es möglich, diese Vorgabe im Lichte des Paris-Abkommens 2015 zu verschärfen. Wenn die kommende Handelsperiode einmal angelaufen ist, sollte die Politik keine solchen Interventionen mehr vornehmen, weil damit das für die Funktionsfähigkeit des ETS-Marktes notwendige Vertrauen verspielt würde.

59. Aus deutscher Perspektive entsteht das zusätzliche Problem, dass die nationalen Ziele ambitionierter sind als diejenigen auf europäischer Ebene. Das aktuell geringe Preisniveau von unter 10 Euro/EUA steht der deutschen Zielerfüllung entgegen. Sollen die deutschen Klimaziele erreicht werden, sind zusätzliche nationale Preisanreize wohl unumgänglich. Wiederum ist grundsätzlich aus Effizienzgründen ein gemeinsames europäisches Vorgehen einem nationalen Alleingang vorzuziehen. Aufgrund der Verflechtungen im europäischen ETS führen rein nationale Maßnahmen sonst weitestgehend nur zu einer Verschiebung von Emissionen über die Landesgrenzen der einzelnen ETS-Mitgliedsstaaten (Löschel, 2014, Clò et al., 2013).

60. Als weitere Option regt die Expertenkommission wiederum an, zu prüfen, ob eine Integration des Verkehrssektors in den EU-Emissionshandel einen wichtigen Impuls für eine übergreifende Strategie für eine klimaneutrale Ökonomie liefern könnte. Technisch könnte dies einfach durch eine Verpflichtung zum Zertifikate-Kauf beim Absatz von Mineralöl und Mineralölprodukten erfolgen. Raffinerien und Tankstellen würden dann die Kosten an Endkunden weiterreichen.⁶ Die Kosteneffekte auf den Benzinpreis wären relativ gering⁷, die Interaktion mit anderen ETS-Teilnehmern, und damit der Ort wo tatsächlich Reduktionen erfolgen werden, ist schwierig abschätzbar (Öko-Institut, 2015). Letztlich sind auch weitere Rückwirkungen mit Energiesteuern zu berücksichtigen (Achtnicht et al., 2015). Der zentrale Vorteil dieses Vorschlags wäre, dass der Verkehrssektor gemeinsam mit den energieintensiven Sektoren des EU-Emissionshandels langfristig unter einen übergreifenden Emissionsdeckel gebracht wird. Daneben werden im Unterschied zu CO₂-Grenzwerten die tatsächlichen Emissionen und nicht hypothetische Emissionen in einem Testzyklus belastet, alle Optionen zur Emissionsreduktion im Verkehr aktiviert, Rebound-Effekte reduziert und durch eine einheitlichere CO₂-Bepreisung zwischen den Sektoren erhebliche Kostenersparnisse bei der Emissionsreduktion erreicht (Paltsev et al., 2016). Mit der Auktionierung der Zertifikate werden Einnahmen generiert, welche etwa zur Unterstützung alternativer Antriebstechnologien eingesetzt werden können. Im Ergebnis könnten Zertifikatüberschüsse durch die zusätzliche Nachfrage aus dem Verkehrssektor unter sonst unveränderten Bedingungen rasch abgebaut werden, da die Nachfrageelastizität im Verkehrssektor geringer als in den anderen Emissionshandelssektoren ist. Dieser Ansatz ist kompatibel mit komplementären

⁶ Ähnlich wurde bereits der Luftverkehrssektor in das EU ETS einbezogen und das Emissionshandelssystem in Kalifornien und Quebec umfasst z. B. auch den Verkehrssektor.

⁷ Weniger als 2 (7) Eurocent pro Liter bei einem Zertifikatspreis von 5 Euro (25 Euro) (Öko-Institut, 2015).

Politiken, etwa der Weiterentwicklung der CO₂-Grenzwerte, die ein Mindestmaß an technischem Fortschritt sicherstellen könnte, Mineralölsteuern oder einer an den CO₂-Emissionen ausgerichteten Kfz-Steuer. Dies bedeutet auch, dass aus Klimaschutzpolitischen Erwägungen die Setzung von CO₂-Grenzwerten zugunsten des Emissionshandels nicht aufgegeben werden müsste. Immerhin dürfte die Grenzwertsetzung bisher noch die wirksamste Maßnahme zur Emissionsminderung im Verkehr gewesen sein. Die Unregelmäßigkeiten bei den Kohlendioxid-Emissionen von Fahrzeugen wären unter einer CO₂-Steuer oder im Emissionshandel nicht aufgetreten, welche ja beim tatsächlichen Treibstoffverbrauch ansetzen.

61. Eine dritte Möglichkeit bietet die Flankierung der Mengensteuerung des EU ETS durch einen Mindestpreis oder Preiskorridor. Hybride Systeme aus Mengen- und Preissteuerung können die Stärken beider Instrumente zusammenführen. Während der Emissionshandel weiterhin die maximal erlaubte Emissionsmenge begrenzt, kann ein Mindestpreis ergänzend einen ausreichenden Kostenanreiz gewährleisten. Dabei wird gleichzeitig die Preisvolatilität vermindert und die Sicherheit für Investitionen in Vermeidungstechnologien erhöht (Wood und Jotzo 2011, Brauneis et al., 2013). Effektiv wirkt der Mindestpreis oder Preiskorridor damit als eine Verschärfung des Gesamtreduktionsziels, jedenfalls sofern der Mindestpreis dauerhaft über dem Marktpreis liegt. Die resultierenden Emissionsreduktionen sind bei einer Preissteuerung nicht exakt zu schätzen und unterliegen dynamischen Einflüssen wie technologischem Fortschritt und Konjunkturschwankungen. Ein Vorteil wäre jedoch die relativ schnelle technische Umsetzbarkeit eines Mindestpreises etwa als Aufschlag oder Steuer auf den Zertifikatspreis. Eine Erweiterung mit einem Höchstpreis zu einem Preiskorridor könnte zudem die Prognosesicherheit stärken und eine zu hohe Belastung der Akteure, insbesondere der Unternehmen im internationalen Wettbewerb, verhindern. Die Bundesregierung hat im Klimaschutzplan die in früheren Fassungen erhobene Forderung nach einem Mindestpreis für Treibhausgaszertifikate in der EU leider aufgegeben. Dies wäre eine wirksame Maßnahme, die eine effiziente Zielerfüllung des langfristigen EU-Klimazieles gesichert hätte.

Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, sich für eine Stärkung des europäischen Emissionshandels durch eine Anpassung des gemeinsamen europäischen Reduktionsziels, eine sektorale Ausweitung des Emissionshandels und die Einführung eines Preiskorridors zu engagieren. Allerdings erscheinen eine Verschärfung des gemeinsamen europäischen Reduktionsziels oder weitere ETS-Reformen angesichts der notwendigen politischen Prozesse und Widerstände nicht sehr wahrscheinlich.

Nationale Maßnahmen

62. Sofern ein gemeinsames europäisches Vorgehen nicht gelingt sind zusätzliche nationale Maßnahmen geboten, um die ambitionierteren deutschen Klimaschutzziele zu erreichen. In Europa hat sich seit 2013 bereits eine Reihe von Staaten, die am ETS teilnehmen, für nationale Zusatzmechanismen entschieden. In den Niederlanden erfolgte dies über die Integration von Kohle in die Energiesteuer, die zusätzlich zum ETS-Zertifikatspreis eine Zahlung von 5 Euro pro Tonne CO₂ bedeutet (FÖS, 2014). Großbritannien hat einen tatsächlichen Mindestpreis auf ETS-Zertifikate von 21 Euro pro Tonne erwirkt, der durch einen entsprechenden Aufschlag auf die Energiesteuer bei Stromerzeugung aus fossilen Energien erfolgt (FÖS, 2014). Auch die französische Regierung hat sich zu einem Mindestpreis von 30 Euro pro Tonne ab 2017 entschlossen (Canfin et al., 2016). Dies ist aus ökonomischer Sicht zunächst einmal widersinnig, da die Möglichkeit, die günstigsten Minderungsoptionen in Europa zu aktivieren, nicht genutzt wird. Das Argument ist hierbei die Erreichung des nationalen Klimaziels, wobei natürlich zu bedenken ist, dass es sich um einen globalen Schadstoff mit einem doch relativ geringen Anteil Deutschlands an den weltweiten Emissionen handelt.

63. Die nationalen Maßnahmen können unterschiedlich ausgestaltet sein, etwa als CO₂-Zuschlag zur Energiesteuer oder als Mindestpreis für ETS-Zertifikate. In jedem Fall sollten sie möglichst über alle Sektoren und Technologien wirken. Eine allgemeine CO₂-Bepreisung sichert dies und bietet die Möglichkeit, die Umlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (ca. 22,9 Mrd. Euro) und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (ca. 1,2 Mrd.

Euro), die Stromsteuern (ca. 6,6 Mrd. Euro) und ggf. weitere Energiesteuern, Umlagen etc. in ein Instrument zu integrieren und perspektivisch weitgehend zu ersetzen. In diesem Zusammenhang könnte auch die Klimareserve von Braunkohlekraftwerken wegfallen. Eine umfassende CO₂-Bepreisung bedeutet also nicht primär eine zusätzliche Belastung, sondern eine Entlastung durch den umfangreichen Effizienzgewinn. Denn die aktuell existierenden komplexen Fördermechanismen bzw. Instrumente sollten im Gegenzug auf den Prüfstand gestellt und – soweit sie nicht durch andere Marktfraktionen jenseits des Klimaproblems gerechtfertigt werden können – abgeschafft werden. Dem CO₂-Preis müssten also die abzuschaffenden Fördersysteme zunächst einmal gegengerechnet werden. Mit diesem Systemwechsel wird eine Transformation in eine klimaneutrale Ökonomie eingeleitet, welche die Belastungen der Unternehmen und Haushalte im Übergang minimiert und somit auch die langfristige Nachhaltigkeit der Transformation sichert.

64. Für diese Neuausrichtung spricht eine Vielzahl von weiteren Gründen. So ist die aktuelle Förderung erneuerbarer Energien nicht kompatibel mit der wichtigen und richtigen Idee der Sektorkopplung, da auf der einen Seite mehr Strom im Gesamtsystem integriert werden soll (um fossile Energieträger im Wärme- oder Transportsektor zu vermeiden), auf der anderen Seite die bisherige Förderung der erneuerbaren Elektrizität den Strom unattraktiv gegenüber fossilen Energieträgern macht. Auch aus Verteilungsaspekten wäre die Klima-Bepreisung vorteilhaft. Eine Bepreisung aufgrund des CO₂-Konsums belastet einkommens- und energiearme Haushalte weniger stark als die EEG-Umlage, die besonders regressiv wirkt (UBA, 2016n). Schließlich entstehen aus der CO₂-Bepreisung öffentliche Einnahmen, die etwa genutzt werden könnten, um die von den Industrieländern ab 2020 zugesagten Zahlungen für Klimaschutz und Anpassung an den Klimawandel in Entwicklungsländern zu finanzieren (Jakob et al., 2016). Natürlich bleibt zu klären, inwieweit der hier beschriebene Vorschlag politisch und gesellschaftlich umsetzbar ist. Allerdings stößt das gegenwärtige, komplexe System ebenfalls an seine politische, gesellschaftliche und wirtschaftliche Umsetzbarkeit. Die Expertenkommission ermutigt daher die Bundesregierung zum vorgeschlagenen Systemumstieg.

65. In dem Maße wie eine deutsche CO₂-Bepreisung über die Preise im europäischen Emissionshandel hinausginge, müsste sichergestellt werden, dass die deutschen Minderemissionen nicht durch die Verwendung freigelegener Zertifikate an anderer Stelle konterkariert werden. Die Expertenkommission schlägt deshalb erneut vor, dass die Bundesregierung die nationale Zielerreichung durch Kauf und Stilllegung von ETS-Emissionsrechten flankiert. Die Bundesregierung könnte dann auch unter den Vorgaben eines vergleichsweise wenig stringenten europäischen Emissionshandels ein national ehrgeizigeres CO₂-Ziel erreichen. Allerdings müsste das CO₂-Ziel in diesem Fall nicht mehr als Territorialziel auf deutscher Ebene, sondern auf europäischer Ebene interpretiert bzw. definiert werden. Durch diese Maßnahme würden sich die in Europa erlaubten Emissionen reduzieren. Die beste Lösung wäre ein EU-weit stringenterer Emissionshandel, eine mit den EU-Partnern abgestimmte und über die EU-Kommission koordinierte Stilllegung von Emissionsrechten wäre aber immer noch besser als eine ineffiziente Zielerreichung im Inland durch eine Fülle von sich überlappenden und teilweise konterkarierenden Maßnahmen. Zumindest würden so die kostengünstigsten Maßnahmen in Deutschland durchgeführt und etliche billige Minderungsoptionen im Ausland genutzt. Es wird der Bundesregierung empfohlen, nicht in einem nationalen Alleingang eine entsprechende Problemlösung anzustreben.

Kohleverstromung

66. Die Diskussion von Maßnahmen in den verschiedenen Sektoren gestaltet sich sehr unterschiedlich. Aus den Zielsetzungen des Klimaschutzplans ergibt sich für den Sektor Energiewirtschaft die Frage, wie es in den nächsten fünfzehn Jahren gelingen kann, die Kohleverstromung um mindestens 50 % zu verringern. Diese Frage ist nicht neu und findet sich bereits im Zielsenario der Energiereferenzprognose (2030: 145 TWh brutto), dem Szenario IA (140 TWh brutto) sowie zahlreichen weiteren Untersuchungen. Ein wesentlicher Treiber kann dafür die Preisentwicklung für ETS-Emissionsberechtigungen sein, der z. B. im KS-80-Szenario mit 50 Euro₂₀₁₀/EUA im

Jahr 2030 angesetzt wird (2020: 23 Euro₂₀₁₀/EUA). Ein solches Preisniveau könnte im Rahmen einer CO₂-Bepreisung durchaus ins Auge gefasst werden.

67. Die Bundesregierung hatte im März 2015 den sogenannten Klimabeitrag für ältere Kohlekraftwerke vorgeschlagen, für die ab 2017 zusätzliche ETS-Zertifikate abgegeben werden sollten, die ab 2020 einem Wert von 18-20 Euro/t CO₂ entsprechen. Stattdessen wurde im Oktober 2015 mit den Kraftwerksbetreibern die Überführung alter Braunkohlekraftwerke in eine sogenannte Sicherheitsbereitschaft vereinbart. Danach werden bis zum Jahr 2020 insgesamt 2,7 GW Leistung stillgelegt, was im Ergebnis zu einer Emissionsminderung von bis zu 12,5 Mio. t CO₂/Jahr führen soll. Dafür wird an die Kraftwerksbetreiber eine Entschädigung von 1,6 Mrd. Euro gezahlt. Aus Sicht der Expertenkommission erscheint dieser Ansatz recht willkürlich und sollte daher keine dauerhafte Lösung sein. Sie begrüßt deshalb, dass sich die Bundesregierung nachdrücklich dafür einsetzen möchte, den Emissionshandel zu stärken, „... um ausreichende Anreize zur Dekarbonisierung der Energieerzeugung sowie Planungssicherheit für Investitionsentscheidungen sicherzustellen“ und gleichzeitig „...die Anreiz- und Lenkungswirkung derzeit bestehender, hoheitlich veranlasster Energiepreisbestandteile in Form von Abgaben, Umlagen und Steuern bis Mitte 2017 überprüfen“ will (BMUB, 2016a, S. 35 f.). Die Expertenkommission hätte sich allerdings sehr viel konkretere Aussagen dazu gewünscht, in welchem Umfang die Kohleverstromung bis wann zurückgefahren werden soll und welche Instrumente dazu eingesetzt werden sollen. Dass „bei der Gestaltung dieser Entwicklung ... die Entwicklung der Arbeitsplätze und der wirtschaftlichen Perspektiven in den betroffenen Regionen berücksichtigt werden [muss]“ ist richtig und wichtig. Dafür mag auch die im Klimaschutzplan 2050 angedachte Einrichtung einer Kommission „Klimaschutz, Wachstum, Strukturwandel und Vollendung der Energiewende“ hilfreich sein. Aber dass diese erst „möglichst bis Mitte 2018 einen Vorschlag entwickeln [soll]“, wie die Klimaschutzziele erreicht und zugleich die wirtschaftliche Entwicklung und der Wohlstand in unserem Land gestärkt werden können“ wird aus Sicht der Kommission der Dringlichkeit des Themas nicht gerecht, zumal eine Reihe von Vorschlägen bereits seit längerem diskutiert werden.

68. Durch einen einheitlichen Preis für CO₂ würden im Gegensatz zu den anderen Sektoren Verkehr und Haushalte in der Stromerzeugung voraussichtlich besonders preisgünstige Minderungsoptionen gehoben werden können. Hierbei kommt insbesondere dem Ersatz emissionsintensiver Kohleverstromung, etwa durch effiziente Kohlekraftwerke, emissionsärmere Gaskraftwerke oder perspektivisch erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle zu. Die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle machte 2014 ca. ein Drittel der nationalen Emissionen aus (UBA, 2016a). In den vergangenen Jahren kam es zu der widersprüchlichen Situation, dass die Förderung der erneuerbaren Energien durch den Merit-Order-Effekt gerade Gaskraftwerke aus der Stromproduktion verdrängte. Ein ausreichend hoher CO₂-Preis (zusammen mit den allgemeinen Brennstoffpreisen) kann den Kostenvorteil von Braun- bzw. Steinkohle gegenüber Erdgas ausgleichen (CO₂-switching-Preis). Studien indizieren einen CO₂-switching-Preis bei ca. 20-40 Euro (UBA, 2012, Öko-Institut, 2014, Oei et al., 2014), er könnte bei entsprechenden Rückkopplungseffekten auf die globalen Energiepreise aber auch höher ausfallen. Im Jahr 2016 sorgten niedrige Gaspreise zeitweise dafür, dass Gaskraftwerke in der Merit-Order wieder vor den Kohlekraftwerken standen. Der CO₂-Preis dürften einen starken Lenkungseffekt insbesondere in der Stromerzeugung haben. Im Ergebnis teurere Verhandlungslösungen zur Reduktion der Kohleverstromung werden so vermieden.

Gebäude und Verkehr

69. Im Gebäudesektor sind mit der EnEV und dem EEWärmeG sowie mit den Förderprogrammen der KfW und dem MAP bereits Maßnahmen implementiert, die zum einen Standards für Neubau und Sanierung setzen und zum anderen Fördermittel bereitstellen für Anstrengungen, die über das Ordnungsrecht hinausgehen. Bei einer Implementierung eines CO₂-Preises würden diese Instrumente nicht per se überflüssig. Standards und Förderung im Gebäudebereich minimieren zumindest teilweise Markt- und Verhaltensversagen, das sich daraus ergibt, dass Investitionen in energieeffiziente Technologien nicht vorgenommen werden, obwohl sie sich für den

einzelnen Nutzer wirtschaftlich auszahlen würden (Energieeffizienz-Paradox, vgl. Kapitel 5 in EWK, 2015). Wichtige Ursachen sind etwa Liquiditätsprobleme, Informationsasymmetrien und konkurrierende Interessen etwa im Bereich des Mieter-Vermieter-Verhältnisses sowie Kurzsichtigkeit, Unachtsamkeit und Nichtinteresse. Im Gebäudereich bedeuten aber Entscheidungen, die zu höherem Energieverbrauch gegenüber einer optimalen Wahl führen, langfristig wirkende Lock-in Effekte, die normalerweise nicht durch „nachsteuern“ innerhalb eines kurzen Zeitraums (weniger als 5 Jahre) ausgeglichen werden können. Gleichzeitig bedeuten niedrige Energiepreise, dass effiziente Neubauten und Sanierungen wirtschaftlich eher uninteressant sind. Ein CO₂-Preis würde entsprechend die Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen im Effizienzbereich erhöhen und ein langfristiges Preissignal setzen. Die Förderung sollte dann die Brücke zur Wirtschaftlichkeit von hoch-effizienten Neubauten und Sanierungen schlagen (vgl. Kapitel 107).

70. Externalitäten im Verkehr werden v. a. in Bezug auf CO₂-Emissionen von Fahrzeugen durch die europäischen Emissionsstandards reguliert, die, zumindest für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge, Vorgaben für spezifische Emissionen neuer Fahrzeuge setzen. Des Weiteren hat die Kfz-Steuer eine CO₂-Komponente, die die jährliche Steuerbelastung zu einem geringen Teil von den Emissionen des genutzten Fahrzeugs abhängig macht. Die Einführung eines CO₂-Preises würde zur Erhöhung der Kraftstoffkosten und somit zur Erhöhung der nutzungsbezogenen Kosten im Verkehr beitragen. Daneben existieren Standards und eine CO₂-basierte Kfz-Steuer. Bei dauerhaften Konsumgütern stellt sich die Frage, ob Käufer nicht nur den Kaufpreis bei ihrer Kaufentscheidung betrachten, sondern auch die laufenden Kosten, insbesondere die energiebezogenen Kosten, richtig einschätzen. Empirische Evidenz zeigt, dass Autokäufer die Treibstoffkosten tendenziell unterschätzen. So kommt es zu ineffizienten Kaufentscheidungen und zum Kauf von eher zu schmutzigen Fahrzeugen. In der Literatur werden daher oft Standards gegenüber Preisinstrumenten bevorzugt (Parry, Walls und Harrington, 2007). Allerdings scheinen auch die Wirkungen von Standards von Autokäufern nicht richtig eingeschätzt zu werden und diese Fehleinschätzung könnte sogar größer sein als der Irrtum bezüglich der Kostenwirkungen der Preisinstrumente (Huse und Koptjuk, 2016). In jedem Fall erscheint in dieser Situation ein komplementärer Instrumentenmix zur Herstellung der Markteffizienz angeraten, um so die langfristigen Kostenwirkungen der Kaufentscheidung zu verdeutlichen. Weitere Externalitäten des Verkehrs erfordern zusätzliche Instrumente. So könnte z. B. die Einführung eines umfassenden Mautsystems auf die komplette Verkehrsinfrastruktur und für alle Nutzer die nutzungsabhängigen Abgaben vom Verkehr erhöhen und damit weitere negative Wirkungen internalisieren (vgl. Kapitel 4). Der Instrumentenmix muss also die Gesamtheit der Externalitäten adressieren und Fehlanreize vermeiden. Ein Beispiel hierfür ist die derzeitige geringere Energiesteuer auf Diesel gegenüber Benzin, obwohl Dieselmotoren wesentlich höhere Feinstaubemissionen in der Verbrennung erzeugen als Benzin.

71. In den Sektoren Gebäude und Verkehr schafft ein CO₂-Preis einen langfristigen und verlässlichen Rahmen für die notwendige Transformation. Da diese Sektoren durch vielfältige andere Marktversagenstatbestände gekennzeichnet sind, können komplementäre Instrumente von großer Bedeutung sein. Beispielsweise sind Investitionen in Forschung und Innovation aus gesellschaftlicher Sicht zu gering, da Forschungsexternalitäten bestehen. Netzwerkeffekte verhindern den Umstieg auf günstigere Alternativen etc. Komplementäre Instrumente sollten insbesondere auf die Entwicklung von technologischen Alternativen abzielen. Anders als im Klimaschutzplan ausgeführt fehlt aus Sicht der Expertenkommission das Wissen, wie eine Klimaneutralität langfristig tatsächlich sichergestellt werden kann. Maßnahmen eines Instrumentenmixes werden in Kapitel 107 und Kapitel 4.4 dieser Stellungnahme diskutiert.

2.4 Langfristige Ziele bis 2050

72. Die langfristigen Ziele bis 2050 und deren Rückwirkungen auf das Zwischenziel für 2030 sind von großer Bedeutung. In dem inzwischen auch von Deutschland ratifizierten Pariser Abkommen vom 12. Dezember 2015 wurde in Artikel 2 (1a) vereinbart, dass „der Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2°C über dem vorindustriellen Niveau gehalten wird und Anstrengungen unternommen werden, um den Temperaturanstieg auf 1,5°C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen, da erkannt wurde, dass dies die Risiken und Auswirkungen der Klimaänderungen erheblich verringern würde“. Wendet man dies zusammen mit den diesbezüglichen Erklärungen der G7 aus dem Jahr 2015 (G7, 2015) und der G20 Anfang September 2016 in China (G20, 2016) auf das Ziel der Bundesregierung (wie der EU) für 2050 mit der Spannweite von minus 80 % bis minus 95 % an, so erschiene es als konsequent, sich an dem tieferen Ziel von 95 % zu orientieren. Die Bundesregierung hat diese Entscheidung offen gelassen, bekennt sich aber zur Klimaneutralität ohne dies genauer zu erörtern. Unter diesen Voraussetzungen wäre u. U. das bisher vereinbarte Ziel für 2030 deutlich höher anzusetzen.

73. Einen Hinweis darauf gibt das zielorientierte Szenario, das vom Konsortium Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015) für das Bundesumweltministerium erarbeitet wurde. Nach diesem sogenannten Klimaschutzszenario 95 wäre das Treibhausgasminderungsziel für 2030 auf rund 68 % und das für 2040 auf 83 % anzuheben. Das Ausmaß der damit einhergehenden Problemdimension darf nach Auffassung der Expertenkommission nicht unterschätzt werden. Konkret bedeutet es doch, dass die Treibhausgasemissionen bis 2030 auf rund 400 Mio.t CO₂-Äquivalente gemindert werden müssten. Im Vergleich zu 2015 wäre das eine Reduktion um fast 500 Mio. t CO₂-Äquivalente oder um 56 % (absolut etwa die gleiche Menge, die in den 30 Jahren von 1990 bis 2020 zu vermindern ist). Eine solche Veränderung in nur 15 Jahren erscheint aus heutiger Sicht ohne tiefgreifende Anpassungen, v. a. auch im Energiesektor, kaum denkbar.

74. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission eine intensive Diskussion der Verteilung der noch zu Verfügung stehenden Emissionsbudgets über die Zeit. Hierzu zwei Beispiele unter der Voraussetzung einer Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 95 % gegenüber 1990:

- a) würde sich bei einer linearen Verteilung in den 30 Jahren von 2020 bis 2050 (Zielerreichung 2020 unterstellt) ein Gesamtbudget von 11,8 Mrd. t CO₂-Äquivalente ergeben. Für 2030 würde dann eine Minderung gegenüber 1990 von rund 58 % (also nur wenig höher als das bisherige Ziel) notwendig werden. Gemessen an dem Zehnjahresbudget entfallen gleichwohl die höchsten verbleibenden kumulierten Emissionen mit 6,2 Mrd. t auf die Dekade von 2020 bis 2030, während sie von 2030 bis 2040 nur noch 3,9 Mrd. t und von 2040 bis 2050 schließlich lediglich 1,7 Mrd. t CO₂-Äquivalente ausmachen. Gleichzeitig würden die Emissionen von 2020 bis 2030 „nur“ um 31 % zurückgehen, bei einer Beschleunigung auf -44 % (2030-2040) und auf -79 % (2040-2050).
- b) bei einem Rückgang mit den im Energiekonzept festgeschriebenen Raten (-55 % bis 2030, -70 % bis 2040) würden die kumulierten Emissionen von 2020 bis 2050 rund 13,1 Mrd. t betragen. Auch hier würden die höchsten Emissionen mit 6,4 Mrd. t von 2020 bis 2030 anfallen und selbst von 2030 bis 2040 wären sie mit 4,6 Mrd. t vergleichsweise hoch. Erst von 2040 bis 2050 käme es zu einem deutlichen Rückgang auf rund 2 Mrd. t. Die prozentualen Änderungen zeigen unter diesen Annahmen ein erkennbar anderes Bild: Während die Emissionen von 2020 bis 2030 nur um 25 % und von 2030 bis 2040 um 33 % reduziert werden müssten, wäre in der letzten Dekade ein relativer Rückgang um 83 % zur Zielerreichung notwendig.

Diese beiden Beispiele mögen zeigen, dass bei einer Bewertung des künftigen Emissionsminderungspfades nicht nur die jährlichen Emissionsminderungen, sondern auch die kumulierten Emissionen als Beurteilungsmaßstab bei der möglichen Diskussion der Zwischenziele beachtet werden sollten.

75. Die Bundesregierung möchte die Gestaltung einer zukunftsweisenden Energiepolitik auch auf internationaler Ebene (jenseits der EU) unterstützen (vgl. Kapitel 12.3 in BMWi, 2016a). Dabei ist festzustellen, dass das Abkommen von Paris sogar ambitionierter ist als das Kyoto-Protokoll – und letzteres war aus materieller Sicht nicht besonders erfolgreich. Auch daher wurde in Paris ein neuer Ansatz mit Bottom-up-Zielen und relativer Unverbindlichkeit beschlossen. Es bleibt umstritten, ob dieser Ansatz erfolgreicher wird. Der Lackmустest wird sich im Rahmen der Überprüfung der Nationalen Klimaschutzbeiträge (Nationally Determined Contributions, NDCs) ergeben: Wie wird die Weltgemeinschaft damit umgehen, wenn sich einzelne Länder nicht im Stande sehen, ihre Zusagen einzuhalten? Werden diese Länder dann aus dem Paris-Abkommen ausscheiden? Oder wird die Weltgemeinschaft doch noch zu einer flexiblen Handhabung eventueller NDC-Verfehlungen übergehen? Ein Ansatz, um zu einem globalen CO₂-Preis zu gelangen, hatte auch in Paris keinen Erfolg. Die Alternative, auf sektoraler Ebene globale CO₂-Preise anzustreben, wurde bisher nicht wirkungsvoll angegangen. Mit solchen Ansätzen könnten zumindest sektorale Ziele kosteneffizienter gesteuert werden, wie etwa in einer Studie zum Zementsektor (Voigt et al. 2012) aufgezeigt wurde. Ein wesentlicher Vorteil wäre eine geminderte Gefahr von Carbon-Leakage, sofern alle Länder eingebunden sind. Ebenso entstünden den Industrien in keinem Land Wettbewerbsnachteile gegenüber ausländischen Konkurrenten. Allerdings wären bestehende Verflechtungen mit weiteren nationalen oder internationalen Instrumenten wie Energiesteuern oder bestehende Emissionshandelssysteme zu berücksichtigen.

2.5 Budgets als alternativer Ansatz zur Erreichung der Klimaziele

76. Die Diskussion über die punktgenaue Zielerreichung im Jahr 2020 verdeutlicht noch ein weiteres Problem: Klimapolitische Ziele werden in der Regel als eine Minderung der Emissionen bis zu einem Zieljahr gegenüber einem gewissen Basisjahr definiert. Das gilt auch für das langfristige deutsche Treibhausgasemissionsziel 2050 mit einer Minderung von 80-95 % gegenüber 1990. Aus naturwissenschaftlicher Perspektive wird die Klimawirkung jedoch auch von der über die Zeit insgesamt in die Atmosphäre abgegebenen Menge an Treibhausgasen beeinflusst, also nicht nur vom Zielniveau, sondern auch vom Reduktionspfad dorthin. Entsprechend dem Bild einer Deponie, die bis zum Jahr 2100 nur noch mit einer begrenzten Menge an Treibhausgasen gefüllt werden darf, berechnet der Weltklimarat sogenannte (globale) „CO₂-Budgets“, die im Einklang mit dem 2°C-Ziel (bzw. 1,5°C-Ziel) stehen (Le Queré et al., 2015, Clarke et al., 2014, Meinshausen et al., 2009). Aus diesem weltweiten Budget können, je nach Aufteilungsregel, „regionale“ CO₂-Budgets abgeleitet werden.

77. Hinsichtlich des Reduktionspfades wurde das langfristige deutsche Klimaziel 2050 grundsätzlich bereits mit Zwischenzielen für alle 10 Jahre ausgestattet (mindestens -40 % bis 2020, mindestens -55 % bis 2030, mindestens -70 % bis 2040). Dies kommt einem weitgehend linearen Reduktionspfad gleich. Aufgrund von möglichen Zielverfehlungen, unsicherer Entwicklung der Emissionen zwischen den Dekaden und unterschiedlicher Zielsetzung (-80 % oder -95 %) ergeben sich je nach unterstelltem Entwicklungspfad erhebliche Variationen in den kumulierten Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 (Differenz bis zu 6 Mrd. t CO₂-Äquivalente, vgl. Tabelle 6).

78. Ein Budgetansatz erlaubt eine gewisse Flexibilität in der Zielerreichung, weg von Punktzielen, hin zu Zielpfaden. „Carbon budgets“ werden heute bereits in Großbritannien mit 5-Jahres-Zeiträumen angewandt. Dies erlaubt eine stetige Prüfung der Zieleinhaltung und zeigt frühzeitig auf, in welchen Sektoren nachgesteuert werden muss. Auch der EU ETS folgt mit einer jährlich festgelegten Reduktion (-1,7 %/Jahr bis 2020) bereits einem fest vorgegebenen Pfad und damit einem Budget-Ansatz. Für den 10-Jahres-Zeitraum 2020 bis 2030 ist ebenfalls bereits ein Reduktionspfad vorgegeben (-2,2 %/Jahr).

Tabelle 6: Mittel- und langfristige THG-Minderungsziele

Prozentuale THG-Minderungsziele für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 gegenüber 1990					
	Ziel: -80 %	Ziel: -95 % alt	Ziel: -95 % linear (2020-2050)	Ziel: -95 % exponentiell (2020-2050)	Klimaschutz- szenario 95
In %					
2020	-40	-40	-40	-40	-44
2030	-55	-55	-58	-74	-67
2040	-70	-70	-77	-89	-83
2050	-80	-95	-95	-95	-95
Kumulierte THG-Minderungen in den Teilperioden bis 2050					
	Ziel: -80 %	Ziel: -95 % alt	Ziel: -95 % linear (2020-2050)	Ziel: -95 % exponentiell (2020-2050)	Klimaschutz- szenario 95
In Mrd. t CO₂-Äquivalente					
2015-2020	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9
2020-2030	6,4	6,4	6,2	4,9	5,4
2030-2040	4,6	4,6	3,9	2,1	3,0
2040-2050	3,1	2,0	1,7	0,9	1,3
2015-2050 kumuliert	18,1	17,1	15,9	12,0	13,6

Quelle: Eigene Berechnungen, Daten für Klimaschutzszenario 95 auf Basis von Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015)

79. Der Budgetansatz kann allerdings nur dann funktionieren, wenn Emissionsminderungen nicht stetig in die Zukunft verschoben werden, in der Hoffnung diese kurzfristig am Ende des Zeitfensters noch durchführen zu können. Der Druck, Emissionen zu reduzieren, ist v. a. am Anfang der Periode gering, erscheint das Budget doch ausreichend groß und der Weg flexibel anpassbar. Ggf. ergeben sich am Ende der Periode im Falle einer Budgetüberschreitung auch keine unmittelbaren Konsequenzen, weder für die CO₂-Emittenten noch für die Politik. Wie kann also die Glaubwürdigkeit bzw. die Selbstverpflichtung in so einem Ansatz gestärkt werden? Eine Möglichkeit wäre die Ausgabe von Staatsanleihen, die auf die Einhaltung eines bestimmten Budgets konditioniert werden. Als erstes Beispiel sei eine festverzinsliche Staatsanleihe mit einer Laufzeit von 10 Jahren genannt, welche zu Beginn der in diesem Beispiel gleichlangen Budgetperiode emittiert wird. Wie bei festverzinslichen Staatsanleihen üblich, erhält der Käufer der Anleihe für die Überlassung seines Kapitals an den Emittenten als Gegenleistung einen Zins und am Ende der Laufzeit den Nennwert (sein eingesetztes Kapital) zurück. Der Staat könnte sich nun zusätzlich verpflichten, mit einem Aufschlag auf den Nennwert zu tilgen, wenn das Klimabudget nicht eingehalten wird. So könnte eine Budgetüberschreitung um 1 % zu einem Aufschlag auf den Nennwert um 1 % führen. Alternativ könnte auch eine Staatsanleihe mit variablem Zinssatz entsprechend ausgestaltet werden. Bei Staatsanleihen mit variablem Zinssatz orientiert sich die Verzinsung an einem Referenzzinssatz (z. B. der 6-Monats-Euribor) und es wird ein Aufschlag für die Bonität des Emittenten vereinbart. Die Klimakomponente könnte als zusätzlicher Aufschlag zum variablen Zins definiert werden, der umso größer ausfällt, je unwahrscheinlicher die Zielerreichung wird (z. B. Abweichung von einer linearen Reduktion, wenn – wie im Falle des EU ETS – eine jährlich gleichbleibende Reduktion festgelegt wird). Im ersten Fall wird nur auf die Zielerreichung am Ende der Laufzeit abgestellt, im zweiten Fall wird zusätzlich die Zielerreichungswahrscheinlichkeit über den Zeitablauf berücksichtigt. Die Expertenkommission regt an, eine solche Art der Zielformulierung unter Berücksichtigung der formulierten Einschränkungen und Erwägungen ernsthaft zu prüfen.

3 Effizienz die richtige Bedeutung geben

Das Wichtigste in Kürze

Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung zeigt, dass im Bereich der Energieeffizienz noch große Anstrengungen benötigt werden, um die selbst gesetzten Ziele zu erreichen. Aus Sicht der Expertenkommission ist aber die Bewertung in allen Bereichen zu positiv ausgefallen. Der Monitoring-Bericht sollte deutlicher machen, dass die Zielerreichung etwa hinsichtlich des Kernziels, der Reduktion des Primärenergieverbrauchs, nicht gesichert ist und bei der Endenergieproduktivität unwahrscheinlich ist. Zwar hat die Bundesregierung eine Reihe von Maßnahmen ergriffen, etwa als Teil des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE), allerdings sind die damit verbundenen Verbrauchsminderungen nicht ausreichend. Das Grünbuch Energieeffizienz stößt weitere Diskussionen an, doch welche Maßnahmen angedacht sind, bleibt im Grünbuch und auch im Monitoring-Bericht offen. Der Klimaschutzbericht wird dies wohl spezifizieren.

Die Darstellung der Maßnahmen im Monitoring-Bericht ist aus Sicht der Expertenkommission nicht ausreichend. So werden wichtige Maßnahmen insbesondere im Gebäudebereich nicht genannt, wie etwa die Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG). Es wurden (fast) nur Förderprogramme gelistet, wobei zum Teil weder die Zielgruppe erkennbar ist noch die erwarteten bzw. realisierten Wirkungen oder Fördereffizienzen. Aus diesem Grund hatte die Expertenkommission bereits in ihrer letzten Stellungnahme 10 Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring formuliert. Dies sollte im nächsten Monitoring-Bericht aufgegriffen werden.

Mit dem Prinzip „Efficiency First“ möchte die Bundesregierung ein neues „Grundprinzip“ einführen, wobei der Monitoring-Bericht sehr abstrakt bleibt, so dass die Expertenkommission keine konkrete Bewertung vornehmen kann. Generell begrüßt die Expertenkommission, dass der Effizienz die benötigte hohe Bedeutung beigemessen werden soll. Gleichzeitig kann das Prinzip nicht als genereller Vorrang interpretiert werden, sondern eher als „Motto“, welches gleichwohl unterschiedliche Dimensionen berücksichtigen muss. Nicht alle technisch möglichen Effizienzmaßnahmen und rechtlichen Vorschriften und Förderoptionen zur Erhöhung der Effizienz sind als sinnvoll einzustufen. Bei der Bewertung müssen aus Sicht der Expertenkommission ökonomische, ökologische, soziale und systemische Kriterien Beachtung finden. Die Expertenkommission spricht sich entsprechend eher für ein „Think Efficiency“ aus. Die Implementierung als Grundprinzip sollte bedeuten, dass die Bundesregierung auch den Rechtsrahmen für das Energiesystem in Bezug auf Hemmnisse und Verbesserungsmöglichkeiten für eine effiziente Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Energie überprüft und anpasst.

Im Bereich der Gebäude, die immerhin ein Drittel der Endenergie verbrauchen, ist die Zielerfüllung bis 2020 nicht sichergestellt. Für das 2050-Ziel setzt die Effizienzstrategie Gebäude einen langfristigen Rahmen. Die Leitplanken werden durch die beiden Szenarien „hohe Effizienz“ und „hoher Anteil Erneuerbare“ gesetzt. Dabei muss aber die Reduzierung des Endenergiebedarfs der Gebäude in der Größenordnung des Effizienz-Szenarios liegen, um die Ziele aus dem Klimaschutzplan erreichbar zu machen (vgl. Kapitel 2). Die Energieeinsparverordnung und insbesondere das KfW-Förderprogramm sollten schnellst möglich an dem langfristigen Ziel ausgerichtet werden. Eine Zusammenführung von EnEV und EEWärmeG sowie von den KfW-Förderprogrammen und MAP sollte aus Sicht der Expertenkommission angestrebt werden.

80. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung enthält im Wesentlichen eine Auswertung der statistischen Daten im Bereich der Energieeffizienz in Kapitel 4 und für den Gebäudebereich in Kapitel 5 (BMW, 2016a). Hier sollen die Zielsetzungen und zu erwartenden Zielverfehlungen im Bereich der Effizienz im Hinblick darauf näher diskutiert werden, ob und inwieweit die genannten Maßnahmen die Ziellücken schließen können. Auch das Motto „Efficiency First“ wird näher beleuchtet.

3.1 Effizienzziele

81. Im Monitoring-Bericht vergibt die Bundesregierung für das Kernziel der Primärenergieverbrauchsreduktion sowie für die Endenergieproduktivität drei Punkte, für den Stromverbrauch zwei Punkte und für den Endenergieverbrauch Gebäude fünf Punkte (vgl. Kapitel 4 und 5 in BMWi, 2016a). Diese Einschätzungen sind nach Meinung der Expertenkommission insbesondere hinsichtlich der Endenergieproduktivität sehr optimistisch. Bei Betrachtung der Entwicklungen und der entsprechenden Prognoseintervalle in Kapitel 1 (vgl. Abbildung 5) zeigt sich, dass die Erfüllung der 2020er-Ziele im Bereich des Primärenergieverbrauchs nicht sichergestellt ist, während die Zielerfüllung hinsichtlich von Endenergieproduktivität und Bruttostromverbrauch unwahrscheinlich ist (vgl. auch folgende Absätze). Dagegen befindet sich der Wärmebedarf der Gebäude bisher nahezu auf dem Zielpfad (vgl. Kapitel 107).

Primärenergieverbrauch

82. Das Kernziel, den Primärenergieverbrauch von 2008 bis 2020 um 20 % zu reduzieren, wird nach Aussage der Bundesregierung „*nur durch erhebliche und verstärkte Anstrengungen*“ (BMWi, 2016a, S. 25) erreichbar sein. Die Ziellücke beträgt nach letzten Berechnungen (BMUB, 2016b) ohne weitere Maßnahmen rund 920 PJ. Der Nationale Aktionsplan für Energieeffizienz (NAPE; BMWi, 2014) soll zumindest einen Teil der Abweichung auffangen. Der Monitoring-Bericht zeigt, dass dieser rund 390-460 PJ bis 2020 einsparen soll; zusammen mit den im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 genannten Maßnahmen im Verkehrsbereich würde sich die zusätzliche Einsparung auf rund 500-620 PJ summieren (vgl. Tabelle 4.1 in BMWi, 2016a). Damit könnte die Ziellücke nicht geschlossen werden, selbst wenn alle NAPE-Maßnahmen die berechneten Energieeinsparungen realisieren würden. Wie die weiteren Einsparungen erreicht werden sollen bzw. welche „*erheblichen Anstrengungen*“ angestrebt werden, wird von der Bundesregierung nicht beantwortet.

83. Die Entwicklung des Primärenergiebedarfs von 2008 bis 2015 wird im Monitoring-Bericht (vgl. Box in Kapitel 4.1 in BMWi, 2016a) auf drei Hauptfaktoren zurückgeführt: Wirtschaftswachstum, Bevölkerungswachstum und Energieeffizienz. Durch eine Komponentenerlegung wird dabei für jeden dieser Faktoren die verbrauchssenkende oder -steigernde Wirkung nach Sun (1998) berechnet (Laspeyres-Index mit Aufteilung des Restglieds). Die Zerlegung hilft, unterschiedliche Faktoren, die zu einem Gesamtergebnis führen, voneinander zu trennen und deren Entwicklung transparent darzustellen. Dies bildet die Grundlage für weitere Analysen etwa der einzelnen Komponenten. Ein Abgleich mit weiteren Berechnungsmethoden, die durchaus zu anderen Ergebnissen führen können (Cahill und Gallachóir, 2009), sowie die Berechnung weiterer Faktoren wird nicht unternommen. Dabei zeigen andere Untersuchungen (Löschel et al., 2015) etwa, dass Struktureffekte eine weitere wichtige Rolle spielen und in Deutschland einen steigernden Effekt hatten (über den Zeitraum 1990 bis 2009). Diekmann et al. (2013) geben ebenfalls eine Übersicht über Komponentenerlegungen auf gesamtwirtschaftlicher Ebene sowie als sektorale Analysen. Diese Auswertung zeigt, dass verschiedene Methoden zumindest in die gleiche Richtung zeigen und Veränderungen in ähnlicher Größenordnung liefern (über den Zeitraum 1970 bis 1995).

84. An dieser Stelle wäre es auch interessant auf den statistischen Effekt hinzuweisen, der sich aus dem Anstieg der Energieerzeugung aus Erneuerbaren und dem Ausstieg aus der Atomkraft ergibt. Überschlüssig wäre der Primärenergieverbrauch nach der früher üblichen Substitutionsmethode von 2008 bis 2015 nur um 6,2 % und nicht um 7,6 % gesunken; bei den bereinigten Werten wäre die Verbrauchsminderung mit rund 5 % niedriger als bei der jetzt verwendeten sog. Wirkungsgradmethode mit einer 6,3-prozentigen Reduktion. Dieser Effekt wird sich mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren und dem Ausstieg aus der Atomkraft (und ggf. der Braunkohle) noch verstärken: Würde man etwa die gesamte Stromerzeugung aus Atomkraftwerken aus dem Jahre 2010 (bewertet mit 33 %) durch Erneuerbare (bewertet mit 100 %) zur Illustration ersetzen, würde sich der Primärenergieverbrauch allein durch die Berechnungsfaktoren um rund 1.000 PJ reduzieren (Ziesing et al., 2012). Dieser

statistische Effekt hätte damit rechnerisch eine höhere Reduktionswirkung hinsichtlich des Primärenergieverbrauchs als die NAPE-Maßnahmen.

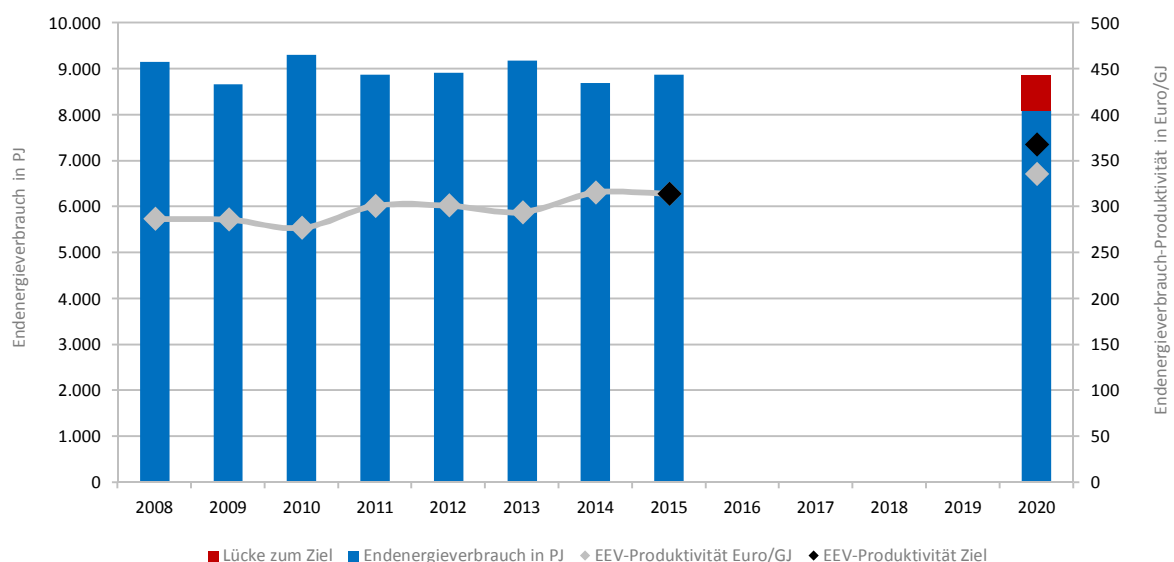
Endenergieverbrauch

85. Der Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 4.2 in BMWi, 2016a) zeigt, dass das Ziel, die Endenergieeffizienz von 2008 bis 2050 jeweils um 2,1 % pro Jahr zu steigern, bisher nicht erreicht wurde – die Steigerung liegt bei nur 1,3 % pro Jahr (vgl. Abbildung 4.3 in BMWi, 2016a). Zur Erfüllung müsste entsprechend die jährliche Energieproduktivität auf 3,3 % steigen (vgl. Abbildung 4). Die Bundesregierung weist zwar im Anschluss auf den NAPE hin, der die Endenergieeffizienz in zentralen Bereichen fördert, trifft aber keine Aussage über die erwartete Wirkung auf die Energieproduktivität oder den Endenergiebedarf. Die Berechnungen zum NAPE (Schloman et al., 2014) zeigen, dass die ergriffenen NAPE-Maßnahmen zu einer Einsparung von rund 200 PJ Endenergie führen sollten.

86. Das angestrebte Ziel der Endenergieproduktivitätssteigerung macht bei einem erwarteten gesamtwirtschaftlichen Wachstum bis 2020 von etwa 1,3 % pro Jahr (BMUB, 2016b) einen Rückgang des absoluten Endenergieverbrauchs um 9 % auf rund 8.000 PJ im Jahr 2020 erforderlich. In den letzten sieben Jahren von 2008 bis 2015 lag dieser Rückgang aber nur bei rund 3 %. Unter der Annahme, dass die jährliche Reduktion in etwa konstant bleibt, ergibt sich entsprechend eine Reduktion auf nur rund 8.600 PJ für das Jahr 2020. Daher werden die NAPE-Maßnahmen mit einer erwarteten Einsparung von rund 200 PJ nicht ausreichen, um das Endenergieeffizienzziel zu erreichen (vgl. Abbildung 9).

87. Der Projektionsbericht (BMUB, 2016b) geht von einem Endenergieverbrauch ohne weitere Maßnahmen in Höhe von 8.170 PJ für das Jahr 2020 aus und im Szenario mit weiteren Maßnahmen (insbesondere NAPE-Maßnahmen) von sogar nur 7.748 PJ. Nach diesen Berechnungen würde das Ziel entsprechend erreicht werden, allerdings wurde schon der im Projektionsbericht angenommene Energieverbrauch für 2015 um fast 360 PJ gegenüber der Realität unterschätzt (unter Berücksichtigung der bereinigten Werte sogar um knapp 600 PJ). Dies erhöht nicht die Glaubwürdigkeit des Projektionsberichts in Bezug auf 2020.

Abbildung 9: Entwicklung Endenergieverbrauch und Zielerreichung 2020



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2016b) und BMUB (2016b)

Bruttostromverbrauch

88. Die Bundesregierung vergibt für die Entwicklungen zur Erreichung des Stromeinsparziels nur 2 Punkte (vgl. Kapitel 4.3 in BMWi, 2016a). Auch die Expertenkommission sieht, dass das Ziel, den Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 gegenüber 2008 um 10 % zu senken, mit großer Wahrscheinlichkeit nicht erreicht wird. Die jährliche Reduktionsrate müsste sich versechsfachen von 0,6 % (2008-2015) auf 3,6 % pro Jahr für den Zeitraum bis 2020. Der Monitoring-Bericht verweist auf die Umsetzung des NAPE und weiterer Maßnahmen wie die EU-Ökodesign-Richtlinie und die EU-Richtlinie zur Verbrauchskennzeichnung. Allerdings benennt der Monitoring-Bericht nicht die damit verbundenen Stromeinsparungen. Diese liegen voraussichtlich bei maximal 25 TWh (Schlomann 2016) – bei Fortschreibung des Trends über den Zeitraum von 2008 bis 2015 würden aber zusätzliche Einsparungen von mindestens 80 TWh erforderlich sein, um das Ziel noch zu erreichen. Die Bundesregierung sollte eine entsprechende Einordnung vornehmen und deutlich machen, dass die ergriffenen Maßnahmen also voraussichtlich nur rund ein Drittel der Lücke schließen können. Weitere Maßnahmen müssten dementsprechend angestrebt werden. Darüber hinaus sind neuen Stromanwendungen (z. B. Elektromobilität und weiteren Technologien zur Sektorkopplung) gewünscht, konterkarieren aber das Stromeinsparziel. Dieses sollte deshalb auf den „traditionellen“ Bruttostromverbrauch bezogen werden. Allerdings ist nicht zu übersehen, dass sich dieser Begriff kaum in einem einfachen Indikator fassen lässt. Aus Sicht der Expertenkommission könnte diese Problematik der zusätzlichen Anwendungen und der damit verbundenen Zielerreichung durchaus im Monitoring-Bericht explizit adressiert werden. Für das 2030-Ziel sollte sich das Stromziel dementsprechend auf den traditionellen Stromverbrauch beziehen sowie die neuen Anwendungen adressieren (vgl. Kapitel 2).

3.2 Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz

89. Aus Sicht der Expertenkommission ist die Darstellung der Maßnahmen im Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 4, 5 und 15 in BMWi, 2016a) nicht ausreichend. Der Leser muss mit den Maßnahmen schon sehr vertraut sein, um die zum Teil nur mit Kurztitel benannten Maßnahmen, deren Art (Förderung, Ordnungsrecht etc.), sowie die adressierten Sektoren bzw. Energieformen (Strom, Wärme, Endenergie, Umwandlung) oder Zielgruppe zu verstehen. Hinzu kommt die generelle Aussage, dass *„die Bundesregierung von 2016 bis 2020 über 17 Mrd. Euro [entsprechend knapp 3,5 Mrd. Euro jährlich] für Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz zur Verfügung [stellt]“* (vgl. Kapitel 4.2 in BMWi, 2016a). Hier ist nicht ersichtlich, für welche Maßnahmen das Geld ausgegeben werden soll und welche Energieeinsparung von der Förderung erwartet wird. Daher ist eine Bewertung dieser Förderbeträge nicht möglich.⁸

90. Für die Beschreibung bzw. Bewertung der Maßnahmen hat die Expertenkommission in der letzten Stellungnahme 10 Leitsätze für ein gutes Effizienz-Monitoring formuliert und diese exemplarisch für die Maßnahmen „Nationale Top-Runner-Initiative“; „Energieauditpflicht für Nicht-KMU (Art. 8 EED)“, „Ausschreibungsmodell für Energie-, speziell Stromeffizienz“ und „Weiterentwicklung der KfW-Energieeffizienzprogramme“ durchgeführt. Diese Leitsätze wurden im Monitoring-Bericht nicht für die Beschreibung der Maßnahmen angewendet.

91. Selbst wenn die Leitsätze aus bestimmten Gründen noch nicht vollständig zur Anwendung gebracht werden konnten, so hätte die Expertenkommission zumindest einen Verweis erwartet. Zudem existieren bereits die benötigten Vorstudien, um zumindest die wichtigsten Maßnahmen anhand einiger der Leitsätze zu bewerten. Für ein Effizienz-Monitoring ist eine sinnvolle Bewertung und Beschreibung der Maßnahmen anhand von Leitsätzen

⁸ Zum Vergleich: Es werden etwa 2 Mrd. Euro pro Jahr über den Zeitraum 2016 bis 2018 allein über das KfW-Gebäudeprogramm bereitgestellt (BMWi, 2016f).

ausschlaggebend – auch wenn die Energieeinsparungen der im NAPE genannten Maßnahmen noch nicht belastbar abzuschätzen sind, da sich diese noch am Beginn der Implementierungsphase befinden und ein ergebnisorientiertes Ex-post-Monitoring daher zu diesem Zeitpunkt noch nicht möglich ist.

92. Immerhin weist die Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht darauf hin, dass *„eine faktenbasierte Evaluierung durchgeführt werden“* soll (vgl. Kapitel 4.4 in BMWi, 2016a). Diese soll für den Fortschrittsbericht im Jahr 2017 zur Verfügung stehen. In dem Kontext erhofft sich die Expertenkommission, dass die 10 Leitsätze, die sie für ein gutes Effizienz-Monitoring formuliert hat (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2015), bei der Evaluierung Anwendung finden und entsprechend auch im nächsten Bericht aufgegriffen werden.

Kampagnen zur Änderung von Nutzerverhalten

93. Damit die meisten Maßnahmen ihre Wirkung entfalten können und zu einer Energieeinsparung führen, kommt es zumeist auf das Nutzerverhalten an. Das Einsparpotential durch Nutzerverhalten ist erheblich – gleichzeitig aber auch sehr schwer zu aktivieren und zu quantifizieren. So kann eine Effizienzmaßnahme im Gebäudereich zu einer „technischen“ Einsparung führen. In der Realität wird aber diese Einsparung ggf. nicht erreicht, da Bewohner die Wirkung der Gebäudedämmung z. B. durch falsches Lüften zunichte machen. Häufig angeführtes Verhaltensversagen im Bereich der Energieeffizienz wurde bereits in der letzten Stellungnahme ausführlich beschrieben sowie durch Hinweise ergänzt, wie Verhaltensänderungen erreicht werden können (vgl. Kapitel 5 in EWK, 2015).

94. Im Monitoring-Bericht wird die Informations- und Aktivierungskampagne *„Deutschland macht’s effizient“* als *„breit angelegte Offensive zur Steigerung der Energieeffizienz“* hervorgehoben (BMWi, 2016a, S. 28). Erfahrungen lassen vermuten, dass solche Aktionen kaum und in jedem Fall keine dauerhafte Wirkung entfalten.⁹ Evaluierungen der AIDS-Präventionskampagnen haben z. B. ergeben, dass spätestens nach zwei Jahren eine erneute Ansprache der Zielgruppe erfolgen muss, um die erwünschten Handlungsmuster aufrecht zu erhalten. Ausländische Erfahrungen zeigen, dass aber überraschende Wirkungen erzielt werden können, wenn die Energieverbraucher im Energiesparen einen persönlichen Sinn erkennen können. Dies war und ist beispielsweise in Belgien und Japan der Fall, wo es den jeweiligen Regierungen durch Aufklärungskampagnen gelungen ist, trotz kurzfristig ausgefallener Kernenergie-Kapazitäten landesweite Brown-outs zu vermeiden. Auch in Deutschland dürfte es entsprechend große Energiesparpotentiale geben.

95. In der verhaltenswissenschaftlichen Forschung wird kontrovers diskutiert, wie umweltschonendes Konsum- und Nutzungsverhalten gestärkt werden kann. In der Debatte zeichnet sich ab, dass viele miteinander verwobene Faktoren das menschliche Verhalten beeinflussen. Neben den individuellen Kosten und Nutzen spielen auch physische und institutionelle Infrastrukturen, Werte, Identität und soziale Normen, Verhalten der Peer-group, frei verfügbare Zeit und individuelle Fähigkeiten eine große Rolle (Umpfenbach, 2014). Zudem gilt es zu bedenken, dass Energieeffizienz für Konsumenten in ihrem Alltagsleben mit seinen großen Ansprüchen an ihre Aufmerksamkeit immer nur ein, sicher oft untergeordnetes Thema ist (Service et al., 2015). Dies bedeutet, dass nur eine umfassende Berücksichtigung und Bearbeitung der vielfältigen Faktoren, die Nutzerverhalten beeinflussen, eine Änderung herbeiführen kann. Staatliche Interventionen sollten dabei gründlich evaluiert werden, um die Effizienz der Maßnahmen zu überprüfen und ggf. Anpassungen durchführen zu können.

⁹ Hinzu kommt, dass die Kampagne zwar zum Energiesparen zu Hause (etwa durch bessere Dämmung) gleichzeitig aber auf einem der Plakate zum Reisen aufruft. Damit wird ein klassisches Beispiel für einen Rebound-Effekt im Effizienzbereich offensichtlich direkt „angestrebt“.

3.3 „Efficiency First“ als Leitprinzip

96. Im Grünbuch Energieeffizienz (BMW, 2016e) und im Monitoring-Bericht wird das Prinzip „Efficiency First“ als „Leitbild der Energiewende“ vorgestellt (vgl. Box in Kapitel 4.2 in BMW, 2016a). „Efficiency First“ gilt als ein Prinzip, das den Wert von Effizienzsteigerung bei Entscheidungen über Investitionen im Energiesektor berücksichtigt und dabei zu einer stärkeren Ausrichtung des Energiesystems an der Nachfrageseite führen soll. Demnach sollten Maßnahmen zur Effizienzsteigerung vorgezogen werden, wenn sie kostengünstiger bzw. wertvoller sind als Investitionen in den Zubau neuer Erzeugungs-, Speicher- und Netzkapazitäten (ECF, 2016, Jahn und Gottstein, 2015). Auf EU-Ebene wurde „Efficiency First“ zwar als eines der Grundprinzipien der neuen Energieunion verankert, allerdings fehlt es an einer hinreichenden Definition (EU-KOM, 2016b).

97. Das BMW (2016e) schlägt vor, die Planung und Organisation des Energiesystems in Deutschland zukünftig am „Efficiency First“-Prinzip auszurichten und das Prinzip in einem sektorübergreifenden Rechtsrahmen für Energieeffizienz zu verankern. Im Monitoring-Bericht (vgl. Box in Kapitel 4.2 in BMW, 2016a) wird eine Hierarchie vorgestellt:

1. Effizienzpotentiale sollten gehoben werden,
2. der verbleibende Energiebedarf sollte größtenteils direkt mit erneuerbaren Energien gedeckt werden,
3. ansonsten soll der Energiebedarf durch einen effizienten Einsatz von erneuerbarem Strom gedeckt werden (über Sektorkopplung).

Dabei geht die Bundesregierung davon aus, dass *„eine sinnvolle Priorisierung von Energieeffizienz gegenüber dem Ausbau von Erzeugungskapazitäten [...] zu einer Kostenoptimierung des Energiesystems führen [kann]“* (vgl. Box in Kapitel 4.2 in BMW, 2016a). „Efficiency First“ bedeutet aus Sicht der Bundesregierung nicht *„Energieeffizienz um jeden Preis, sondern die Wirtschaftlichkeit im Blick zu halten“*.

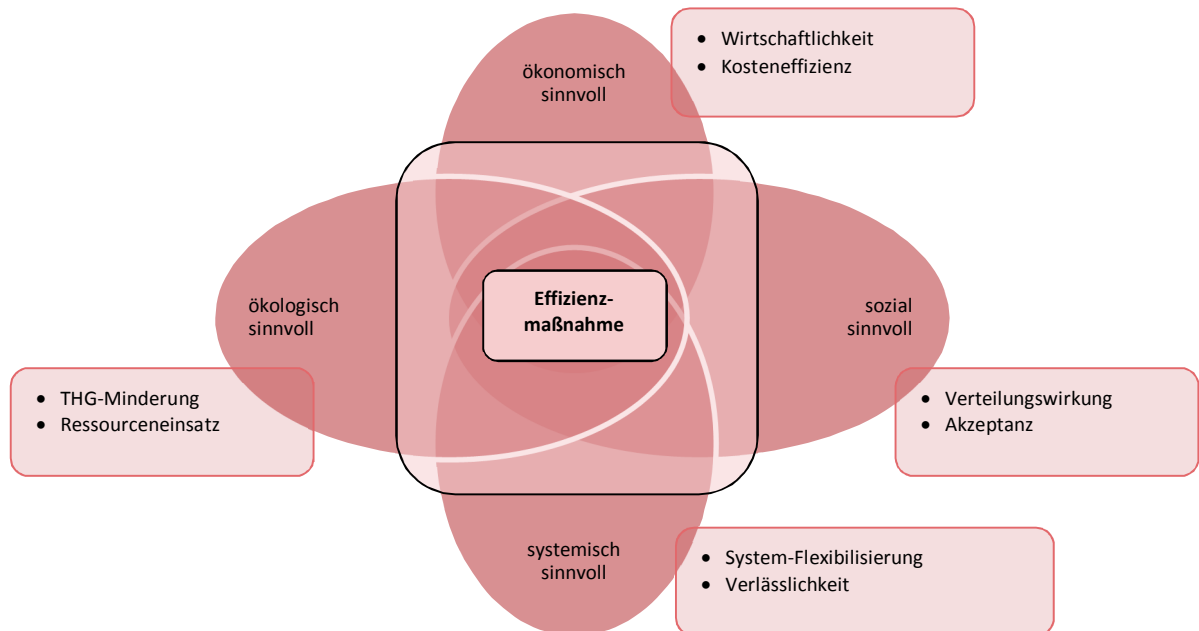
98. Die Implementierung des „Efficiency First“-Prinzips inklusive einer Hierarchisierung und Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit wird aber bestenfalls sehr abstrakt erläutert. Vielmehr wird dies als offene Frage im Rahmen des Konsultationsprozesses zum Grünbuch (BMW, 2016e) an die Öffentlichkeit getragen. Daher kann hier keine Einordnung der angestrebten Implementierung vorgenommen werden. Die folgenden Ausführungen sollten dementsprechend als Vorüberlegungen betrachtet werden.

99. Generell begrüßt die Expertenkommission, dass der Energieeffizienz die benötigte hohe Bedeutung beigemessen wird. Gleichzeitig kann das Prinzip nicht als genereller Vorrang für Effizienz interpretiert werden. Es sollte also eher als „Motto“ verstanden werden. Unter dem Prinzip „Efficiency First“ muss aus Sicht der Expertenkommission berücksichtigt werden, dass nicht alle technisch möglichen Effizienzmaßnahmen und mögliche rechtliche Vorschriften und Förderoptionen zur Erhöhung der Effizienz auch sinnvollerweise umgesetzt werden sollten. Bei der Bewertung müssen aus Sicht der Expertenkommission insbesondere folgende Kriterien eine Rolle spielen:

- Ökonomische Kriterien wie Wirtschaftlichkeit und Kosteneffizienz hinsichtlich einer Energieeinheit,
- ökologische Kriterien wie die erwartete THG-Reduktion und der Ressourceneinsatz,
- soziale Kriterien wie etwa die Verteilungswirkung (z. B. überproportionale Belastung von Geringverdienern) oder Akzeptanz der Bevölkerung,
- Systemrelevanz und Sicherheitsaspekte wie Flexibilisierungsoptionen, Speicher oder Verlässlichkeit der Versorgungsquelle.

Entsprechend plädiert die Expertenkommission dafür eher von „Think Efficiency“ als von „Efficiency First“ zu sprechen.

Abbildung 10: „Think Efficiency“: Hohe Bedeutung bei gleichzeitiger Überprüfung anhand von ökonomischen, ökologischen, sozialen und systemischen Kriterien



Quelle: Eigene Darstellung

100. Für jedes der Kriterien wird es auf die Ausgestaltung ankommen. Betrachtet man etwa die Wirtschaftlichkeit einer Maßnahme, kann diese für verschiedene Beteiligte (z. B. Energieversorger oder Verbraucher) berechnet werden, aus volkswirtschaftlicher Sicht und über den gesamten Lebenszyklus. Aus Sicht der Expertenkommission sollten hinsichtlich aller Kriterien Entscheidungen unter Berücksichtigung des Lebenszyklus getroffen werden. Dabei werden etwa Kosten, Energie- und Ressourceneinsatz, aber auch soziale und systemische Aspekte von der Rohstoffgewinnung über Herstellung, Transport bis zur Beseitigung betrachtet.¹⁰ Damit ist die Bewertung umfassend und beschränkt sich nicht auf die pure Nutzungsphase.

101. Bei der Betrachtung einzelner Vorhaben und der Anwendung der Kriterien wird es darüber hinaus auf die Definition der Systemgrenzen des Vorhabens ankommen und welchem der Kriterien welche Gewichtung beigemessen wird. Ein ineffizientes Vorhaben kann etwa durch systemrelevante Charakteristika wie etwa Speicher- oder Flexibilisierungsfunktion und insbesondere auch in einem regionalen Kontext Sinn machen. So haben Elektro- und Elektrodenheizkessel keine wesentlich höhere Energieeffizienz als die traditionellen sogenannten Nachtspeicherheizungen, und im Vergleich zu elektrischen Wärmepumpen fällt ihre Energieeffizienz deutlich zurück. Dennoch handelt es sich um eine ernsthafte Option zur Flexibilisierung der Stromnachfrage, da sie im Vergleich zu Wärmepumpen sehr viel geringere Investitionskosten von weniger als 300 Euro/kWhth haben. Damit sind Elektro- und Elektrodenheizkessel im Prinzip auch dann noch wirtschaftlich betreibbar, wenn sie nur wenige hundert Stunden im Jahr zum Einsatz kommen – vorausgesetzt, dass die Strombezugskosten klar unter dem Preis der zur Wärmebereitstellung eingesetzten fossilen Energieträger liegen. Unter der Berücksichtigung des Kriteriums „Flexibilisierung der Stromnachfrage“ ist diese Technologie also durchaus sinnvoll auch wenn effizientere

¹⁰ Letztlich ist nahezu jede Effizienzmaßnahme mit Investitionen verbunden, die ihrerseits u. U. die Energie- oder Treibhausgasbilanz verschlechtern. Es kommt also darauf an, welcher Energieeinsatz vermindert wird, aber gleichzeitig auch, welche Energieträger in welcher Menge für die Herstellung, etwa von effizienten Geräten, eingesetzt wurden.

Technologien zur Wärmebereitstellung zu Verfügung stehen. Auch gibt es Technologien, die heute noch ineffizient und wirtschaftlich eher uninteressant sind, aber im zeitlichen Verlauf durch ihre Anwendung und Weiterentwicklung effizienter werden und eine wichtige Rolle im Energiesystem einnehmen könnten. Dies betrifft etwa die Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Technologien. Diese Vorhaben oder Technologien sollten nicht durch das „Efficiency First“-Prinzip vom Markt ausgeschlossen oder in ihrer Entwicklung gehemmt werden. Gleichzeitig wird es Vorhaben geben, die zwar effizient aber aus anderen Gesichtspunkten nicht sinnvoll sind, da sie entweder zu einer hohen Umweltbelastung führen oder aber Geringverdiener überproportional belasten. Dies kann etwa eine allzu starke Wärmedämmung sein, die zwar aus Effizienz-Gründen sinnvoll ist, aus ökonomischen, ökologischen und Akzeptanzgründen sollte aber ab einer gewissen Grenze die benötigte Energie nicht eingespart, sondern etwa direkt über erneuerbare Energien bereitgestellt werden.

102. Ein gutes Beispiel für eine umfassende Bewertung findet sich für den Neubau von Bundesgebäuden. Die Bundesregierung hat für diese, über die Energieeinsparverordnung (EnEV) hinaus, eine Lebenszyklusanalyse vorgegeben (BMUB, 2015). Der Leitfaden „Nachhaltiges Bauen“ beinhaltet ökologische sowie ökonomische Kriterien, die über den gesamten Lebenszyklus betrachtet werden (Ökobilanzierung sowie Lebenszykluskosten), aber auch soziokulturelle und funktionale, technische sowie Prozessqualitätskriterien, die in unterschiedlicher Gewichtung in die Bewertung des Gebäudes einfließen. Das Treibhauspotenzial und der Primärenergiebedarf des Gebäudes gehen dabei mit jeweils 3,75 %, die gebäudebezogenen Kosten mit 11,25 % in die Gesamtbewertung ein (BMUB, 2013). Bundesgebäude müssen mindestens einen Gesamterfüllungsgrad von 65 % erreichen (Silber-Niveau). Für Sanierungen gilt der Leitfaden allerdings nicht.

Implementierung als Grundprinzip

103. Ob und wie „Efficiency First“ letztlich den gesetzlichen Rahmen (inklusive Ordnungsrecht, Bepreisung, finanzielle Anreize und Information) für das Energiesystem in Deutschland verändern soll, scheint zu diesem Zeitpunkt noch nicht geklärt. Ein prominentes Beispiel für eine Rangfolge in einem Gesetz findet sich im Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG): Es sieht eine Priorisierung des Umgangs mit Abfällen durch Abfallerzeuger und -besitzer sowie öffentlich-rechtliche Träger vor (§ 6 sowie weitere Vorschriften aus Teil 2 des KrWG) wobei Abfall 1. vermieden, 2. für die Wiederverwendung vorbereitet, 3. recycled, 4. sonst wie verwertet (insb. energetisch) und 5. beseitigt werden soll. Ausgehend von dieser Rangfolge sollen im Ergebnis diejenigen Maßnahmen ergriffen werden, die den Schutz von Mensch und Umwelt bei der Abfallerzeugung und -bewirtschaftung am besten gewährleisten, und zwar unter Berücksichtigung des gesamten Lebenszyklus des Abfalls. Dabei sind im Sinne einer umfassenden Nachhaltigkeit neben übergreifenden Umweltschutzaspekten auch technische, wirtschaftliche und soziale Gesichtspunkte einzubeziehen.

104. Die Rangfolge muss als Grundprinzip verstanden werden, welche die Präferenz des Gesetzgebers in Übereinstimmung mit den EU-Vorgaben spiegelt. Es entstehen aber keine direkten Pflichten etwa für Kommunen oder Unternehmen, da die Vorgabe abstrakt und nicht direkt vollziehbar ist. Erst in den folgenden Paragraphen des KrWG werden konkrete Rechtspflichten und ihre Ausnahmen formuliert sowie dem Gesetzgeber die Möglichkeit eingeräumt, diese Grundpflichten durch Rechtsverordnungen zu spezifizieren. Dabei wird immer wieder auf die Kriterien des Grundprinzips verwiesen. Die Einführung einer „abstrakten“ Rangfolge in einem neuen Gesetz, bei dem die Energieeffizienz an erster Stelle steht, wird also mit großer Wahrscheinlichkeit keine direkte Auswirkung auf Unternehmen, Kommunen oder Konsumenten haben. Zudem kann man davon ausgehen, dass es wie im KrWG letztlich auf eine Abwägung anhand verschiedener Kriterien ankommen wird.

105. Internationale Beispiele (vgl. Box 1) zeigen, dass das Prinzip „Efficiency First“ in anderen Ländern bereits sehr konkret für Stromerzeugung bzw. -verbrauch implementiert worden ist. Dabei steht die Wirtschaftlichkeit

der Maßnahme bei der Bewertung, ob diese umgesetzt werden muss, im Vordergrund. So muss bei einer kostenoptimalen Planung („least cost planning“) die Effizienzmaßnahme kostengünstiger sein als neue Erzeugungskapazitäten oder der Netzausbau; in Kalifornien müssen EVUs hingegen alle wirtschaftlichen Effizienzmaßnahmen ergreifen, bevor auf erneuerbare oder andere Quellen zurückgegriffen werden kann.

Box 1: Internationale Beispiele für „Efficiency First“

International ist das Prinzip „Efficiency First“ nicht neu. So wurde in einigen Staaten der USA und in Kanada bereits in den 1980er Jahren die kostenoptimale Planung („least-cost planning“), auch integrierte Ressourcenplanung („integrated resource planning“) genannt, gesetzlich vorgegeben. Sie verpflichtet Energieversorger, der zuständigen Regulierungsbehörde langfristige Last- und Ressourcenprognosen mit einem Mix zu Minimalkosten vorzulegen, der sowohl Optionen auf Angebots- als auch Nachfrageseite berücksichtigt (Kushler, 2014). Die zugrundeliegende Annahme ist, dass es für Energieversorger oft kostengünstiger ist, Energieeffizienzmaßnahmen beim Endverbraucher durchzuführen als in neue Kraftwerke zu investieren. Die Pläne sind meistens auf 10-20 Jahre ausgelegt und müssen alle 2-5 Jahre erneuert werden. Dabei müssen die Energieversorger die vorhandenen Optionen, Bewertungsmethoden und Kostenkalkulationen offen legen. In Colorado sind die Unternehmen sogar verpflichtet, drei verschiedene Pläne vorzulegen, die jeweils mehr Gewicht auf erneuerbare Energien, Nachfragesteuerung oder neue Technologien legen. In den 1990er Jahren ersetzten einige US-Bundesstaaten diese Regelungen durch die Pflicht, Beschaffungspläne (teilweise aber auch „Integrated Resource Plans“ genannt) einzureichen, meist mit kürzerem Zeithorizont (10 Jahre) und höherer Frequenz (jährlich) (Wilson und Peterson, 2011). In Connecticut wurden die Beschaffungspläne 2007 eingeführt mit der Anforderung, dass Energieeffizienz als vorrangige Ressource behandelt wird.¹¹

Eine ähnliche Priorisierung von Energieeffizienz wurde 2003 in Kalifornien mit der „Loading Order“ eingeführt. Diese setzt fest, dass Energieeffizienz die wichtigste Energieressource zur Abdeckung steigender Stromnachfrage ist, gefolgt von erneuerbaren Energien, dezentralen Energiequellen, und erst als letzte die saubersten fossilen Ressourcen (State of California, 2003). Die „Loading Order“ dient als Grundlage für Kaliforniens Energiepolitik, muss aber auch bei den Beschaffungsplänen der Energieversorger (Abkürzung: EVUs) berücksichtigt werden. Dazu werden jährliche Ziele für private Energieversorger im Bereich Effizienz- und Lastmanagement, unterteilt nach Versorgungsgebiet, festgelegt. Die Ziele basieren auf einer Analyse der technischen Potentiale und der Wirtschaftlichkeit der potentiellen Maßnahmen (CPUC, 2016). EVUs müssen entsprechend alle fünf Jahre einen Plan vorlegen, in dem sie darlegen, dass bei der Beschaffung zusätzlicher Ressourcen zuallererst Effizienz- und Nachfrageminderungsmaßnahmen ergriffen und die Effizienzziele erreicht werden. Die Pläne müssen durch die „Public Utilities Commission“ abgesegnet werden. Zusätzlich garantiert Kalifornien den EVUs finanzielle Belohnungen für Effizienzmaßnahmen (CPUC, 2016).

106. Einen Vorrang von Stromeinsparungen bei Verbrauchern gegenüber Neukapazitäten oder Netzausbau (wie etwa in den USA) wäre in Deutschland allerdings schwer umzusetzen: Durch die gesetzliche Entflechtung von Erzeugung, Übertragung und Verkauf an den Endverbraucher hat etwa derjenige, der ein Kraftwerk bauen möchte, oder der Netzbetreiber, keinen direkten Zugriff auf die Endverbraucher, um dort Effizienzmaßnahmen durchzuführen. Hier sollte überlegt werden, den potentiellen Investor zur Durchführung einer Ausschreibung für Effizienzmaßnahmen und ggf. auch für Speicher zu veranlassen.

107. Aus Sicht der Expertenkommission sollte die Implementierung von „Efficiency First“ oder besser von „Think Efficiency“ als Grundprinzip bedeuten, dass die Bundesregierung den gesamten gesetzlichen Rahmen für das Energiesystem hinsichtlich von Hemmnissen und Verbesserungsmöglichkeiten für eine effiziente Erzeugung,

¹¹ 2007 Electric and Energy Efficiency Act; Energy Future Act of 2011 (PA 11-80).

Verteilung und Nutzung von Energie überprüft und anpasst. Dabei sollten aus Sicht der Expertenkommission ökonomische, aber auch ökologische, soziale und systemische Kriterien bei der Bewertung berücksichtigt werden (vgl. Absatz 99).

3.4 Energieeffizienz im Gebäudebereich

108. Im Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 5 in BMWi, 2016a) geht die Bundesregierung davon aus, dass das 2020-Ziel im Gebäudebereich gesichert erreicht wird. Die Expertenkommission sieht die Entwicklung zwar positiv, hält die Zielerreichung aber als nicht unbedingt für gesichert. Bei Betrachtung der bereinigten Werte ergibt sich, dass die jährliche Reduktionsrate von 1,5 % in den Jahren 2008 bis 2015 auf 2,4 % in den fünf Jahren von 2015 bis 2020 steigen muss. Bei gleicher Reduktionsrate würde das Ziel um etwa 130 PJ verfehlt werden. Der NAPE umfasst Maßnahmen im Gebäudebereich mit einer erwarteten Einsparung von lediglich rund 30-40 PJ. Dass damit aber *„bereits ein großer Schritt gemacht werden [kann] das energiepolitische Ziel des nahezu klimaneutralen Gebäudebestands zu erreichen“* (Kapitel 5.4 in BMWi, 2016a), sieht die Expertenkommission nicht. Weitere Anstrengungen sind unumgänglich, insbesondere auch mit Blick auf die Erreichung der gesamtwirtschaftlichen Effizienzziele und für das langfristige Ziel, bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen.

109. Bis 2050 soll eine Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs¹² um 80 % erreicht werden. Dazu wurde mit der Effizienzstrategie Gebäude (ESG) (BMWi, 2015c) ein Rahmen für Entwicklungen im Gebäudebereich festgelegt. Die ESG zeigt zwei Szenarien, mit denen ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand erreicht werden kann – ein Szenario mit Fokus auf Erneuerbare und ein Szenario mit Fokus auf die Energieeffizienz – wobei sich die tatsächliche Entwicklung zwischen diesen beiden Grenzen bewegen soll.

110. Die ESG erscheint für die Jahre bis 2030 aber wenig ambitioniert. Für das Jahr 2020 gehen die beiden Szenarien (Fokus auf Effizienz bzw. auf erneuerbare Energien) davon aus, dass das Ziel einer Reduktion des Endenergiebedarfs nicht erreicht wird (-12 % bzw. -10 % gegenüber 2008). Dabei zeigt sich, dass bereits im Jahr 2015 eine Reduktion von -11 % (bzw. -10 % bereinigt) erreicht wurde. Für das Jahr 2030 liegt die Einsparung im Effizienz-Szenario bei -30 % während im Erneuerbaren-Szenario lediglich das 2020-Ziel erreicht wird. Für die Erreichung der Ziele aus dem Klimaschutzplan wird aber die Reduzierung des Endenergiebedarfs der Gebäude eine wichtige Rolle spielen und sollte in der Größenordnung des Effizienz-Szenarios liegen (vgl. Kapitel 2).

111. Für das Jahr 2050 zielt die ESG auf einen Endenergiebedarf der Gebäude zwischen rund 2.200 PJ bzw. 1.600 PJ. Dies entspricht einer Reduktion von 54 % bzw. nur 35 % des Endenergiebedarfs. Im Erneuerbaren-Szenario wird die Energie hauptsächlich durch Strom und Biomasse bereitgestellt (BMWi, 2015c, S. 50). Im Effizienz-szenario werden zu größten Teilen Gase und Strom zur Energiebereitstellung genutzt. Insbesondere wird dabei auch von einer Reduktion der Wärmemengen, die über Wärmenetze verteilt werden von fast 75 % (gegenüber 2008) ausgegangen (BMWi, 2015c, S. 47). Je weniger Energie, desto teurer werden die Netze bezogen auf die gelieferte Energie. Im Effizienz-Szenario wäre eine Abschaltung (und ggf. Rückbau) von Wärmenetzen daher unumgänglich.

¹² Wie in den letzten Jahren plädiert die Expertenkommission dafür, dass die Bundesregierung im Interesse der Klarheit vom nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf der Gebäude spricht, denn bei der Berechnung des (gesamtwirtschaftlichen) Primärenergieverbrauchs werden auch die erneuerbaren Energien energetisch bewertet. Dies ist beim 80 %-Ziel in Anlehnung an die EnEV nicht der Fall: Danach erfolgt die Berechnung durch Multiplikation des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor, welcher aus den Anwendungsbilanzen der einzelnen Energieträger (Öl, Gas, Fernwärme, Holz usw.) bekannt ist, mit den jeweilig definierten Primärenergiefaktoren. Die Erneuerbaren werden grundsätzlich mit Null bewertet (Holz mit 0,2).

112. Die Zielerreichungen im Gebäudebereich werden Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftlichen Ziele für das Jahr 2030 und 2050 haben. Da Gebäude bisher immerhin ein gutes Drittel des Endenergiebedarfs ausmachen, wird bei dem Szenario mit dem Fokus auf die Erneuerbaren das Klimaziel sowie das Primärenergieeinsparziel und auch das Endenergieproduktivitätsziel vergleichbar schwerer zu erreichen sein, da insbesondere dann die weiteren Sektoren einen größeren Beitrag leisten müssen. Aber auch das Effizienz-Szenario ist nicht ambitioniert genug mit Blick auf den Klimaschutzplan. Die bisher entsprechend vorgesehenen Maßnahmen aus der ESG werden also wohl nicht ausreichend sein.

113. Der Monitoring-Bericht verweist bei der Evaluierung der Maßnahmen aus der ESG auf den nächsten Fortschrittsbericht. Dabei wird nicht klar, welche Maßnahmen damit konkret gemeint sind, da die ESG zum einen bereits implementierte Maßnahmen listet und eine Reihe von „Vorschlägen für Weiterentwicklung bestehender Maßnahmen“ sowie „mögliche weitere Handlungsfelder [nennt], die mit den Stakeholdern zunächst grundlegend diskutiert werden sollen“ (BMW, 2015c, S. 71 f.). Eine Übersicht darüber, welche Maßnahmen sich in welcher Phase befinden sowie ob und wie sich das Maßnahmenpaket für die beiden Szenarien unterscheidet, wäre im Monitoring-Bericht sinnvoll gewesen.

Maßnahmen im Bereich der Gebäudeeffizienz

114. Wie bereits hervorgehoben, findet eine ausreichende Beschreibung der Maßnahmen etwa hinsichtlich des möglichen Fördervolumens und der erwarteten Energieeinsparung im Monitoring-Bericht (vgl. Ziffer 89) ebenso wenig statt wie in der ESG. Zudem fehlen bei der Auflistung der Maßnahmen die Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie Hinweise auf die Diskussion einer Zusammenlegung von EnEV und EEWärmeG. Die Zusammenlegung und damit (hoffentlich) einhergehende Vereinfachung findet die Zustimmung der Expertenkommission. Im gleichen Zuge sollte entsprechend auch eine Zusammenführung von MAP und KfW-Gebäudeprogrammen geprüft werden.

115. Im Gebäudebereich werden durch die Energieeinsparverordnung (EnEV) für Neubauten sowie Sanierungen Effizienzstandards vorgegeben. Für die Nutzung von Erneuerbaren am Gebäude zur Wärmeerzeugung (direkt oder indirekt) ist aber eine Gleichstellung in der EnEV verankert, da diese mit Null bewertet werden und damit wie eine Effizienzmaßnahme wirken.¹³ Damit wird letztlich der Effizienz kein Vorrang gegeben und die Entscheidung liegt vielmehr beim Bauherrn, sodass dann etwa ökonomische, ökologische und optische Kriterien des Gebäudeeigentümers ausschlaggebend sind.

116. Neben der EnEV wird im Neubau die Nutzung von erneuerbaren Energien über das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) gefördert. Dabei unterstützen sich beide Vorschriften gegenseitig in der Erfüllung, denn die Nutzung von erneuerbarer Wärme wirkt sich positiv auf den Primärenergiebedarf eines Gebäudes aus. Gleichzeitig hilft aber auch die EnEV bei der Einhaltung des EEWärmeG, denn eine „Übererfüllung“ der EnEV kann im EEWärmeG als „Ausgleichsmaßnahme“ angerechnet werden, so dass der Anteil erneuerbarer Wärme reduziert werden kann.

117. Eine umfassende Analyse über den Lebenszyklus (Energieeinsatz, Kosten, Umweltwirkung von Bau, Materialien, Sanierungsfällen und Abriss) wird in der energetischen Bewertung des Gebäudes bisher nicht berücksichtigt. Allerdings ist dies bei neuen Bundesgebäuden der Fall (vgl. Ziffer 102). Der Leitfaden Nachhaltiges Bauen

¹³ Der maximal zulässige Primärenergieverbrauch (PEV) des Gebäudes wird unter Nutzung von Umrechnungsfaktoren für die einzelnen eingesetzten Energieträger berechnet. Dabei werden die Erneuerbaren mit Null bewertet (Biomasse hat einen Faktor von 0,2). Der Einsatz von Strom, der nicht erneuerbar am Gebäude erzeugt wird, wird mit einem Faktor von 1,8 bewertet. Mit steigendem Anteil von Erneuerbaren an der Stromerzeugung wird dieser Faktor in Zukunft sinken.

könnte auch für große Neubauprojekte (etwa über 2 Mio. Euro) außerhalb der Verantwortlichkeit der Bundesregierung verpflichtend eingeführt werden.

118. Vorgaben zur Berücksichtigung des Energieverbrauchs und der Kosten über den Lebenszyklus haben insbesondere Effekte auf das Design des Gebäudes sowie die genutzten Baumaterialien. Bei den Baumaterialien spielt insbesondere die Lebenserwartung sowie der Energieverbrauch zur Bereitstellung der Baumaterialien eine Rolle; allerdings fällt der Energieeinsatz für die Baumaterialien im Unterschied zum Energieverbrauch über die Laufzeit (zum Heizen) nicht ins Gewicht (Sölkner et al., 2014).

119. Die Vorgaben für den Neubau müssen schneller dem Zielniveau 2050 angepasst werden, soweit dies technisch und wirtschaftlich bereits darstellbar ist. Geht man davon aus, dass Gebäude nur etwa alle 50 Jahre grundlegend saniert werden, bedeutet dies, dass alle Neubauten, die heute nicht dem Zielniveau entsprechen, nachgebessert werden müssen. Wie dies durchgesetzt werden könnte, ist offen. Eine gesetzliche Verpflichtung wäre wohl politisch schwierig. Deshalb sollten finanzielle Anreize für die Gebäude zur Verfügung stehen, die noch unter anderen „Rahmenbedingungen“ gebaut worden sind. Daher ergibt sich aktuell die Notwendigkeit, Neubauten direkt zielkonform zu gestalten.

120. Für die Sanierung gilt, dass die Umsetzung ehrgeiziger Effizienzziele im Bereich der Gebäude lange Zeiträume erfordert. Irgendwann aber muss jedes Gebäude grundlegend saniert (oder abgerissen) werden. An dieser Stelle kann das Ordnungsrecht greifen. Allerdings gilt auch: Je höher die Anforderungen, desto länger werden grundlegende Sanierungen aufgeschoben, insbesondere in Gebieten, wo die mit den Sanierungsmaßnahmen verbundenen Mietanhebungen nicht umgesetzt werden können oder Eigentümer nicht die finanziellen Mittel aufbringen (können).

121. Daneben sind auch andere Schwierigkeiten zu beachten. So sind bei niedrigen Energiepreisen Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebereich wenig rentabel. Ob Haushalte eine energetische Sanierung durchführen, ist primär eine Frage von Kosten und Nutzen für die Haushalte. Haushalte werden eine energetische Sanierung dann durchführen, wenn sich diese für sie lohnt. Das ist dann der Fall, wenn der Barwert der eingesparten Energiekosten durch die Sanierung größer ist als die anfänglich dafür aufzubringenden Investitionskosten. In diesem Kalkül gibt es grundsätzlich drei entscheidende Faktoren: die Effizienzsteigerung bzw. Energieeinsparung, die erwarteten zukünftigen Energiepreise und der Zinssatz. Es ist unmittelbar einleuchtend, dass es der Durchführung von Sanierungsinvestitionen entgegensteht, wenn die Brennstoffpreise oder auch nur die Erwartungen darüber sinken. Die eingesparten Energiekosten relativ zu den Investitionskosten werden dadurch kleiner. Ein sinkender Zins (als Treiber der Finanzierungskosten für Sanierungsmaßnahmen oder implizit als Opportunitätskosten des genutzten Eigenkapitals) führt hingegen dazu, dass Investitionen lohnenswerter werden. Welcher dieser beiden gegenläufigen Effekte überwiegt, ist letzten Endes eine empirische Frage.

122. Förderprogramme zielen darauf ab, Sanierungen für Hauseigentümer möglichst attraktiv zu machen. Sie versuchen, die Investitionskosten zu reduzieren, z. B. durch direkte Zuschüsse, durch Steuererleichterungen oder durch zinsverbilligte Darlehen. Bei erwarteten niedrigen Energiepreisen sind Sanierungen einzelwirtschaftlich oftmals überhaupt erst dann sinnvoll, wenn entsprechende Förderprogramme die Investitionen unterstützen (Amstalden et al., 2007). Gebäudesanierungen zur Senkung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen sind also mit Zusatzkosten verbunden. Im Falle eines Niedrig- oder Nullzinsumfeldes haben zinsverbilligte Darlehen zudem kaum Durchschlagskraft.

123. Neben diesen grundsätzlichen Zusammenhängen spielt die Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger Brennstoffpreise eine besondere Rolle. Selbst Energieexperten können hier leicht zu falschen Einschätzungen gelangen. Auch dem Hausbesitzer wird die Einschätzung der zukünftigen Energiepreise schwer fallen. Das bedeutet, dass bei Sanierungsentscheidungen sowohl die Energieeinsparung als auch der Zinssatz relativ leicht, aber die

zukünftigen fossilen Energiepreise schwer zu beziffern sind. Auch Unsicherheiten über den regulatorischen Rahmen der Energiewende sind hier von großer Bedeutung. Unsicherheit macht das Investitions-Entscheidungskalkül zusätzlich komplex.

124. Hinzu kommt die Tatsache, dass Haushalte häufig risikoavers handeln. Da Sanierungen für die meisten Hauseigentümer hohe Aufwendungen bedeuten und einmaliger Natur sind, sind Haushalte auch nicht in der Lage, wie Großinvestoren ihre Projekte zu diversifizieren. Haushalte kommen also bei ihrem Kosten-Nutzen-Kalkül zu anderen Ergebnissen als ein gänzlich risikoneutraler Akteur. Ggf. lohnt es sich also für Haushalte zu warten, statt unmittelbar zu handeln. Dies gilt umso mehr, da aktuell eine Niedrigpreislage bei fossilen Brennstoffen vorliegt, die das Warten begünstigt. Risikoaversion kann im Ergebnis dazu führen, dass die Reaktion der Haushalte auf Förderprogramme schwächer ausfällt als dies bei einem risikoneutralen Investor zu erwarten wäre. Zum einen werden die Haushalte möglicherweise sehr viel weniger Investitionsprojekte umsetzen als dies mit dem „einfachen“ Investitionskriterium des Nettobarwerts ohne Risiko als sinnvoll erachtet worden wäre. Zum anderen können Veränderungen der erwarteten Ausgaben (z. B. durch günstigere Zinskonditionen oder Zuschüsse) nur geringe Auswirkungen auf die Haushaltsentscheidung haben.

125. Gerade in Zeiten niedriger Energiepreise und geringer Rentabilität von Sanierungsmaßnahmen, sollten Fixkosten (monetäre, aber auch zeitliche) möglichst gering gehalten werden. Diese fallen in der Planungsphase von energetischen Sanierungen an und stellen eine zusätzliche Hürde für deren Umsetzung dar. In gleicher Weise sollte auch die Absicherung der Haushalte gegenüber Risiken eine gewichtigere Rolle spielen. Eine Möglichkeit, wie Fixkosten mittels Skalenerträgen verkleinert und Risiken reduziert werden können, stellen ggf. die von der Bundesregierung angedachten individuellen Sanierungsfahrpläne dar. Deren Ziel ist eine „*standardisierte Empfehlung einer passgenauen, stufenweisen energetischen Sanierung*“ (BMW, 2016a, S. 42). Unklar bleibt allerdings, wer die Pläne entwickeln und finanzieren soll oder auch wie einerseits eine Standardisierung erreicht und gleichzeitig auf alle individuellen Besonderheiten eingegangen werden kann. Fraglich ist zudem, ob die Sanierungsfahrpläne obligatorisch oder freiwillig sein sollen.

126. Effiziente Neubauten und Sanierungen werden über die KfW gefördert. Gefördert werden Neubauten sowie die energetische Sanierung von Bestandgebäuden, wenn diese die Vorgaben der EnEV übertreffen. Je nach KfW-Effizienzhaus-Standard ist auch die Förderung gestaffelt: für Neubau gibt es drei Stufen (KfW-40 plus, 40 und 55)¹⁴. Für die energetische Gebäudesanierung werden Einzelmaßnahmen sowie die Erreichung eines KfW-Effizienzhausstandards (KfW-55, 70, 85, 100 und 115) gefördert. Fast die Hälfte aller Neubauten wird über das KfW-Programm gefördert (vgl. Kapitel 5.3 in BMW, 2016a). Entsprechend kann das KfW-Programm genutzt werden, um bereits heute die Standards zumindest in den geförderten Neubauten so hoch zu setzen, dass diese dem 2050-Ziel gerecht werden (mit einem Primärenergiebedarf von nahezu Null). Eine Förderung unter dem Zielniveau macht aus Sicht der Expertenkommission keinen Sinn.

127. Auch für die Gebäudesanierung sollten die Förderstufen entsprechend ambitioniert ausgestaltet werden, und die höchste Förderstufe sollte ebenfalls eine zielkonforme Sanierung fordern. Das Programm sollte aus Sicht der Expertenkommission hohe Sanierungstiefen anstreben. Investitionen in z. B. Ölheizungen sollten vom Förderprogramm nicht mehr unterstützt werden. Eine Zusammenführung mit dem MAP kann in diesem Kontext hilfreich sein, da so eine Finanzierung auch für die erneuerbare Wärme aus der gleichen Hand angeboten werden kann. Die Überlappung beider Fördermechanismen mit zum Teil unterschiedlichen Vorgaben (das KfW-Programm sowie das MAP fördern in gewissem Maße die energetische Sanierung und den Einsatz erneuerbarer Heizsysteme) erhöht die Komplexität und ist daher nicht unbedingt hilfreich, Gebäudebesitzern die Förderoptio-

¹⁴ KfW-55 entspricht dabei einem Gebäude mit einem Primärenergiebedarf von 55 % eines vergleichbaren Referenzgebäudes nach EnEV.

nen zu vermitteln und somit Investitionen anzureizen. Die im Zuge der ESG angestrebten Überlegungen zur besseren Integration von erneuerbaren Heizsystemen im Gebäudebereich sollten daher auch eine Evaluierung der (Wechsel-)Wirkung beider Förderinstrumente mit Blick auf Gebäudeeigentümer und deren Entscheidungsprozesse und die entsprechende Vereinfachung beider Förderinstrumente und ggf. ihr Zusammenlegen umfassen.

128. Neben dem KfW-Programm und dem MAP kann aus Sicht der Expertenkommission auch die steuerliche Förderung bei geeigneter Ausgestaltung ein wirksames Instrument sein, um verstärkt Investitionen in die Gebäudesanierung anzureizen. Voraussichtlich spricht die steuerliche Förderung eine größere Breite an Eigentümern an als das KfW-Gebäudesanierungsprogramm, da Steuerersparnisse einen hohen Anreiz darstellen. Gebäudebesitzer, die die Gebäudesanierung ohne KfW-Förderung umsetzen möchten, profitieren davon ebenfalls und ggf. können Steuerberater als zusätzliche „Vermarkter“ aktiviert werden (vgl. Kapitel 6.1 in EWK, 2014b). Die Expertenkommission rät daher der Bundesregierung, nochmals den Versuch zu unternehmen, den Bundesrat von der steuerlichen Lösung zu überzeugen.

129. Für Förderinstrumente, die nicht kostenneutral implementiert werden können, gilt das Gebot der Kosteneffizienz in besonderem Maße. Stärkere Anstrengungen sollten in den Programmen unternommen werden, bei denen hohe Einsparungen vergleichsweise günstig zu erreichen sind. Damit bedarf es belastbarer Indikatoren und Zeitreihen, um die Beurteilbarkeit der Programme zu erhöhen.

130. Das Monitoring der KfW macht dies zumindest in regelmäßigen Abständen. Allerdings adressieren die Evaluierungen des Programms nicht die Frage, ob Gebäudebesitzer durch das Programm zum energetischen Sanieren angestoßen werden oder ob sie erst nach der Entscheidung, eine energetische Sanierung vorzunehmen, auf das Programm aufmerksam werden. Des Weiteren ist unklar, ob das Programm dann zu einer höheren Sanierungstiefe führt oder diese schon vorher feststeht und der Förderbetrag „mitgenommen“ wird. Die Beantwortung dieser Fragen würde helfen, das Programm zu verbessern.

3.5 Schlussgedanke

131. Im Bereich der Energieeffizienz stellt der Monitoring-Bericht die reinen Daten klar und nachvollziehbar dar. Allerdings fehlt im Bereich der erwartbaren Zielverfehlungen eine Einordnung inwieweit die vorgegebenen Ziele mit den bereits beschlossenen Maßnahmen noch erreicht werden können und inwieweit weitere zusätzliche Maßnahmen geplant bzw. angestrebt werden müssten.

132. Auf der Maßnahmenebene sind die Beschreibungen nicht leicht zu verstehen und es ist an einigen Stellen schwer nachvollziehbar, von welchen Maßnahmen genau die Rede ist. Zum einen gibt es schon länger implementierte Maßnahmen, die dann aber etwa innerhalb des NAPes angepasst wurden. Es gibt neue Maßnahmen, die im NAPE festgelegt worden sind und zusätzlich finden sich in der Effizienzstrategie Gebäude weitere Maßnahmen, die aber unter Vorbehalt nur vorgeschlagen worden sind. Hier fehlt es an einer guten Übersicht, die auch die erwarteten Einsparungen für jede der Maßnahmen deutlich macht. Die Expertenkommission erhofft sich, dass ihre 10 Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring zumindest für die wichtigsten Maßnahmen im nächsten Bericht der Bundesregierung aufgegriffen werden.

4 Verkehr nicht zu eng denken

Das Wichtigste in Kürze

Die jüngere Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr deutet darauf hin, dass es keine realistische Möglichkeit mehr gibt, den Endenergieverbrauch in diesem Sektor bis zum Jahr 2020 um 10 % gegenüber 2005 zu reduzieren. Im Projektionsbericht wird die Erreichung des 2020-Ziels erst um das Jahr 2030 herum erwartet. Mit den derzeitigen Maßnahmen im Verkehrssektor sind die vorhersehbaren Endenergie-Einsparungen gegenüber dem heutigen Stand also sehr begrenzt.

Zielszenarien zeigen den Weg zu substantiellen Reduktionen von Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen des Verkehrs, auch mit Blick auf 2050. Diese Szenarien basieren jedoch auf Annahmen zu Politikmaßnahmen im Verkehr, die eher einen grundlegenden Politikwechsel im Vergleich zur derzeitigen Situation darstellen.

Der Klimaschutzplan 2050 setzt ein ambitioniertes Zwischenziel für die CO₂-Emissionen des Verkehrs im Jahr 2030. Ebenso resultiert von europäischer Seite aus dem derzeitigen Vorschlag zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021-2030 (Effort Sharing Regulation) eine ambitionierte Vorgabe zur Reduktion der Nicht-ETS-Emissionen, zu deren Erreichung der Verkehr eine Schlüsselrolle spielen wird. Sollte die Bundesregierung die Erreichung dieser Ziele wirklich ernst nehmen, muss der benannte Politikwechsel im Verkehr dringlich stattfinden.

Dabei sollte berücksichtigt werden, dass die negativen Wirkungen des Verkehrs vielfältig sind und über reine CO₂-Emissionen hinausgehen. Emission 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 einer wieder ansteigenden Zahl an Verkehrstoten.

Zur Adressierung der negativen Wirkungen des Verkehrs stehen jeweils spezifische Handlungsfelder zur Verfügung. Hierzu gehören die Nutzung alternativer Antriebe und Kraftstoffe, Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr, Verlagerung des Verkehrs zu effizienteren und emissionsärmeren Trägern und die Vermeidung von motorisiertem Verkehr. Die Politik muss bei der Gestaltung des Verkehrssektors alle Handlungsfelder entsprechend ihrer Potenziale nutzen, um die Gesamtheit der negativen Wirkungen des Verkehrs anzugehen.

Neben spezifischen Politikmaßnahmen für einzelne Handlungsfelder sollten handlungsfeldübergreifende Preisinstrumente, z. B. in Form der Besteuerung externer Effekte auf Basis des spezifischen volkswirtschaftlichen Schadens (Pigou-Steuer), Anreize setzen, die negativen Wirkungen des Verkehrs zu reduzieren. Eine Möglichkeit wäre die Ausweitung der Maut auf die komplette Verkehrsinfrastruktur und für alle Nutzer und deren Umgestaltung hin zu regional und zeitlich differenzierten Mautpreisen.

Die Expertenkommission rät der Bundesregierung, die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie zu einer integrierten und verkehrsträgerübergreifenden Langfriststrategie mit klaren zeitlichen Perspektiven und quantitativen Zielen weiterzuentwickeln. Diese sind auch deshalb erforderlich, damit sich die Marktteilnehmer über die Absichten der Bundesregierung orientieren können.

133. Die Expertenkommission begrüßt, dass sich die Bundesregierung im aktuellen Monitoring-Bericht dem Verkehrssektor ausführlicher widmet als in den vergangenen Jahren. Der erneute Anstieg des Endenergieverbrauchs zeigt, dass es hier erheblichen Handlungsbedarf gibt. Ohne Frage gibt es keinen anderen Bereich in dem der Rückstand gegenüber den Zielen der Energiewende größer ist als im Verkehrssektor.

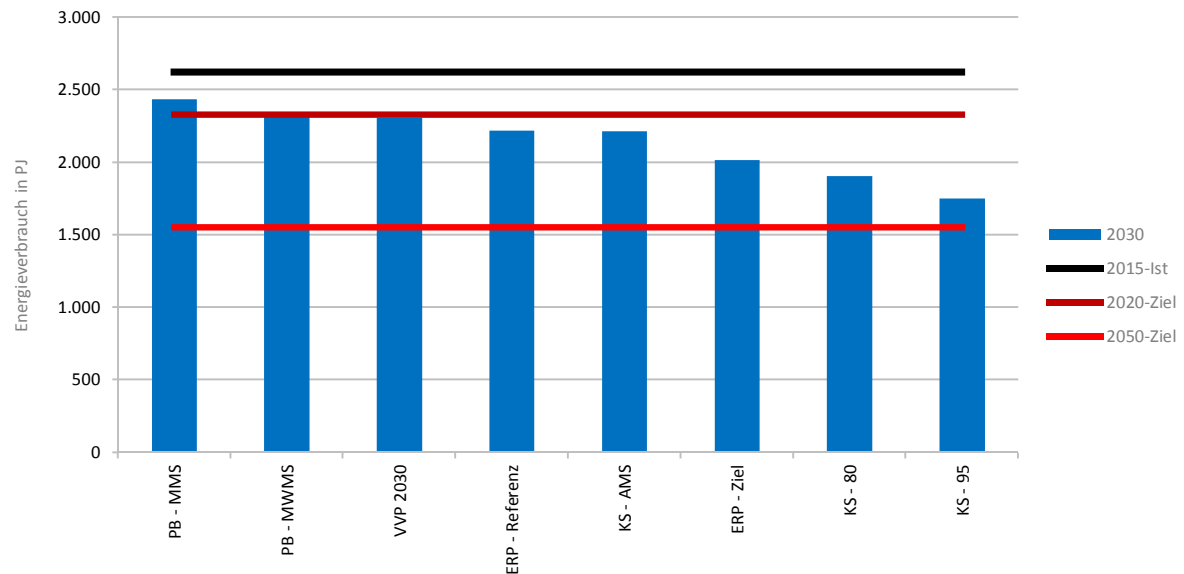
134. Die Bundesregierung stellt im Monitoring-Bericht fest, dass zur Erreichung des 2020-Ziels im Verkehr weitere Anstrengungen auch kurzfristig erforderlich seien. Während die Expertenkommission die Einschätzung der Bundesregierung zur dringenden Notwendigkeit weiterer Anstrengungen im Verkehr teilt, sieht sie angesichts der Entwicklungen im Endenergieverbrauch der letzten Jahre allerdings keine realistische Möglichkeit mehr das Ziel für das Jahr 2020 noch zu erreichen.

135. Auch mit Blick auf das Jahr 2030 zeigt sich, dass mit derzeitigen Maßnahmen die prognostizierten Einsparungen an Endenergie gegenüber dem aktuellen Stand sehr begrenzt sind. Abbildung 11 stellt den Endenergieverbrauch im Verkehr im Jahr 2030 entsprechend verschiedener Prognosen und Szenarien dar und vergleicht diese Zahlen mit dem Ist-Wert von 2015, dem Zielwert für 2020 und dem Zielwert für das Jahr 2050. In der Modellierung des Endenergieverbrauchs des „Mit-Maßnahmen-Szenario“ des Projektionsberichts werden alle Maßnahmen berücksichtigt, die bis zum 31. August 2014 ergriffen wurden, während das „Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario“ auch die im „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ und im „Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz“ vorgesehenen politischen Maßnahmen berücksichtigt. Dem Projektionsbericht folgend wird das 2020-Ziel im Verkehr gerade einmal im Jahr 2030 erreicht bzw. verfehlt, sollte die Umsetzung der zusätzlichen Maßnahmen nicht vollständig erfolgen oder nicht die erhofften Einsparungen bringen. Die Energierferenzprognose stellt die Entwicklung der Energieversorgung bis 2030 dar, unter Berücksichtigung energiepolitischer Weichenstellungen die nach Einschätzung der Autoren mit einer hohen Eintrittswahrscheinlichkeit verbunden sind. Hier gehen die Emissionsminderungen bis 2030 nur geringfügig über das 2020-Ziel hinaus. Das „Aktuelle-Maßnahmen-Szenario“ der Klimaschutzszenarien 2050 berücksichtigt alle Maßnahmen, die bis Oktober 2012 ergriffen worden sind. Die Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs im Verkehr in dieser Szenarienrechnung entspricht der Energierferenzprognose. Die Verkehrsverflechtungsprognose 2030 rechnet mit Einsparungen im Endenergieverbrauch bis 2030, die nur knapp über das 2020-Ziel hinausgehen.

136. Den Prognosen und Szenarien zur gegenwärtigen Instrumentierung folgend wird im Verkehr erst etwa 10 Jahre später als angestrebt das 2020-Ziel erreicht bzw. nur knapp unterschritten. Das Ziel einer Reduktion des Endenergieverbrauchs von 40 % bis 2050 gegenüber 2005 würde demnach in weiter Ferne liegen.

137. Erst das Zielszenario der Energierferenzprognose und die Klimaschutzszenarien 80 und 95 würden nach heutiger Vorhersage zu erheblichen Einsparungen bis zum Jahr 2030 führen. Das Zielszenario der Energierferenzprognose bildet die notwendige Entwicklung des Energieverbrauchs ab, um die Ziele des Energiekonzeptes zu erfüllen. Auch in den Klimaschutzszenarien 80 und 95 werden die Ziele des Energiekonzeptes erfüllt; die Szenarien unterscheiden sich jedoch im Ausmaß der THG-Minderung (80 bzw. 90 % gegenüber 1990). Die Zielszenarien basieren jedoch auf Annahmen zu Politikmaßnahmen im Verkehr, die mehr sind als „weitere Anstrengungen“, vielmehr einen grundlegenden Politikwechsel im Vergleich zur derzeitigen Situation darstellen. Hierzu gehören in den KS-80 und 90 u. a. eine konsequentere Förderung des öffentlichen Verkehrs und des Radverkehrs, die umfassende Förderung alternativer Antriebe (insbesondere der E-Mobilität), wesentlich strengere Emissionsvorschriften für Pkw (70 bzw. 63 g CO₂/km in 2030), eine Ausdehnung der Lkw-Maut auf alle Bundesstraßen und alle Fahrzeuge größer als 3,5 t, und Kapazitätssteigerungen im Schienengüterverkehr (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015).

138. Die Auswertung der Szenarien zeigt also, dass es möglich ist, durch eine rechtzeitige Umsetzung von ambitionierten Maßnahmen auch in der mittleren Frist signifikante Reduktionen im Energieverbrauch des Verkehrs zu erzielen. Die Expertenkommission stellt die Aussage des Monitoring-Berichts, dass eine Trendwende im Verkehr ein Langzeitprojekt sei und bleibe, daher in Frage.

Abbildung 11: Gesamter Endenergieverbrauch im Verkehr in Projektionen und Szenarien für 2030

Anmerkung: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Definition Energiebilanzen (ohne Seeverkehr, ohne Sonderverkehre, Luftverkehr nach Standortprinzip), im Gegensatz dazu wird im Rahmen der Berichterstattung der Emissionen der internationale Flugverkehr nicht berücksichtigt.

PB-MMS	Projektionsbericht – Mit-Maßnahmen-Szenario (BMUB, 2016b)
PB-MWMS	Projektionsbericht – Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (BMUB, 2016b)
VVP 203	Verkehrsverflechtungsprognose 2030 (Intraplan/BVU, 2014)
ERP-Referenz	Energierferenzprognose – Referenzprognose (Prognos/EWI/GWS, 2014)
KS-AMS	Klimaschutzszenario 2050 – Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015)
ERP-Ziel	Energierferenzprognose – Zielszenario (Prognos/EWI/GWS, 2014)
KS-80	Klimaschutzszenario 2050 – Klimaschutzszenario 80 (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015)
KS-95	Klimaschutzszenario 2050 – Klimaschutzszenario 95 (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015)

139. Der Klimaschutzplan 2050 setzt für das Jahr 2030 ein ambitioniertes Emissionsziel für den Verkehr, dessen Erreichung nur durch ebenso ambitionierte Politikmaßnahmen erreicht werden kann. Die oben genannten Zielszenarien geben einen Einblick in eine derartige Maßnahmengestaltung.

140. Auf europäischer Ebene ist Deutschland laut dem derzeitigen Vorschlag zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021-2030 (Vorschlag zur Effort Sharing Regulation) vom Juli 2016 verpflichtet, bis zum Jahr 2030 38 % der nicht-ETS Emissionen gegenüber 2005 einzusparen. Laut Projektionsbericht wird Deutschland im MMS jedoch voraussichtlich nur 22 % und im MWMS in etwa 30 % an Reduktionen erreichen (BMUB, 2016b). Auch hier besteht in der Zielerreichung also eine Lücke. Betrachtet man die wichtigsten Sektoren, die der Verursachung der Nicht-ETS-Emissionen zugerechnet werden, so sind dies insbesondere der Verkehr, die Landwirtschaft, Haushalte und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen). Aufgrund von begrenzten Potenzialen in der Emissionsreduktion in der Landwirtschaft und Restriktionen und langen Investitionszyklen im Gebäudebereich ist ein Großteil der zusätzlich nötigen Emissionsreduktionen zur Erreichung des nicht-ETS Ziels beim Verkehr zu vermuten.

141. Im September dieses Jahres empfahl der Deutsche Bundesrat in seiner Stellungnahme zur europäischen Strategie für emissionsarme Mobilität eine Anpassung von Steuer- und Abgabenpraktiken, damit „spätestens ab

dem Jahr 2030 unionsweit nur noch emissionsfreie PKW zugelassen werden“ (Bundesrat, 2016). Dies würde bedeuten, dass ab dem Jahr 2030 keine neuen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren mehr auf den Markt kämen. Bricht man das 1,5°C Temperaturanstiegsziel aus dem Pariser Klimaabkommen unter dem Kriterium der Kosteneffektivität auf Sektoren und Länder herunter, so müsste der Individualverkehr in Deutschland bereits ab ca. 2035 frei von Verbrennungsmotoren sein (Höhne et al., 2016). Berücksichtigt man die typischen Investitionszyklen im Pkw-Segment, dürften tatsächlich bereits vor 2030 keine neuen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren zugelassen werden. Der Bundesregierung wird empfohlen, die Umsetzbarkeit solcher Strategien ernsthaft zu prüfen.

142. Die Expertenkommission begrüßt, dass der Monitoring-Bericht neben der Entkoppelung von Verkehrsleistung und Energieverbrauch auch die Vermeidung bzw. Verringerung von Transportbedarf als Handlungsfeld im Verkehr identifiziert. Im Folgenden wird auf die negativen Wirkungen des Verkehrs, als auch die potentiellen Handlungsfelder eingegangen. Ziel der folgenden Analysen ist es aufzuzeigen, dass die negativen Externalitäten durch den Verkehr vielfältig sind und sich keinesfalls auf die Emission von Treibhausgasen beschränken. Dies sollte berücksichtigt werden in der Transformation des Verkehrssektors. Um die negativen Wirkungen zu adressieren, stehen mehrere Handlungsfelder zur Verfügung, die beschrieben und untersucht werden. Das Kapitel endet mit einer Schlussbetrachtung, die erarbeitete Politikempfehlungen zusammenfasst und internationale Beispiele einbindet.

4.1 Negative Wirkungen

Emission von Schadstoffen

143. Neben dem Verbrauch meist fossiler Energieträger und der damit zusammenhängenden Emission von Treibhausgasen verursacht der Verkehr eine Reihe weiterer Umweltbelastungen, deren Betrachtung in einer verkehrsträgerübergreifenden, integrierten Strategie für das Mobilitätssystem Berücksichtigung finden sollte. Im Folgenden wird auf die wichtigsten Belastungen eingegangen. Hierzu gehören insbesondere Emissionen von Stickstoffoxiden und Feinstaub. Darüber hinaus gibt es weitere Schadstoffe, die durch den motorisierten Verkehr emittiert werden. Hierzu gehören Kohlenwasserstoffe, Kohlenmonoxid, Ammoniak, Schwefeldioxid und Schwermetalle (EEA, 2016a).

144. Stickstoffoxide (NO_x) entstehen in Verbrennungsmotoren und Feuerungsanlagen für fossile Brennstoffe, Holz und Abfälle. Etwa 83 % der Stickstoffoxid-Emissionen in Deutschland im Jahr 2014 waren energiebedingt. Weitere 7 % stammten aus der Industrie (ohne Energieerzeugung) und 10 % aus der Landwirtschaft. Ca. 43 % der energiebedingten NO_x-Emissionen kamen aus dem Straßenverkehr. Demnach trug der Straßenverkehr etwa 36 % zu den nationalen Stickstoffoxid-Emissionen bei (UBA, 2015a). In Ballungsgebieten ist der Straßenverkehr jedoch die bedeutendste NO_x-Quelle (UBA, 2016j). NO_x können zu einer Vielzahl von negativen Umweltwirkungen führen, u. a. führen sie zu Atemwegserkrankungen beim Menschen, unterstützen die Ozonbildung, tragen zur Feinstaubbelastung bei und können Pflanzen schädigen. NO_x Emissionen werden durch die EU reglementiert. Die Messung bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen findet jedoch nur im Labor nach dem vielfach kritisierten Neuen Europäischen Fahrzyklus statt, auf den die Fahrzeuge optimiert werden. Eine Auswertung von realen Abgastests zeigt, dass insbesondere Diesel-Pkw die Grenzwerte (gemessen in g/km) um ein Vielfaches überschreiten. So sind die realen NO_x-Emissionen eines Euro 5 Diesel-Fahrzeugs im Durchschnitt mehr als viermal, bei einem Euro 6-Fahrzeug sogar mehr als sieben Mal so hoch wie der Grenzwert (EEA, 2016a).

145. Die 39. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz, welche die Richtlinie 2008/50/EG über Luftqualität und saubere Luft für Europa umsetzt, gibt einen jahresdurchschnittlichen Grenzwert für Stickstoffdioxid (NO₂), das wichtigste Stickstoffoxid, von 40 µg/m³ vor. Bei 141 von 518 deutschen Messstellen (27 %) wurde

dieser Grenzwert in 2015 überschritten, insbesondere in Großstädten (UBA, 2016k). Des Weiteren ist ein Einstunden-Grenzwert von $200 \mu\text{g}/\text{m}^3$ festgelegt. Dieser darf nicht öfter als 18-mal im Kalenderjahr überschritten werden. An fünf Messstellen wurde im Jahr 2015 dieser Grenzwert öfter überschritten. Diese befinden sich in Stuttgart, München, Darmstadt, Limburg und Kiel. Aufgrund der Nichteinhaltung der NO_x -Grenzwerte wurden in mehreren Städten Klagen gegen die zuständigen Behörden eingereicht, u. a. in Bonn, Aachen, Hamburg, Düsseldorf, Essen, Gelsenkirchen, Frankfurt am Main, München und Stuttgart (Clean air, 2016). Deutschland hat sich weiterhin in der Richtlinie 2001/81/EG über nationale Emissionshöchstmenge für bestimmte Luftschadstoffe verpflichtet ab 2010 den Grenzwert von 1051 kt an gesamten nationalen Stickstoffoxidemissionen einzuhalten (EEA, 2016b). Bisher (2010 bis 2014) hat Deutschland diesen Grenzwert jedes Jahr weit überschritten (EEA, 2016c).

146. Primärer Feinstaub entsteht unmittelbar an der Quelle, z. B. bei Verbrennungsprozessen, durch Bewegung von Schüttgütern oder durch einen natürlichen Ursprung, z. B. Bodenerosion. Sekundärer Feinstaub entsteht auf Basis von Vorläufersubstanzen, wie Schwefel- und Stickoxiden oder Ammoniak. Etwa 38 % der Feinstaub-Emissionen (PM_{10}) waren im Jahr 2014 energiebedingt, 39 % entstanden in der Industrie (ohne Energieerzeugung) und weitere 23 % in der Landwirtschaft. Von den energiebedingten Feinstaub-Emissionen resultierten wiederum etwa 36 % aus dem Straßenverkehr. Insgesamt trägt der Straßenverkehr also zu etwa 14 % der gesamten Feinstaub-Emissionen in Deutschland bei (UBA, 2015a). In Ballungsgebieten gehört der Straßenverkehr jedoch zu den dominierenden Feinstaubquellen. Feinstaub-Emissionen des Straßenverkehrs stammen zum einen von Verbrennungsmotoren (vorrangig Dieselmotoren), zum anderen von Bremsen- und Reifenabrieb, als auch Aufwirbelungen. Gesundheitswirkungen für den Menschen sind insbesondere Erkrankungen der Atemwege, erhöhte Thromboseneigung oder Veränderungen der Regulierungsfunktion des vegetativen Nervensystems (Herzfrequenzvariabilität) (UBA, 2016i).

147. Euro 6-Fahrzeuge – Benzin und Diesel – müssen derzeit einen Grenzwert von $0,005 \text{ g}/\text{km}$ an Feinstaubemissionen einhalten. Die 39. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz gibt einen Grenzwert von $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$ Luft im Jahresdurchschnitt vor für Feinstaub einer Größe von bis zu $10 \mu\text{m}$ (PM_{10}). Des Weiteren darf der Grenzwert von $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ pro 24 Stunden an den Messstellen nicht öfter als 35-mal im Jahr überschritten werden. In 2015 wurde an keiner der deutschen Messstellen der jahresdurchschnittliche Grenzwert überschritten. Es gab jedoch 3 Messstellen an denen durch Spitzenbelastungen der 24-Stunden-Wert mehr als 35 mal im Jahr überschritten wurde; dies war in Stuttgart, Berlin und Weimar (UBA, 2016b). Des Weiteren gilt ein Grenzwert von $25 \mu\text{g}/\text{m}^3$ im Jahresmittel für die noch kleineren Feinstaubpartikel $\text{PM}_{2,5}$. Hier gab es keine Überschreitung im Jahr 2015 (UBA, 2016c).

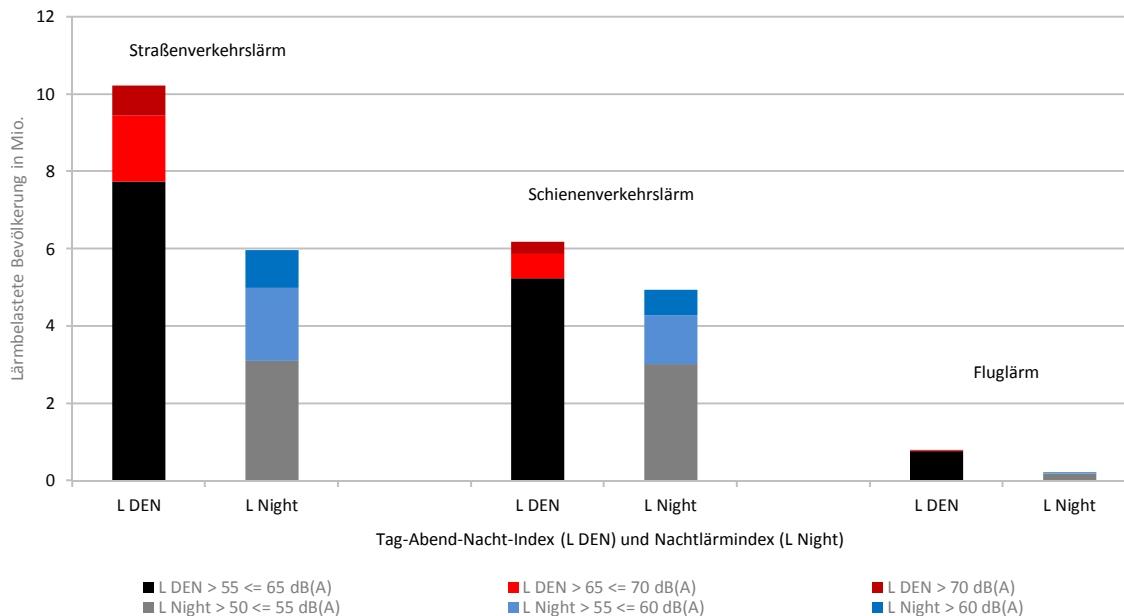
148. Bezüglich der Feinstaubgrenzwerte gibt es jedoch erhebliche Abweichungen zwischen den deutschen Grenzwerten und den Empfehlungen der World Health Organization (WHO) (UBA, 2016e). Hier werden für PM_{10} maximale Jahresmittelwerte von $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$ und maximal 3 Überschreitungen der 24-Stunden-Messwerte pro Jahr vorgegeben. Legt man diese strengeren Messwerte an, so gab es in 2015 Überschreitungen an 130 von 374 Messstellen (35 %) bezüglich des Jahresmittelwertes und 289 Messstellen (77 %) an denen der 24-Stunden-Grenzwert mehr als dreimal überschritten wurde. Auch im Hinblick auf $\text{PM}_{2,5}$ empfiehlt die WHO einen strengeren Grenzwert. Hier werden $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ im Jahresmittel vorgegeben. Unter Verwendung dieses strengeren Grenzwertes ergeben sich Überschreitungen an 161 von 182 Messstellen (88 %) in Deutschland im Jahr 2015. Ein 24-Stunden-Grenzwert für $\text{PM}_{2,5}$ fehlt in Deutschland, wird jedoch von der WHO empfohlen. Die gesundheitlichen Folgekosten durch Feinstaubbelastung für die Gesellschaft sind erheblich. Schätzungen zu Gesundheitsrisiken der Bevölkerung in Deutschland durch Feinstaub zufolge, haben diese im Durchschnitt von 2007-2014 etwa 45.300 vorzeitige Todesfälle jährlich verursacht (UBA, 2016f).

Lärmbelastung

149. Der Straßenverkehr verursacht den Großteil der verkehrsbedingten Lärmbelastungen in Deutschland. Abbildung 12 zeigt die Ergebnisse der Umgebungslärmkartierung nach der EU-Richtlinie über die Bewertung und die Bekämpfung von Umgebungslärm. Sie berücksichtigt Hauptverkehrsstraßen mit einem Verkehrsaufkommen von mehr als 3 Mio. Kraftfahrzeugen pro Jahr, Haupteisenbahnstrecken mit einem Verkehrsaufkommen von mehr als 30.000 Zügen pro Jahr und Großflughäfen mit einem Verkehrsaufkommen von mehr als 50.000 Bewegungen pro Jahr. In Deutschland betrifft dies 44.000 Kilometer (km) Hauptverkehrsstraßen, 13.700 km Haupteisenbahnstrecken und alle elf Großflughäfen (UBA, 2016h). Gemessen wird ein gewichteter Durchschnitt des Lärmpegels über 24 Stunden (L DEN) und ein Indikator für den Lärm in der Nacht (L Night).

150. Die Auswertung (vgl. Abbildung 12) zeigt, dass allein an den betrachteten Hauptverkehrsstraßen mehr als 10 Mio. Menschen in Deutschland von L-DEN Pegeln über 55 Dezibel belastet sind. Bei solchen Pegeln können schon erhebliche Belästigungen und Störungen der Kommunikation auftreten. Um die Gesundheit zu schützen (Zunahme des Herzinfarkttrisikos), sollte ein Mittelungspegel von 65 dB(A) am Tage und 55 dB(A) in der Nacht nicht überschritten werden (UBA, 2016). Es sind jedoch allein durch den Straßenverkehr fast 2,5 Mio. Menschen ganztägigen Lärmpegeln von über 65 Dezibel ausgesetzt. Auch entlang der Schienenverkehrswege treten erhebliche Lärmbelastungen auf.

Abbildung 12: Belastung der Bevölkerung durch Verkehrslärm nach Umgebungslärmrichtlinie



Quelle: UBA (2016h)

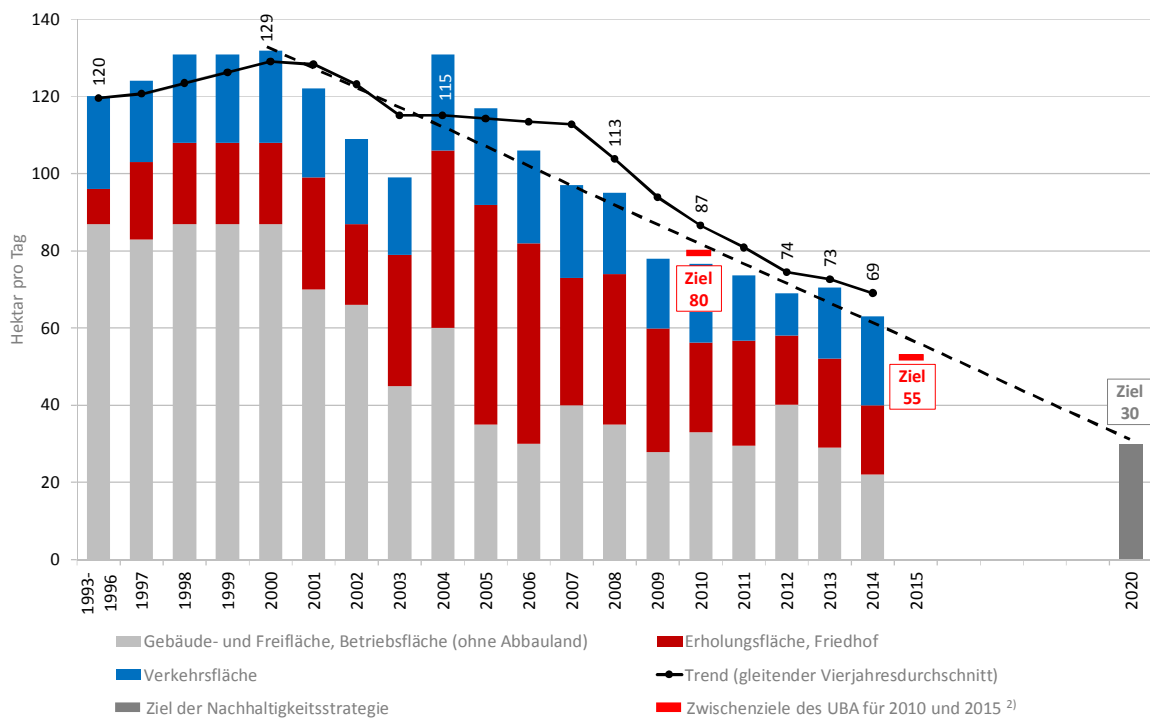
151. Laut UBA erfasst die Kartierung der EU-Umgebungslärmrichtlinie jedoch bei Weitem nicht alle Belastungen durch den Straßenverkehrslärm. Nach überschlägigen Berechnungen sei etwa die Hälfte der Bevölkerung in Deutschland durch Straßenverkehrslärm mit Mittelungspegeln von mindestens 55 Dezibel tagsüber bzw. 45 Dezibel nachts ausgesetzt. Es wird weiterhin geschätzt, dass 15 % der Bevölkerung sogar mit Pegeln von mindestens 65 dB(A) tags bzw. 55 dB(A) nachts belastet ist (UBA, 2016l).

Flächennutzung

152. Durch die zunehmende Beanspruchung von Siedlungs-, Industrie- und Verkehrsflächen werden Flächen den ökologischen Kreisläufen entzogen und landwirtschaftliche Nutzung verdrängt. Die Flächenversiegelung begünstigt weiterhin die Bildung von Hochwasser (UBA, 2016d). Des Weiteren zerteilen Verkehrsflächen Räume und damit auch Habitate und Lebensraumnetze und verhindern bzw. erschweren dadurch den Austausch von Populationen aus Fauna und Flora.

153. Insgesamt hat die Neuinanspruchnahme von Siedlungs- und Verkehrsflächen in Deutschland in den letzten Jahren stark abgenommen und lag bei 63 Hektar pro Tag in 2014 (vgl. Abbildung 13). Dies ist v. a. mit einem Rückgang im Anstieg der Gebäude-, Betriebs- und Freiflächen, als auch der Erholungsflächen zu erklären. Die Zunahme der Verkehrsflächen blieb seit dem Jahr 2000 einigermaßen konstant und betrug 23 Hektar pro Tag im Jahr 2014, was 36,5 % des Anstiegs der gesamten Siedlungs- und Verkehrsfläche entspricht.

Abbildung 13: Anstieg der Siedlungs- und Verkehrsfläche



Quelle: UBA (2016d)

154. Im Rahmen der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, die Neuinanspruchnahme von Siedlungs- und Verkehrsflächen in Deutschland auf 30 Hektar pro Tag zu reduzieren. Der Bundesverkehrswegeplan schätzt den zusätzlichen Flächenbedarf der Projekte des vordringlichen Bedarfs und der vordringlichen Bedarfs-Engpassbeseitigung bis 2030 auf 16.299 Hektar, was bis 2030 einer Verkehrsflächenzunahme von 2,98 Hektar pro Tag entspricht. Dennoch entspricht dies einer Reduktion des geplanten Zuwachses an Bundesverkehrsinfrastruktur von mehr als 50 % gegenüber dem BVWP 2003, dessen gesamter projektbedingter Zuwachs auf ca. 37.100 Hektar geschätzt wird (BMVI, 2016). Des Weiteren werden durch die vordringlichen Vorhaben des BVWP 2030 (inkl. VB-E) auf 1949 km Naturräume durchschnitten. Der BVWP fokussiert sich jedoch auf die Bundesverkehrswege, Verkehrspläne der Länder und Verkehrsvorhaben kleinerer Verwaltungseinheiten sind hier nicht berücksichtigt.

Staukosten

155. Ein ebenfalls nur indirekt mit der Energiewende zusammenhängendes Problem sind die in den letzten Jahren massiv angestiegenen Zeitverluste durch Verkehrsstaus. Die Auswertung von Staukosten rechnen zum einen Zeitverluste auf Seiten der betroffenen Straßenbenutzer ein, aber auch höhere Energieverbräuche durch verlängerte Fahrtzeiten. Staus ziehen wiederum höhere Umweltkosten nach sich. Die Stellungnahme der Expertenkommission aus dem letzten Jahr (vgl. Kapitel 9.2 in EWK, 2015) taxierte die kumulierten jährlichen Staukosten in Deutschland auf über 40 Mrd. Euro, mit steigender Tendenz.

156. In Deutschland wurde zuletzt intensiv über die Einführung einer Straßenmaut gesprochen. Dank neuer Informationstechnologien könnte eine solche Straßenmaut künftig als zeitflexibles Road Pricing ausgestaltet werden, und zwar für alle Fahrzeuge. Dies bedeutet, dass zu verkehrsschwachen Zeiten keine Maut anfällt, während zu anderen Zeiten die Mautzahlungen derart ansteigen, dass die dadurch ausgelöste Lenkungswirkung beispielsweise die Hälfte aller Staus vermeiden könnte. Grundsätzlich gilt: Eine ökonomisch effiziente Maut sollte dazu beitragen, dass sich die privaten Kosten des Transports von Personen und Gütern zwischen zwei Orten den gesellschaftlichen Kosten angleichen. Dazu gehören neben der Umwelt-Externalität auch die Staukosten.

Unfälle und Verkehrstote

157. Nach der Unfallbilanz des Statistischen Bundesamtes gab es im Jahr 2015 insgesamt 2,5 Mio. Verkehrsunfälle in Deutschland mit 3459 Todesfällen (Destatis, 2016g). Auch wenn die Anzahl der Todesfälle in den letzten Jahrzehnten (bei steigendem Fahrzeugbestand) stark gesunken ist, so gab es dennoch einen Anstieg der Todesfälle von 2014 auf 2015 um 4,6 %. Dabei wird die Anzahl der Todesfälle im Verkehr auch durch Eigenschaften der beteiligten Fahrzeuge bestimmt. Anderson und Auffhammer (2011) fanden z. B. heraus, dass eine positive Korrelation zwischen Fahrzeuggewicht und Sterbewahrscheinlichkeit bei einem Unfall besteht. In ihrer Untersuchung steigt die Wahrscheinlichkeit in einer Kollision mit einem Fahrzeug zu sterben gegenüber der Baseline um 47 %, wenn das andere Fahrzeug 500 kg mehr wiegt. Kollisionen mit SUVs, Pickups und Minivans erzeugen sogar noch höhere Wahrscheinlichkeiten gegenüber der Baseline. Der Anstieg des durchschnittlichen Fahrzeuggewichtes über die letzten Jahre könnte demnach auch einen Einfluss auf die Todeszahlen im Verkehr haben.

4.2 Handlungsfelder

158. Um eine nachhaltige Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr und die langfristigen Ziele der Energiewende zu erreichen gilt es die gesamte Bandbreite wichtiger Handlungsfelder im Verkehr zu adressieren. Diese beinhalten:

- Nutzung alternativer Antriebe und Kraftstoffe
- Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr
- Verlagerung des Verkehrs zu effizienteren und emissionsärmeren Trägern
- Vermeidung von motorisiertem Verkehr

Nutzung alternativer Antriebe und Kraftstoffe

159. Wie aus dem fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung hervorgeht, stoßen alternative Kraftstoffe aus Biomasse bereits deutlich unterhalb der avisierten Zielmarke eines Anteils von 10 % am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors an ihre Einsatzgrenzen. Der seit Jahren rückläufige Trend, der im Jahr 2015 mit 5,2 % zum niedrigsten Wert seit 2006 führte, zeigt, dass Biokraftstoffe der ersten Generation keinen Lösungsweg für einen klimaneutralen Verkehrssektor darstellen. Bis zum Jahr 2020 wird entgegen der im Monitoring-Bericht der Bundesregierung geäußerten Hoffnung auf eine Kompensation des fehlenden Beitrags aus Biokraftstoffen durch einen steigenden Einsatz von erneuerbarem Strom, die Elektromobilität (auch bei Erreichen des Ziels von 1 Mio. Fahrzeuge) nicht die entscheidenden Beiträge leisten können. Dies liegt zunächst daran, dass 1 Mio. Elektrofahrzeuge gegenüber einem Fahrzeugbestand von rund 46 Mio. Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor nicht einmal näherungsweise in Dimensionen von 10 % des Energiebedarfs vordringen können. Des Weiteren weisen Elektrofahrzeuge nur etwa ein Viertel des Energiebedarfs eines vergleichbaren Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor auf. Somit leisten sie einen vergleichsweise hohen Beitrag zur Energieeffizienz des Fuhrparks, der Anteil der erneuerbaren Energien steigt jedoch durch ihren Einsatz kaum. Hier zeigt sich auch ein Dilemma der Sektorenkopplung, denn der zusätzliche Strombedarf des Verkehrs wäre nur dann klimapolitisch positiv, wenn er durch einen zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung gedeckt würde. Dies ist aktuell durch die sektorale Betrachtung des Energiesystems nicht gewährleistet.

160. Die Elektromobilität stellt insbesondere unter Berücksichtigung weiterer Fortschritte hinsichtlich der Batterietechnologie (Kosten, Energiedichte, Reichweite) im PKW-Bereich perspektivisch ein umsetzbares Alternativkonzept für den motorisierten Individualverkehr dar. Sie kann zukünftig einen nicht fossilen, emissionsfreien Betrieb ermöglichen, vorausgesetzt, die Stromerzeugung wird vollständig klimaneutral. Im Luft-, Schwerlast- und Schiffsverkehr stehen sofort einsetzbare Alternativkonzepte in dieser Form noch nicht zur Verfügung. Mögliche Technologien wären batterieelektrisch oder mit Brennstoffzellen betriebene elektrische Antriebe, die treibstoffbezogenen Alternativkonzepte „Power-to-Gas“ und „Power-to-Liquid“ und mittels Oberleitungen auf Fernstraßen versorgte elektrische bzw. Hybridantriebskonzepte für den Schwerlast- und Busverkehr. Diese Konzepte befinden sich erst im Test- und Pilotstadium, für eine flächendeckende Umsetzung bestehen in technischer und v. a. in wirtschaftlicher Hinsicht noch offene Fragen.

161. Der Bereich des Güternah- und -verteilverkehrs, der v. a. durch kleinere LKW bedient wird, könnte über batterieelektrisch betriebene Antriebe abgedeckt werden. Auch Brennstoffzellenkonzepte wären möglich. Für beide Ansätze besteht trotz laufender Pilotvorhaben noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um ökonomisch tragfähige und technisch zuverlässige Alternativen für die flächendeckende Anwendung zur Verfügung stellen zu können. Diese müssen über den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur (Ladepunkte, Wasserstofftankstellen) im lokalen und regionalen Kontext flankiert werden.

162. Deutlich größer sind die Herausforderungen im Straßengüterfernverkehr. Derzeit wird der Einsatz von LKW mit elektrischem Antrieb, der über Oberleitungen mit Strom versorgt wird, in Kombination mit einem zusätzlichen Verbrennungsmotor oder einer Batterie für Strecken außerhalb der elektrifizierten Fernstraßen favorisiert. Begründet wird dies mit Vorteilen hinsichtlich der Energieeffizienz elektrischer Antriebe, geringer Umwandlungsverluste durch die direkte Nutzung von Strom, der Fahrzeugkosten und der reinen Energiekosten gegenüber anderen Antriebskonzepten. Neben einer Teststrecke in Deutschland findet eine Erprobung derzeit in Pilotprojekten in Schweden und Kalifornien statt (Siemens AG, 2016). Die Bundesregierung stellt in ihrem Monitoring-Bericht die diesbezüglich erzielten Fortschritte sehr positiv dar, ohne jedoch auf die Konsequenzen hinzuweisen, die eine flächendeckende Einführung dieser Technologie mit Blick auf die erforderliche Infrastruktur hätte. Die Errichtung der Oberleitungsinfrastruktur würde Schätzungen zufolge Kosten in Höhe von 1,2-2,5 Mio. Euro/km verursachen, was bei knapp 13.000 km Autobahnen Infrastrukturkosten zwischen 16-33 Mrd. Euro bei

vollständiger Ausstattung mit Oberleitungen zur Folge haben würde. Die Möglichkeiten zur Umsetzung von Oberleitungs-Fernstraßen bedürfen weiterer Detailuntersuchungen. Im Rahmen einer langfristigen Zielsetzung ist jedoch eine Entscheidung für oder gegen den Einsatz dieser Technologie zu fällen, um Infrastrukturmittel zielgerichtet einsetzen zu können. Ein Oberleitungskonzept muss zudem auf europäischer Ebene initiiert, akzeptiert und unterstützt werden, damit auch der Transitverkehr auf deutschen Autobahnen elektrisch fahren kann und deutsche LKW im Ausland nicht ausschließlich auf einen zusätzlichen Verbrennungsmotor angewiesen sind.

163. Oberleitungs-LKW sind nicht die einzige denkbare Alternative für den Güterfernverkehr. Eine Kombination aus Batterie und Brennstoffzelle zur Versorgung eines elektrischen Antriebs bietet beispielsweise eine technisch umsetzbare Lösung, die die Eigenschaften heutiger Diesel-LKW erreichen könnte. Auch für die Einführung dieser Technologie bedürfte es eines verstärkten flankierenden Infrastrukturaufbaus in Form von Wasserstofftankstellen entlang der Transitachsen, was auch den Plänen der EU entspricht (EU-Richtlinie 2014/94/EU). Deutschland hatte sich bereits 2012 zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2016 50 Wasserstofftankstellen zu errichten. Hiervon ist man allerdings mit aktuell 21 Tankstellen (Stand: Juli 2016) noch weit entfernt.

164. Parallel zu diesen antriebsorientierten Alternativen werden Konzepte verfolgt, die auf den Einsatz alternativer Treibstoffe auf Strombasis setzen. Hier sind sowohl Technologien für die Erzeugung gasförmiger Energieträger (synthetisch erzeugtes Methan oder Wasserstoff) als auch für die Erzeugung flüssiger Treibstoffe in der Entwicklung. Hinsichtlich der Energieeffizienz sind die rein treibstofforientierten Konzepte (Ersatz von Diesel durch synthetisches Methan oder Power-to-Liquid-Kraftstoffe) jedoch mit Effizienz-Nachteilen behaftet, da der Verbrennungsmotor deutlich ineffizienter als ein elektrischer Antrieb ist und die Umwandlungsprozesse der Kraftstoffe zusätzliche Energieverluste implizieren. Für diese Konzepte ist somit das Vorhandensein entsprechend zusätzlicher Mengen erneuerbaren Stroms entscheidend, die zur Produktion CO₂-neutraler Kraftstoffe zur Verfügung stehen müssen. Nur wenn entsprechende Kapazitäten vorhanden sind, stellen derartige Konzepte eine Option für einen klimaneutralen Schwerlastverkehr dar. Dies trifft auch auf Power-to-Liquid-Energieträger zu, die aktuell die höchsten Umwandlungsverluste aufweisen (UBA, 2015b).

165. Für den Langstreckenflugverkehr sind sie dennoch die einzige klimaneutrale Option, weshalb hier die dringende Notwendigkeit besteht, weiter an einsetzbaren nicht-fossilen Energiekonzepten zu forschen und Möglichkeiten zu finden, die Diffusion CO₂-freier Technologien zu beschleunigen (Grote, Williams und Preston, 2014). Auch im Containerschiffsverkehr erscheinen strombasierte Kraftstoffe als die einzige sinnvolle Option, den Schiffsverkehr deutlich schadstoffärmer zu gestalten. Voraussetzung wäre jedoch die Installation der notwendigen Infrastruktur in den Häfen und eine stärkere Verbreitung von LNG-Antrieben. Um den Treibstoffverbrauch zu reduzieren, gibt es zudem Konzepte, die bei günstigen Windkonstellationen mit Zugdrachen operieren. Einsparungen von 15-20 % wurden im Testbetrieb erzielt. Bisher konnte sich die Technologie jedoch nicht durchsetzen. Für kleinere Schiffe im Güterverteilverkehr sind auch Elektroantriebe auf Basis einer Batterie-Brennstoffzellen-Kombination eine Option (UBA, 2015b).

166. Da alle diskutierten Technologiealternativen direkt oder indirekt auf der Nutzung von Strom basieren, führt die Umstellung auf nicht-fossile Energieträger im Verkehrssektor zu einem deutlich steigenden Strombedarf. Nur wenn dieser Strombedarf aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird, wird ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, den steigenden Strombedarf im Verkehrssektor für die Ausbauplanung der erneuerbaren Energien (u. a. im Ausschreibungsregime des EEG) zu berücksichtigen.

167. Neben dem geschilderten technischen Entwicklungsbedarf alternativer Antriebsformen besteht Forschungsbedarf zu Fragen zukünftiger Mobilitätsformen. Beispielsweise gilt es zu klären, welche Auswirkungen die Entwicklung des „autonomen Fahrens“ auf die Mobilität von morgen und die Entwicklung des Energiebedarfs

des Verkehrssektors haben wird (Knie, Rammler und Zimmer, 2016). Gleiches gilt für die Analyse der Auswirkungen von „Shared Economy“-Konzepten. Der derzeitige Schwerpunkt der Mobilitätsforschung scheint zu sehr auf der Untersuchung von Anreizen zu liegen. Er sollte stärker auf Lenkungswirkungen ausgerichtet werden.

Exkurs: Kosteneinflussfaktoren für Fahrzeugbatterien und deren Entwicklung

Fahrzeugbatterien machen derzeit ca. 25 % (Nykvist und Nilsson, 2015) der Gesamtfahrzeugkosten bei Elektrofahrzeugen aus. Aufgrund ihrer Energiedichte werden in rein elektrischen Fahrzeugen (BEV) nahezu ausschließlich Lithium-Ionen-Batterien eingesetzt, die von den derzeitigen Technologien das höchste Kostensenkungspotenzial aufweisen und daher in der folgenden Betrachtung im Vordergrund stehen. Die Kostenentwicklung hängt im Wesentlichen von folgenden Faktoren ab: a) Entwicklung des weltweiten Marktes und aus der wachsenden Produktion resultierende Lern- und Skaleneffekte, b) technologische (Weiter-) Entwicklung bestehender und neuer Batterietechnologien, c) Fortschritte in der Produktionstechnologie, d) Entstehung von Sekundärmärkten, e) Rohstoffversorgungssituation.

Aufgrund von Untersuchungen zu Lerneffekten bei Technologien wie Photovoltaik, Windenergie oder Halbleitern (IEA/OECD, 2000) und der bisherigen Kostenentwicklung, wird davon ausgegangen, dass die Kosten von Lithium-Ionen-Batterien einer Lernkurve folgen und die Zunahme der Produktionsmenge zu Kostensenkungen führt (Nykvist und Nilsson, 2015). Das Marktvolumen von Lithium-Ionen-Batterien lag 2014 bei rund 5,3 Mrd. Zellen mit einer Kapazität von ca. 50 GWh, wovon 20 % auf den Automotive-Bereich entfielen. Das durchschnittliche jährliche Marktwachstum zwischen 2004 und 2014 betrug dabei 22 %. Die Prognose des Marktvolumens bis 2020 liegt bei einer Erhöhung um den Faktor 3 bis 4,5 auf 150 GWh/Jahr bzw. 225 GWh/Jahr abgesetzter Speicherkapazität. Davon entfallen ca. 58 bzw. ca. 96 GWh/Jahr auf Fahrzeuge (Avicenne Energy, 2016). Dies würde für eine Produktion von rund 5 Mio. Elektrofahrzeugen pro Jahr ausreichen. Die durchschnittlichen Kosten für Lithium-Ionen-Fahrzeugbatterien sind in den letzten Jahren von ca. 1.400 US Dollar/kWh im Jahr 2010 (Deutsche Bank, 2016) auf 400 (Nykvist und Nilsson, 2015) bis 500 US Dollar/kWh (Deutsche Bank, 2016) 2014 gesunken. Aktuelle Werte für führende Hersteller werden mit 300 (Nykvist und Nilsson, 2015) bis 225 US Dollar/kWh (Deutsche Bank, 2016) noch niedriger angegeben. Bis 2018 bzw. 2020 wird mit weiteren Kostensenkungen auf deutlich unter 250 US Dollar/kWh gerechnet. Trotz deutlicher Fortschritte in den letzten Jahren ist die Lithium-Ionen-Technik noch als junge Technologie anzusehen, die ihre Technologiereife voraussichtlich erst in 15 bis 25 Jahren erreichen wird. Aktuelle Entwicklungsziele sind die Erhöhung der Energiedichte und die Steigerung der Lebensdauer. Die Energiedichte von Lithium-Ionen-Batterien bewegt sich derzeit zwischen 90 und 250 Wh/kg (gravimetrische Energiedichte) und 160 bis 670 Wh/l (volumetrische Energiedichte). Künftig werden Werte von 310 Wh/kg bzw. 860 Wh/l erwartet (VDE, 2015). Bezüglich der Lebensdauer ist v. a. die Auslegung hinsichtlich maximaler Be- und Entladung in Bezug auf die Gesamtkapazität entscheidend.

Derzeitiger Stand der Technik sind die sogenannten Lithium-Ionen Batterien der zweiten Generation mit NMC¹⁵-, NCA¹⁶- oder LFP¹⁷-Kathode und Graphit-Anode, sowie Lithium-Polymer-Batterien. Fortschritte hinsichtlich der Energiedichte, aber auch der Kosten, werden zunächst durch schrittweise Verbesserung dieser Systeme, z. B. durch die Entwicklung zu Hochenergie- und Hochvoltbatterien, erwartet. Neue Technologien wie Lithium-Schwefel, Lithium-Feststoff oder Lithium-Luft befinden sich noch in der Grundlagenforschung und werden frühestens in der Zeit ab 2025 bis 2030 erwartet. Neben Lithium-Schwefel- und Lithium-Luft-Systemen sind deshalb v. a. die

¹⁵ NMC - Lithium-Nickel-Mangan-Kobaltoxid.

¹⁶ NCA - Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid.

¹⁷ LFP - Lithium-Eisenphosphat.

Komponenten der aktuell eingesetzten Technologien in Form von Kathoden, Anoden etc. Gegenstand derzeitiger Forschung. Für nicht lithium-basierte Batteriesysteme wie Natrium- oder Redox-Flow-Batterien wird erwartet, dass diese in künftigen Elektromobilitätsanwendungen keine wesentliche Rolle spielen, sondern vor allem im stationären Bereich Anwendungsfelder erschließen können (Fraunhofer ISI, 2015).

Zusätzlich zur Entwicklung des elektro-chemischen Teils besteht ein erhebliches Potenzial zur Steigerung der Lebensdauer und der nutzbaren Kapazität in der Verbesserung der Batterieüberwachung und -steuerung. In derzeitigen Batteriemanagementsystemen (BMS) wird der Zellzustand anhand eines Modells auf Basis weniger Kenngrößen und der vor Auslieferung erfolgten Charakterisierung der Zellen bewertet. Die Messung der Kenngrößen erfolgt außerhalb der Batteriezellen (Schmidt et al., 2016). Dabei werden die Betriebsgrenzen mit einem eher hohen Sicherheitsfaktor gewählt und bei Kapazitätsverlusten aufgrund von Alterungsmechanismen bleibt unklar, welcher spezifische Mechanismus vorliegt. Ziel künftiger BMS ist es, durch eine bessere Abbildung der elektrochemischen Vorgänge in der Batterie, die Betriebsgrenzen je nach aktuellem Zustand entsprechend zu erweitern oder zu verringern und durch das Erkennen von Alterungsprozessen und eine hierauf reagierende Steuerung Alterung zu vermeiden. Eine Möglichkeit zur Verbesserung der Zustandserfassung besteht dabei potenziell in der Messung innerhalb der Batteriezelle (Schmidt et al., 2016).

Über die Hälfte der Kosten von Lithium-Ionen Zellen entfällt auf Material (Avicenne Energy, 2016, Roland Berger Strategy Consultants, 2012), weshalb die Entwicklung der Rohstoffkosten elementar für die Kosten der Gesamtbatterie ist (Avicenne Energy, 2016). Fast ein Viertel der Kosten wird durch die Kathode verursacht, daher sind vor allem die Preise von Lithium und Kobalt bedeutend für die Herstellung. Je nach Kathodenzusammensetzung benötigt die Produktion einer kWh Speicherkapazität zwischen 80 und 200 g Lithium (Elsner und Sauer, 2015). Die globale Nachfrage nach Lithium lag 2015 bei 184.000 t (LCE¹⁸), wovon 40 % auf Batterieanwendungen entfielen, zu denen elektrische Fahrzeuge 14 % beitrugen. Bis zum Jahr 2025 wird ein Anstieg auf 534.000 t (LCE) erwartet, mit einem Batterieanteil von 70 % und einem Anteil für Elektrofahrzeuge von 38 % (Deutsche Bank, 2016). Der Abbau von Lithium findet zu über 90 % in vier Ländern statt (Chile 37 %, Australien 33 %, Argentinien 11 %, China 10 %). Die weltweiten Ressourcen werden auf 160 Mio. t LCE geschätzt, die weltweiten Reserven auf 50 Mio. t LCE (ZSW, 2010). Die Kosten für das in der Batterieproduktion benötigte Lithiumcarbonat mit einer Reinheit von über 99,5 % lagen 2014 bei rund 6.600 US Dollar/t und sind 2015 auf ca. 9.800 US Dollar/t gestiegen, was im Wesentlichen darauf zurückzuführen ist, dass die weltweite Nachfrage die Produktion leicht überstieg. Für 2016 wird mit einem weiteren starken Anstieg auf 21.500 US Dollar/t gerechnet, bevor ab 2017, bedingt durch die Inbetriebnahme mehrerer Abbauvorhaben, ein Preisrückgang und ein Einpendeln des Preisniveaus zwischen 10.000 und 12.500 US Dollar/t in den Jahren 2019 bis 2025 erwartet wird (Deutsche Bank, 2016). Angesichts der verfügbaren Reserven kann derzeit eine grundsätzliche Lithium-Knappheit ausgeschlossen werden. Allerdings besteht bei einem schnellen Anstieg der Nachfrage das Risiko einer hohen Preisvolatilität, da die Realisierung von zusätzlichen Förder-Kapazitäten eine Vorlaufzeit von 2 bis 7 Jahren benötigt. Ein weiteres Preisrisiko beruht auf der Konzentration der Lithiumvorkommen auf wenige Länder, wodurch es bei politischer Instabilität oder staatlichen Eingriffen ebenfalls zu einer Verknappung kommen könnte. Um diesen Risiken entgegenzuwirken, besteht die Möglichkeit, ein Recycling-System für Lithium, insbesondere im Batteriebereich aufzubauen (ZSW, 2010).

Weitere Kostensenkungen können durch Verwendung der Fahrzeugbatterien für stationäre Zweitanwendungen („Second-Life Anwendungen“) erschlossen werden, durch die für den Eigentümer der Batterie am Ende der Erstanwendung ggf. ein Restwert entstehen würde, der die Gesamtkosten senkt.

¹⁸ Lithium Carbonate Equivalent.

Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr

168. Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr erzeugen einen geringeren Treibstoffverbrauch pro gefahrenem Kilometer und dadurch sinkende spezifische Kosten und Emissionen. Der Durchschnittsverbrauch neuer Personenkraftwagen ist von 2005 bis 2014 von 6,9 l/100 km auf 5,4 l/100 km gefallen. Die spezifischen CO₂-Emissionswerte von neuen Personenkraftwagen sanken im gleichen Zeitraum von 172 g/km auf 132 g/km (ICCT, 2014, 2015). Zu bemerken ist an dieser Stelle, dass es sich bei diesen spezifischen Verbrauchs- und Emissionswerten der Neuwagen um Testzykluswerte handelt, die unter Laborbedingungen ermittelt wurden und von den realen Werten abweichen. Grundlage für die Ermittlung der Testzykluswerte ist derzeit der Neue Europäische Fahrzyklus (NEFZ). Der International Council on Clean Transportation schätzt die Abweichung zwischen Idealwerten und wirklichen Emissionen im Jahr 2013 auf 38 % (Mock et al., 2014). Der durchschnittliche Verbrauch des Bestandes der Personenkraftwagen ist in Deutschland von 2005 bis 2015 von 7,8 l/100km auf 7,3 l/100 km gefallen¹⁹. Ein wichtiger Anreiz für Effizienzverbesserungen von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen waren in den letzten Jahren die europäischen CO₂-Emissionsstandards. Die ausnahmsfreie Einhaltung der Standards bei Abgastests unter echten Straßenbedingungen ist jedoch Voraussetzung für die konsequente Erschließung von Einsparpotentialen. Dabei sollten die jeweiligen Ziele nicht infolge strengerer Messvorschriften abgeschwächt werden. CO₂-Grenzwerte für Busse und Lkw existieren derzeit nicht. Die im Juli 2016 veröffentlichte europäische Strategie für eine emissionsarme Mobilität sieht deren Erarbeitung innerhalb der Mandatszeit der derzeitigen EU-Kommission vor (EU-KOM, 2016a). Die Expertenkommission ermutigt die Bundesregierung, die zügige Einführung aussagekräftigerer Emissionstests zu unterstützen und sich auf europäischer Ebene für ambitionierte Grenzwerte nach 2020 für Neufahrzeuge aller Fahrzeugtypen einzusetzen.

169. Effizienzverbesserungen gehen jedoch oft mit Rebound-Effekten einher. Sinkende Kosten pro gefahrenem Kilometer resultieren in einem Anstieg der Verkehrsleistung (UBA, 2015c). Sinkender spezifischer Verbrauch wird von den Herstellern ebenfalls genutzt, um die Motorleistung zu erhöhen oder die Ausstattung von Fahrzeugen zu verbessern (und dadurch das Gewicht zu erhöhen), ohne den Kunden mit zusätzlichen Kosten belasten zu müssen (vgl. EWK, 2015). Im Resultat stagniert der Endenergieverbrauch bzw. steigt sogar. Die Erhebung nutzungsabhängiger Abgaben vom Pkw-Verkehr, z. B. in Form einer Straßennutzungsgebühr, kann Rebound-Effekte eindämmen und zur Reduktion des Energieverbrauchs und der Emissionen beitragen. Auch ein allgemeines Tempolimit auf Autobahnen von 130 km/h würde dazu beitragen, den Trend zu immer leistungsstärkeren Motoren abzuschwächen.

Verlagerung des Verkehrs auf effizientere und emissionsärmere Träger

170. Die Expertenkommission unterstützt die Forderung des Monitoring-Berichts nach konsequenter und flächendeckender Förderung des öffentlichen Personennahverkehrs. Seit langem gilt der ÖPNV als die umweltfreundliche Alternative zum Individualverkehr auf der Straße. Die Kommission weist jedoch darauf hin, dass Verkehrsverlagerung im Personennahverkehr auch den Fuß- und Radverkehr mit einschließt. Auch formuliert der Monitoring-Bericht nur allgemeine Grundätze zur stärkeren Nutzung der Potenziale des ÖPNV und bringt ordnungspolitische Maßnahmen ins Spiel, „die den ÖPNV stärken ohne das Auto zu schwächen“. Dabei gibt es eine Reihe offensichtlicher Möglichkeiten, durch die der ÖPNV an Attraktivität gewinnen könnte: Ein engmaschigeres Liniennetz, höhere Frequenzen, auch zu Randzeiten, bessere Pünktlichkeit, schlankere Umsteigezeiten, weniger Störungen (durch ausfallende Züge, Technik, Streiks), mehr Sauberkeit und Sicherheit in den Fahrzeugen, an Hal-

¹⁹ Die Erhebung des durchschnittlichen Verbrauchs des Fahrzeugbestandes erfolgt als Top-down-Berechnung und ist aus diesem Grund nicht von den Unklarheiten über die Testzykluswerte betroffen.

testellen und Bahnhöfen, und ein einfaches, verständliches und faires Tarifsystem. Der Bund kann trotz der primär kommunalen Zuständigkeiten auf diesem Gebiet eine zentrale Rolle einnehmen durch die Bereitstellung finanzieller Mittel, Prozessinitiation und -koordination sowie Gestaltung des regulatorischen Rahmens.

171. Im Vergleich zu den Nachbarländern Schweiz und Niederlande ist der Anteil des ÖPNV und des Fahrrads am Verkehrsaufkommen derzeit gering in Deutschland. Angenommen Deutschland würde die gleichen Anteile der Wege mit dem ÖPNV wie in der Schweiz und die gleichen Wege mit dem Fahrrad wie in den Niederlanden zurücklegen, dann wären der Endenergieverbrauch im Alltagsverkehr in Deutschland und die daraus resultierenden Emissionen wesentlich geringer, als in einer rein auf Energiewende und Effizienz setzenden Verkehrsstrategie.

172. Durch Verlagerung des Verkehrs von der Straße auf die Schiene im Personenfernverkehr lassen sich weitere Einsparungen im Endenergieverbrauch realisieren. Hierfür sind jedoch weitere Maßnahmen nötig, z. B. zur Reduktion der Steuer- und Abgabenbelastung oder Ausbau der Infrastruktur, um schnellere Verbindungen und eine bessere Ausdehnung in der Fläche zu ermöglichen. Des Weiteren könnte eine zügige Umsetzung des Deutschland-Taktes (eines integrierten Verkehrsnetzes in einem abgestimmten Takt aus Schienen-Fernverkehr, Regional- und Zubringerverkehr) zu einer weiteren Verlagerung von der Straße auf die Schiene beitragen.

173. Die Expertenkommission stimmt der Einschätzung des Monitoring-Berichts zu, dass es eines moderneren und attraktiveren Schienengüterverkehrs bedarf. Der Anteil des Schienengüterverkehrs in Deutschland ist seit Jahren konstant bei etwa 18 %. Demnach wurde das Ziel der Nachhaltigkeitsstrategie weit verfehlt, einen Anteil des Güterschienenverkehrs am gesamten Güterverkehr im Jahr 2015 von 25 % zu erreichen. Zur Erschließung des vollen Potentials des Schienengüterverkehrs ist ein einfacher Ausbau der Infrastruktur jedoch nicht ausreichend. Der Schienengüterverkehr ist derzeit ein geschlossenes System in dem Organisation und Technik festgelegt sind und Innovationen nur inkrementell innerhalb des Systems stattfinden (Pfadabhängigkeit) (Müller, Liedtke und Lobig, 2016). Die wesentlichen bestimmenden Eigenschaften des Systems sind: homogene Ladungsstrukturen, Regelmäßigkeit und Paarigkeit des Transportaufkommens (geringe Anzahl an Leerfahrten), Notwendigkeit von verfügbaren Umschlagseinrichtungen und Trassen, lange Vorlaufzeiten bei Transportanfragen (Müller, Liedtke und Lobig, 2016). Es sind v. a. organisatorische, aber auch technische Innovationen nötig, um dieses System zu durchbrechen und eine Beteiligung am Stückgutmarkt und der Kontraktlogistik zu ermöglichen und somit große Energieeinsparungen zu realisieren. Neue, wirtschaftliche Umschlags- und Dienstleistungskonzepte auch für kleine Ladeeinheiten können flexiblere und in Logistik- und Produktionskonzepte eingebundene Logistikangebote schaffen. Eine solche Entwicklung kann durch gezielte Erstattung von Mehrkosten für Innovationen, durch Förderprogramme und Demonstrationsprojekte unterstützt werden.

Vermeidung von motorisiertem Verkehr

174. Die Expertenkommission begrüßt, dass der Monitoring-Bericht neben der Entkoppelung von Verkehrsleistung und Energieverbrauch auch die Vermeidung bzw. Verringerung von Transportbedarf als Handlungsfeld im Verkehr identifiziert. In diesem Punkt lässt sich zwischen der Vermeidung von motorisiertem Verkehr und der Vermeidung von Mobilität unterscheiden (UBA, 2016g). Es gilt bestehende Mobilitätsbedürfnisse zu befriedigen und gleichzeitig motorisierten Verkehr zu reduzieren. Dies lässt sich zum einen durch Verlagerung auf andere Verkehrsträger realisieren (vgl. Punkt Verkehrsverlagerung). Zum anderen kann Vermeidung von motorisiertem Verkehr erzielt werden durch eine Stadt- und Regionalplanung, die durch optimale Verteilung städtischer Funktionen ein geringeres Verkehrsbedürfnis erzeugt und Dispersion eindämmt. Dies ließe sich z. B. durch die Verankerung von Klimaschutz in der Verkehrs- und Siedlungsplanung und verpflichtende Verkehrs- und Klimaauswertungsprüfungen für alle Vorhaben umsetzen (UBA, 2016g).

175. Tabelle 7 stellt die Belastungsdimensionen des Verkehrs und die zur Verfügung stehenden Handlungsfelder zueinander in Beziehung. Es wird daraus ersichtlich, dass der Wechsel zu Antrieben und Kraftstoffen allein nicht alle Externalitäten adressieren kann. Insbesondere Flächennutzung und Staukosten würden sich mit so einem einseitigen Ansatz nur eingeschränkt reduzieren lassen. Auch Effizienzverbesserungen bei den konventionellen Antrieben können hier keinen Beitrag leisten. Dazu würden Fahrzeuge hier mit großer Wahrscheinlichkeit auch weiterhin hohe Lärmbelastungen erzeugen. Des Weiteren ist das letztendliche Eintreten von Umweltbelastungen durch Effizienzverbesserungen jedenfalls in Anteilen fraglich, da sie regelmäßig mit Rebound-Effekten einhergehen. Verkehrsverlagerung zu effizienteren/emissionsärmeren Verkehrsträgern würde alle Externalitäten adressieren. Auch die Anzahl der Unfälle und Verkehrstoten würde sinken, da dieses Handlungsfeld u. a. mit einer Reduktion des Pkw-Straßenverkehrs einhergeht, in dem der Großteil dieser Externalität entsteht. Eine umfassende Adressierung der Probleme im Verkehr, eine sogenannte Verkehrswende, sollte zum Ziel haben, Belastungen aller negativen Wirkungen zu reduzieren. Aus diesem Grund müssen die Verlagerung von Verkehr auf effizientere und emissionsärmere Träger und die Vermeidung von motorisiertem Verkehr, entsprechend der jeweiligen Potenziale, ein Teil einer solchen Strategie sein.

Tabelle 7: Zusammenführen von Belastungsdimensionen und Handlungsfeldern

	Nutzung alternativer Kraftstoffe und Antriebe	Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr	Verkehrsverlagerung zu effizienteren/emissionsärmeren Trägern	Vermeidung von motorisiertem Verkehr
Energieverbrauch	(X)	(X)	X	X
THG-Emissionen	X	(X)	X	X
Emission von Schadstoffen	X	(X)	X	X
Lärmbelastung	(X)		X	X
Flächennutzung			X	X
Staukosten			X	X
Unfälle und Verkehrstote			X	X

X Zusammenhänge mit direkter Konsequenz.

(X) Zusammenhänge, die jedoch nicht für alle möglichen Umsetzungsoptionen gelten bzw. die durch Rebound-Effekte abgeschwächt werden.

Quelle: Eigene Darstellung

176. Aufgrund dieser dargestellten Zusammenhänge und Externalitäten ist es sinnvoll, die Problembereiche instrumentell anzugehen. Neben spezifischen Politikmaßnahmen, die die verschiedenen Handlungsfelder adressieren und oben im Text beispielhaft dargestellt wurden, können Preisinstrumente handlungsfeldübergreifend Anreize setzen, um Externalitäten des Verkehrs zu reduzieren. Für eine optimale Wirkung des Instruments sind sowohl Ansatzpunkte als auch Ausgestaltung zu durchdenken.

4.3 Ökonomisch sinnvolle Bepreisung im Straßenverkehr

177. Der Straßenverkehr ist eines der klassischen Beispiele für das Vorliegen externer Effekte. Unter externen Effekten – oder Externalitäten – ist zu verstehen, dass die Handlung eines Individuums einen direkten Einfluss auf die Wohlfahrt anderer Individuen hat, ohne dass dies über einen Markt koordiniert wird. Da Preissignale fehlen, werden wirtschaftliche Aktivitäten in einem suboptimalen Umfang durchgeführt. Da der Transport über ein Infrastrukturnetzwerk (v. a. Straßen) erfolgt, ergibt sich direkt ein Einfluss der Handlung eines Individuums

auf die Wohlfahrt aller anderen Nutzer der Infrastruktur. Konkret reduziert jeder Verkehrsteilnehmer (marginal) den Raum, der für die anderen Verkehrsteilnehmer zur Verfügung steht. Es kann zu Verstopfungseffekten kommen, also dem Verkehrsstau. Wie oben beschrieben, steigen mit der Anzahl der Verkehrsteilnehmer auch die Lärmbelastung und die Unfallgefahr. Neben diesen Netzwerk-Externalitäten führt der Verkehr technologiebedingt zu weiteren externen Effekten. Sofern die Fahrzeuge fossile Kraftstoffe verbrennen, entstehen globale externe Effekte in Form des Ausstoßes des klimaschädlichen CO₂ mit dessen Auswirkungen auf den globalen Klimawandel. Durch die gesundheitsgefährdende Emission von Feinstäuben kommt es zusätzlich zu lokalen externen Effekten. Schätzungen für die Kosten all dieser externen Effekte im Straßenpersonenverkehr ohne Berücksichtigung der Verstopfungskosten werden je nach klimapolitischem Szenario auf 48 bis 65 Euro / 1.000 Pkm beziffert (CE Delft/INFRAS/Fraunhofer ISI, 2011). Ca. die Hälfte dieser Kosten entfällt auf Unfälle. Hinzu kommen die Staukosten, welche die Expertenkommission in ihrer letztjährigen Stellungnahme auf über 40 Mrd. Euro pro Jahr bezifferte (vgl. Kapitel 9.2 in EWK, 2015).

178. Die externen Effekte des klimaschädlichen CO₂ können mit Hilfe von Pigou-Steuern kosteneffizient internalisiert werden. Da die Zahlungsbereitschaft für Transportdienstleistungen relativ groß ist, muss auch die Steuer hoch sein, um eine entsprechende Lenkungswirkung zu entfalten. Auch die anderen Externalitäten können durch die Steuer adressiert werden. Für eine optimale Wirkung des Instruments sind dabei sowohl Ansatzpunkte als auch Ausgestaltung zu durchdenken. Die Stärke der Netzwerk-Externalitäten hängt sehr stark von der Auslastung der Infrastruktur ab. Daher sollte die Pigou-Steuer höher ausfallen, wenn die Auslastung der Infrastruktur im relevanten Bereich schon sehr hoch ist, denn zu diesen Zeitpunkten sind auch die Verstopfungseffekte und die Unfallwahrscheinlichkeit am höchsten. Die Internalisierung der externen Umwelteffekte durch CO₂ und Feinstaub hängt hingegen nicht direkt von der Auslastung der Infrastruktur ab, sondern nur von der Verbrennungstechnologie, d. h. insbesondere von der Art des eingesetzten Treibstoffs und der Effizienz. Vor diesem Hintergrund möchten wir einige Anregungen für eine ökonomisch sinnvolle Bepreisung im Straßenverkehr geben:

- Der zu wählende Ansatz sollte alle externen Effekte berücksichtigen. Zurzeit beobachten wir in Deutschland allerdings einen Flickenteppich von verschiedenen Internalisierungsmaßnahmen, d. h. es gibt keine idealtypische Pigou-Steuer aus einem Guss. Die Vielzahl der Ansätze wird auch aus der Infobox im Monitoring-Bericht deutlich, welche über vier Seiten reicht: von Pkw-Label über Runde Tische bis hin zum Bundesverkehrswegeplan (vgl. Kapitel 6.4 in BMWi, 2016a).
- Die LKW-Maut in Deutschland kann bereits als eine Ausgestaltung einer Pigou-Steuer interpretiert werden, die zur Internalisierung der Netzwerk-Externalitäten erhoben wird. Durch den engen Erhebungsbereich und die recht starre Bepreisung muss allerdings konstatiert werden, dass diese Art der Internalisierung noch Optimierungspotential offenbart. Der Nutzungspreis im Rahmen der Maut sollte möglichst für die komplette Verkehrsinfrastruktur und von allen Nutzern erhoben werden. Nur so können die Externalitäten vollständig internalisiert und wohlfahrtsinferiore Ausweichreaktionen vermieden werden. Auch das Festhalten an starren Preisen verhindert eine effiziente Nutzung der Verkehrsinfrastruktur. Es sollten daher regional und zeitlich differenzierte Preise erhoben werden. Gerade die neuen Informationstechnologien bieten die Möglichkeit, eine Maut sehr viel stärker auf das tatsächliche Verkehrsaufkommen (in Echtzeit) zu konditionieren. Hier liegt eine der Chancen der Digitalisierung für die Energiewende im Verkehr (vgl. Kapitel 8).
- Die derzeitige Lkw-Maut und die Kfz-Steuer haben bereits eine Umweltkomponente aufgrund der Berücksichtigung verschiedener Schadstoffklassen. Grundsätzlich sollte sich das zu wählende wirtschaftspolitische Instrument im Hinblick auf die Umwelt-Externalitäten jedoch am Schaden und nur hilfsweise am Emissionsausstoß oder zumindest an den gefahrenen Kilometern orientieren. Nur dann spiegelt der Preis des Transports von A nach B die damit einhergehenden Klima- und lokalen Umweltschäden

wider. Ein davon weitgehend unabhängiges Instrument, z. B. die nach Schadstoffklassen gestaffelte Kfz-Steuer ist unter diesem Aspekt nicht hilfreich.

- Letztendlich sollten, auch im Hinblick auf die Einfachheit und die Transparenz der Regulierung, die Instrumente in ein gemeinsames System integriert werden.

179. Die internationalen Erfahrungen zu den oben angesprochenen Aspekten fallen positiv aus. Seit 2003 wurden in einigen europäischen Städten lokal und zeitlich begrenzte Bepreisungsmechanismen zur Reduktion von Stau- und Umweltproblemen (congestion pricing) eingeführt. Die gemachten Erfahrungen sollten die Bundesregierung ermutigen, ebenfalls in diese Richtung nachzudenken:

- In Londons Innenstadt wurde 2003 eine Zone eingerichtet, in der zwischen 07:00 Uhr und 18:30 Uhr (Montag bis Freitag) eine Gebühr von ursprünglich 5 Pfund zu entrichten war. Das Verkehrsaufkommen in der Zone reduzierte sich in den Jahren 2003 und 2004 gegenüber der Ausgangslage um 18 %. Es kam zu einer Reduktion der gebührenpflichtigen Fahrzeuge, während ausgenommene Fahrzeuge an Bedeutung gewannen. Die Fahrzeugkilometer für alle gebührenpflichtigen Fahrzeuge nahmen ebenfalls ab, d. h. die Reduktion des Verkehrsaufkommens in der Zone wurde höchstens teilweise kompensiert durch längere Fahrstrecken (Santos, 2008).
- 2006 wurden in Stockholm Staugebühren eingeführt, deren langfristige Wirkungen (die ersten 5 Jahre) untersucht wurden. Die Zone wurde in diesem Fall um die Innenstadt gelegt und reduzierte den Verkehr auf den Wegen in die Innenstadt. An Werktagen zwischen 06:30 Uhr und 18:30 Uhr waren 2,00 Euro während Spitzenzeiten zu entrichten, 1,50 Euro in den 30 Minuten davor und danach und 1,00 Euro während den restlichen Uhrzeiten. Auch in dieser langfristigen Betrachtung über die ersten 5 Jahre blieb congestion pricing wirkungsvoll. Die gemessenen Effekte nahmen sogar mit der Zeit zu. Dies stimmt überein mit der Beobachtung, dass langfristige Elastizitäten größer sind als kurzfristige Elastizitäten, da langfristig mehr Anpassungsmechanismen zur Verfügung stehen als kurzfristig. Langfristig konnte auch die Befürchtung nicht bestätigt werden, dass nun andere Verkehrswege verstopft würden. Der vielleicht überraschendste Effekt war jedoch, dass ein Wechsel in der öffentlichen und politischen Akzeptanz stattfand, von anfangs starker Ablehnung hin zu beachtlicher Unterstützung. Ein wesentlicher Faktor für die politische Unterstützung wurde darin ausgemacht, dass lokale Politiker Einfluss über die Verwendung von Einnahmen ausüben konnten (Börjesson et al., 2012). Der gesellschaftliche Mehrwert, insbesondere Zeitersparnisse, waren ausreichend, um die Investitionskosten innerhalb von 4,5 Jahren zu „refinanzieren“ (Eliasson, 2009). Besonders interessant ist die Gruppe der Pendler, welche grundsätzlich relativ inflexibel hinsichtlich Verhaltensanpassungen erscheinen. Auch hier konnte gezeigt werden, dass diese eine 15 Prozentpunkte höhere Wechselrate hin zu öffentlichen Verkehrsmitteln hatten als diejenigen, die nicht in die Gebühren-Zone mussten (Karlström und Franklin, 2009).
- Viele der gemachten Erfahrungen in der Großstadt Stockholm konnten auch in der wesentlich kleineren Stadt Göteborg bestätigt werden (u. a. Verkehrsaufkommensreduzierung und Pendlerverhalten), was für eine gute Übertragbarkeit des Instruments spricht (Börjesson und Kristoffersson, 2015).

4.4 Schlussbetrachtung

180. Aufgrund der absehbaren Zielverfehlung für das Jahr 2020 und des unzulänglichen Fortschrittes im Verkehrssektor in den Prognosen bis 2030 drängt die Expertenkommission zu einem Politikwechsel im Verkehr, der sich in Umfang und Maßnahmen an den Zielszenarien orientiert. Andernfalls wird die Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele Deutschlands auf nationaler und internationaler Ebene aufgrund der Schlüsselrolle des Verkehrs in den nationalen Emissionen fraglich. Des Weiteren gehen mit dem Verkehr derzeit eine Vielfalt von negativen Wirkungen einher, die hohe gesellschaftliche Folgekosten nach sich ziehen und die es zu reduzieren gilt.

181. Viele Belange des Verkehrs befinden sich in der Zuständigkeit kommunaler Verwaltungsebenen. Dennoch obliegt dem Bund neben der Rolle als Investor in zentrale Verkehrsinfrastrukturen, als Forschungsförderer und Gestalter nationaler Preis- und Abgaberegulungen eine zentrale Rolle in der Initiation von Veränderungsprozessen und deren Koordination zur Gestaltung des Verkehrssektors.

182. Die Expertenkommission rät der Bundesregierung, die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie zu einer integrierten und verkehrsträgerübergreifenden Langfriststrategie mit quantitativen Zielen für die Transformation des Verkehrssektors weiterzuentwickeln, um eine stabile politische Unterstützung über Legislaturperioden hinweg zu schaffen. Diese sollte neben dem Anspruch, Energieverbrauch und Treibhausgase durch den Verkehr zu reduzieren, auch alle weiteren Externalitäten durch den Verkehr umfassend adressieren. Zu diesem Zweck ist es essentiell, alle zur Verfügung stehenden Handlungsfelder zu nutzen und entsprechend ihrer Potenziale in die Gesamtstrategie einfließen zu lassen. Es braucht strategische Antworten mit klaren und realistischen zeitlichen Perspektiven. Diese sind auch deshalb erforderlich, damit sich die Marktteilnehmer an den Absichten der Bundesregierung orientieren können. Der Konsens zu einer solchen Strategie einer Verkehrswende muss jedoch zuerst geschaffen werden. Es sollten in seine Erarbeitung unterschiedlichste Akteure und Interessengruppen einbezogen werden.

183. Alternative Antriebskonzepte müssen insbesondere im Güterstraßenverkehr als auch im Luft-, Schwerlast- und Schiffsverkehr erst noch vom Test- und Pilotstadium zur Marktreife gebracht werden. Die Elektromobilität stellt im PKW-Bereich ein umsetzbares Alternativkonzept dar, vorausgesetzt, die Stromerzeugung wird vollständig klimaneutral. Entscheidend für die Einführung in den Massenmarkt ist hier jedoch die weitere Kostenentwicklung, insbesondere der Batteriekosten.

184. Die Bundesregierung sollte die verschiedenen Entwicklungsdynamiken aktiv unterstützen und mit Hilfe von Politikmaßnahmen dafür sorgen, dass Innovationen ihren Weg in den Markt finden. Hier ist insbesondere oft die noch fehlende Wirtschaftlichkeit ein Hemmnis, welches erst in der Massenanwendung behoben werden kann. Die Kaufprämie für Elektroautos reicht offenbar nicht aus, um den Weg in den Massenmarkt zu ebnen. An dieser Stelle ist aber auch die Automobilindustrie gefragt, die durch Forschung, Entwicklung und Produktion entsprechender Fahrzeugmodelle und essentieller Komponenten und Technologien die Bedingungen für den Aufbau eines Massenmarktes schaffen muss.

185. Weiterhin sollte die Bundesregierung die Einführung alternativer Antriebe und Kraftstoffe durch den Ausbau der entsprechenden Infrastruktur verstärkt unterstützen. Im Rahmen einer langfristigen Zielsetzung wird jedoch zu einem bestimmten Zeitpunkt eine Entscheidung für oder gegen den Einsatz bestimmter Technologien zu fällen sein, um Infrastrukturmittel zielgerichtet einsetzen zu können.

186. Die internationalen Entwicklungen im Verkehrsbereich, insbesondere in der Elektromobilität, treffen auch die international agierenden deutschen Fahrzeughersteller. China reagiert auf die starke Luftverschmutzung in seinen Großstädten nicht nur mit der Einschränkung der Zulassung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren (Verlosung der Nummernschilder) und zeitweiligen Fahrverboten, von denen E-Autos ausgeschlossen sind. Es

wird derzeit weiterhin darüber nachgedacht, eine Quote für Elektroautos einzuführen. Die Hersteller wären dann zum Nachweis verpflichtet, dass ein gewisser Anteil der von ihnen verkauften Fahrzeuge rein elektrisch bzw. als Hybrid betrieben wird. Der Druck zur Transformation des Verkehrssystems, oder wenigstens auf eines der genannten Handlungsfelder (Alternative Kraftstoffe und Antriebe), wird also auch ohne Dazutun der Bundesregierung steigen. Die Bundesregierung sollte daher pro-aktiv handeln, um den deutschen Markt für nachhaltige Mobilität zu stärken und Innovationsfähigkeit im Land zu halten.

5 Erneuerbare Stromerzeugung strategisch weiterentwickeln

Das Wichtigste in Kürze

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist auf einem guten Weg. Insbesondere die Stromerzeugung entwickelte sich im vergangenen Jahr diesbezüglich erneut dynamisch und erreichte einen Anteil von 31,6 % am Bruttostromverbrauch. Die Steigerung um 4,3 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr ist v. a. auf ein starkes Wachstum der Stromerzeugung aus Windenergie zurückzuführen. Man nähert sich dem Mindestziel von 35 % für 2020. Ebenfalls positiv, wenn auch mit deutlich geringerer Dynamik, entwickelte sich der Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme. Hier konnten trotz geringerer Zubauraten bei Solarthermie und Wärmepumpen 13,2 % erreicht werden (Ziel für 2020: 14 %). Einzig im Verkehrssektor bewegen sich die erneuerbaren Energien mit 5,2 % nicht auf dem Zielpfad. Insgesamt ergibt sich ein positives Gesamtbild beim Anteil am Bruttoendenergieverbrauch, der im Jahr 2015 auf 14,9 % stieg. Somit scheint auch das für 2020 von der EU vorgegebene Ziel von 18 % erreichbar.

Die Bundesregierung hat mit dem EEG 2017 eine Systemumstellung von einer Preis- auf eine Mengensteuerung vorgenommen. Ziel ist es, den avisierten Zielkorridor von 40 bis 45 % im Jahr 2025 einzuhalten. Die Expertenkommission sieht die Ausgestaltung der Mengensteuerung in verschiedenen Punkten kritisch:

- Im EEG 2017 wurden die Ausbaupfade für die elektrische Leistung von einer Netto- auf eine Bruttoberechnung umgestellt. Da bislang keine belastbaren Erkenntnisse über die zu erwartenden Außerbetriebnahmen von Bestandsanlagen nach Ablauf der Vergütungsdauer vorliegen, sollten die Ausschreibungsvolumina flexibel festgelegt werden können, um bei Ausfall einzelner Bereiche eine Zielerreichung dennoch sicherzustellen. Den Zubau der Windenergie an Land zu begrenzen, dient zudem nicht der Kosteneffizienz, da dies die aktuell günstigste Erzeugungsquelle darstellt. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die ab 2017 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen voraussichtlich auch 2040 noch zur Stromerzeugung beitragen werden. Eine Mengenminderung für den Ausbau der Windenergie an Land kann vor dem Hintergrund auftretender Netzengpässe die Kosteneffizienz erhöhen, sollte dann aber durch Ausgestaltung der Netzentgelte adressiert werden (vgl. Kapitel 6.3).
- Aus Sicht der Expertenkommission stellt das EEG 2017 zwar einen Schritt hin zu mehr Wettbewerb innerhalb der jeweiligen Erzeugungstechnologie dar. Der Wettbewerb ist aber auf die jeweilige Erzeugungssparte in der Phase der Angebotsabgabe beschränkt. Das System der garantierten Mindestvergütung bleibt unverändert, so dass die Anlagenbetreiber keine Marktrisiken übernehmen. Die dahinterliegende Absicht, niedrigere Kosten zu erzielen, wird seitens der Expertenkommission begrüßt. Jedoch wäre ein stärkerer Anreiz zur Markttransformation erforderlich. Hierzu sollten Anlagenbetreiber an die Übernahme von Marktrisiken herangeführt werden. So könnte in Kombination mit einer CO₂-Bepreisung und entsprechend steigenden Großhandelsstrompreisen ein Wegfall der Förderung erreicht werden.

Der fünfte Monitoring-Bericht konzentriert sich auf die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme. Dabei steht die technische Effizienz als dominantes Kriterium im Mittelpunkt, andere Kriterien wie die ökonomische Realisierbarkeit und die dafür erforderlichen längerfristigen Rahmenbedingungen bleiben im Hintergrund. Die Expertenkommission hätte sich hier eine Darstellung der Mehrdimensionalität des Themas und der kurz-, mittel- und längerfristigen Bedeutung der verschiedenen Pfade der Sektorkopplung gewünscht. Technologien zur Sektorkopplung können z. B. nur dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn der Arbeitspreis der eingesetzten Elektrizität deutlich unterhalb der Arbeitspreise der zu ersetzenden fossilen Energien liegt. Aufgrund der heutigen Finanzierung der Energiewende über vorwiegend arbeitsbasierte Preiskomponenten ist die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben. Diese kann etwa durch CO₂-Bepreisung oder die zeitliche und regionale Dynamisierung sowie Verlagerung der Netzentgelte hin zu höheren Leistungspreisen erreicht werden (vgl. Kapitel 2 und Kapitel 6).

187. Unter allen Energiewendezielen ist der Ausbau der erneuerbaren Energien am weitesten fortgeschritten. Insbesondere die Stromerzeugung hat sich im vergangenen Jahr erneut dynamisch entwickelt. Ebenfalls positiv, wenn auch mit deutlich geringerer Dynamik, steigt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung. Einzig im Verkehrssektor bewegen sich die erneuerbaren Energien nicht auf dem Zielpfad. Insgesamt sorgen die Stromerzeugung und der Zuwachs in der Wärmebereitstellung für ein positives Gesamtbild für den Anteil am Bruttoendenergieverbrauch. Die Expertenkommission möchte im Folgenden zunächst die Darstellung zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Kapitel 3 des Monitoring-Berichts 2016 kommentieren. Daran anschließend wird auf den Stromsektor fokussiert. Hier legt die Expertenkommission besonderen Wert auf eine Diskussion der Ausbaukorridore der einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien und der Kostenentwicklung. Darüber hinaus stellt die Expertenkommission Grundsatzüberlegungen zu einer sinnvollen technologieneutralen Förderung an, widmet sich dem Zukunftsthema Sektorkopplung und analysiert zukünftige Vermarktungskonzepte für erneuerbaren Strom außerhalb des EEG.

5.1 Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien

Bruttoendenergieverbrauch

188. Die positive Darstellung der Entwicklung der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Monitoring-Bericht der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.1 in BMWi, 2016a) ist inhaltlich zutreffend ebenso wie die Erkenntnis, dass mit Blick auf das für 2020 seitens der EU vorgegebene Ziel von 18 % insgesamt ein mindestens gleichbleibendes Ausbautempo aufrecht erhalten werden müsse. Wird diese Aussage auf den Gesamtzuwachs des vergangenen Jahres bezogen (1,3 Prozentpunkte), ist eine Zielerreichung bis 2020 als wahrscheinlich anzusehen. Bezieht man aber die Wachstumsraten der Vorjahre mit ein (2013: 0,3 Prozentpunkte; 2014: 0,5 Prozentpunkte), ergibt sich ein etwas ungünstigeres Bild. Wie der Monitoring-Bericht der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.1 in BMWi, 2016a) korrekt darstellt, war die Entwicklung in der Vergangenheit v. a. auf das dynamische Wachstum der erneuerbaren Stromerzeugung zurückzuführen, zu geringen Teilen auch auf den wachsenden Einsatz von erneuerbaren Energien in der Wärmeversorgung, während der Einsatz von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor kontinuierlich abnahm – die Anteile sind seit 2008 deutlich rückläufig. Im Sinne des Erreichens des Gesamtziels muss, wenn im Verkehrssektor eine Stagnation oder ein weiterer Rückgang erfolgt, dies durch einen höheren Anteil im Strom- oder Wärmesektor kompensiert werden. Die Regelungen des EEG 2017 lassen jedoch nicht erkennen, dass eine weiterhin hochdynamische Entwicklung im Stromsektor aktuell politisch gewünscht ist. Entsprechend soll die Umstellung des Förderinstrumentariums EEG von einer Preis- auf eine Mengensteuerung bewirken, dass die im EEG gesetzten Ziele erreicht, aber nicht übererfüllt werden. So ist zu befürchten, dass im Jahr 2020 keine erneuerbaren Strommengen zur Kompensation der verfehlten Ausbaquote im Verkehrssektor zur Verfügung stehen werden. Da auch für die Wärmebereitstellung fraglich ist, ob die im Monitoring-Bericht der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.3 in BMWi, 2016a) postulierten positiven Zukunftserwartungen eintreten werden (vgl. unten), bleibt offen, ob die Kompensation durch den Wärmesektor erfolgen kann – nicht zuletzt angesichts anhaltend niedriger fossiler Energiepreise.

189. Die hinsichtlich der Möglichkeiten der Sektorkopplung für die Sicherung der Zielerreichung von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch gegebene Einschätzung, dass durch eine effiziente Sektorkopplung – den Einsatz von erneuerbarem Strom in Wärme- und Kraftstoffanwendungen – ein geringeres Entwicklungstempo in Teilen dieser Sektoren ausgeglichen werden kann, trifft nur dann zu, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung entsprechend des zusätzlichen Strombedarfs für Wärme- und Verkehrsanwendungen schneller steigt, als ursprünglich vorgesehen. Dies würde aber einen dynamischeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung voraussetzen, als mit dem EEG 2017 aktuell avisiert. In der neu verankerten Mengensteuerung im EEG ist dies bislang nicht berücksichtigt.

Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien

190. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung gibt in Kapitel 3.3 die beobachtete Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Wärme- und Kälteverbrauch korrekt wieder, jedoch fehlt eine transparente, nachvollziehbare Erläuterung des deutlichen Zuwachses in Höhe von 0,7 Prozentpunkten im Jahr 2015. Die angeführten Witterungsbedingungen mögen für den Anstieg des Wärmebedarfs insgesamt im Vergleich zum Vorjahr verantwortlich gewesen sein. Dies erklärt jedoch nicht den im Vergleich zu den Vorjahren sehr deutlichen Zuwachs des Anteils der erneuerbaren Energien, zumal die Zahl der Neuinstallationen von Wärmepumpen und Solarthermie-Anlagen im Vergleich zum Vorjahr rückläufig war. Somit muss der deutliche Zuwachs auf den erhöhten Einsatz von Biomasse (insbesondere Holz) zurückgeführt werden. Aufgrund der Begrenztheit der Ressource Holz und daraus resultierenden Nutzungskonkurrenzen stellt der Einsatz von Holz zur Raumwärmebereitstellung keine langfristige Option auf dem Weg zum klimaneutralen Gebäudebestand bis 2050 dar. Daher scheint sich die Gesamtentwicklung – trotz der in der Kurzfristperspektive positiven Entwicklung – nicht auf einem nachhaltigen Zielpfad zu bewegen. Der ausgewiesene Anteil von 13,2 % kommt dem im EEWärmeG verankerten Ziel von 14 % Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bereits sehr nahe, so dass die Schlussfolgerung des Monitoring-Berichts 2016 (vgl. Kapitel 3.3 in BMWi, 2016a) der baldigen Zielerreichung zulässig scheint. Die Expertenkommission möchte an dieser Stelle jedoch den folgenden Hinweis aus ihrer Stellungnahme 2015 wiederholen: Der im EEWärmeG verankerte Zielwert von 14 % Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte wurde anhand einer deutlich älteren und weniger detaillierten Datenbasis erarbeitet. So ging man für die Zielformulierung von einem Ausgangswert von 6,3 % im Jahr 2005 aus (Nitsch, 2008), nach aktueller Datenlage (BMWi, 2016j) betrug der EE-Anteil 2005 jedoch bereits 8,0 %. Da Anpassungen im Datenbestand und der Berechnungsmethodik nicht zu einer Anpassung des vorgegebenen Zielpfades führten, ist die zu erwartende Zielerreichung zwar positiv, lässt aber das angesichts der Klimaschutzziele erforderliche Ambitionsniveau vermissen.

191. Die Expertenkommission erkennt an, dass die Bundesregierung im Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 3.3 in BMWi, 2016a) – wie seitens der Expertenkommission empfohlen – den Versuch unternimmt, Aussagen zur Erreichbarkeit des für 2020 gesetzten Ziels von 14 % zu treffen. Da jedoch für die zitierten Prognosen keine Quellen angegeben werden, können die dahinter liegenden Annahmen sowohl hinsichtlich der Effizienzentwicklung als auch des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien nicht nachvollzogen werden. Die erwartete deutliche Übererfüllung des Ziels im Jahr 2020 (16,3 % statt 14 %) scheint dabei im Wesentlichen auf die Reduktion des Endenergiebedarfs für Wärme und Kälte um 72 TWh zurückzuführen zu sein, während die Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien nur um etwa 30 TWh steigen soll. Wie dies umgesetzt werden soll und welche Maßnahmen oder exogenen Einflüsse dies bewirken sollen, bleibt jedoch unklar. Dass der Ausbau im Bereich der erneuerbaren Energien in diese Größenordnungen vorstoßen könnte, hat die Expertenkommission in ihren vorherigen Stellungnahmen hinreichend erläutert. Ob die derzeit ergriffenen Maßnahmen (EEWärmeG und Marktanzreizprogramm) vor dem Hintergrund niedriger Energiepreise die erforderlichen Impulse geben, bleibt jedoch offen. Hinsichtlich der Einordnung der Wahrscheinlichkeit des Erreichens der Verbrauchsreduktion sei auf Kapitel 0 verwiesen.

Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

192. Der Einsatz erneuerbarer Energien im Verkehrssektor ist seit 2008 rückläufig und erreichte im Jahr 2015 mit 33,8 TWh nur noch einen Anteil von 5,2 % am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors und sank somit auf den niedrigsten Wert seit dem Jahr 2006. Die Bundesregierung bestätigt im Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 3.4 in BMWi, 2016a) diesen Trend. Irreführend ist dabei die Formulierung, dass „*der Anteil der Biokraftstoffe in 2015 bei 4,6 % [...] und der Stromverbrauch von Elektrofahrzeugen in 2015 bei 0,6 % lag*“, denn die 0,6 Prozentpunkte stellen den Anteil des erneuerbaren Stroms am Gesamtstromverbrauch des Verkehrssektors dar. Dieser entfällt

jedoch zum Großteil auf den Schienenverkehr. Die Nutzung des Begriffs „Elektrofahrzeuge“ suggeriert jedoch, dass dieser Anteil der Elektromobilität im Straßenverkehr zu zurechnen wäre, obwohl diese noch keinen nennenswerten Anteil am Stromverbrauch des Verkehrssektors aufweist (vgl. unten). Mit der Feststellung des rückläufigen Anteils ist leider kein Aufzeigen von Gegenmaßnahmen oder Aktivitäten verbunden, die erkennen lassen würden, wie das von der EU für 2020 vorgegebene Ziel von 10 % erreicht werden soll. Möglicherweise wird das Ziel rechnerisch allein durch die Maßnahmen zur Anpassung und Neugestaltung der EU-Richtlinie und den hierin eröffneten Möglichkeiten der Mehrfachanrechnung bestimmter Kraftstoffe (z. B. Einsatz erneuerbaren Stroms) erreicht. Die Expertenkommission hatte diesen Punkt bereits in ihrer Stellungnahme 2015 näher ausgeführt. Dies stellt jedoch keinen nachhaltigen Lösungsansatz für die Reduktion der tatsächlich anfallenden Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor dar.

193. Besonders fallen hier die Ausführungen der Bundesregierung zur Wirkung der ab 2015 geltenden Umstellung der energiebezogenen Biokraftstoff-Beimischungsquoten auf die Netto-Treibhausgasminderung des Biokraftstoffeinsatzes ins Auge. Aktuell gilt somit das gesetzlich verankerte Ziel bis 2020 durch die Erhöhung der Beimischungsquote die Wirkung der Netto-Treibhausgasminderung sukzessive von 3,5 % im Jahr 2015, auf 4 % ab dem Jahr 2017 sowie auf schließlich 6 % im Jahr 2020 zu steigern. Laut Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 107 in BMWi, 2016a) hat diese Umstellung nicht den gewünschten Anstieg des Einsatzes von alternativen Kraftstoffen bewirkt, sondern sogar einen weiteren Rückgang. Diesbezüglich ist es sehr bedauerlich, dass im Vorfeld der Umstellung auf Treibhausgasminderungsquoten die Auswirkungen auf den Einsatz von Biokraftstoffen nicht analysiert wurden. Dies hätte man für einen kurzen Zeitraum, beispielsweise ab 2012, parallel verfolgen sollen, dann wären mögliche Unsicherheiten und Fehlbewertungen zu Tage getreten und die nun beobachtete Entwicklung hätte durch Anpassungen der Zielwerte oder Anforderungen eventuell vermieden werden können.

194. Eine leichte Zunahme auf 3,7 TWh verzeichnet der Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 3.4 in BMWi, 2016a) im Bereich des Einsatzes von erneuerbarem Strom im Verkehrssektor. Dieser Anstieg ist jedoch im Wesentlichen auf den wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix zurückzuführen, da zur Ermittlung der genannten Größe der Strombedarf im Verkehrssektor mit dem Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch multipliziert wird. Der Strombedarf im Verkehrssektor ist dabei zu weit überwiegenden Teilen Strom, der für den Schienenverkehr benötigt wird. Die Elektromobilität hat hier erst kaum messbare Größenordnungen erreicht. Selbst wenn das Ziel der Bundesregierung erreicht würde, dass bis 2020 eine Mio. Elektroautos in Deutschland zugelassen sind, würden diese bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 10-15 kWh/100 km und einer Jahresfahrleistung von 15.000 km pro Fahrzeug nur einen Stromverbrauch von rund 2 TWh generieren. Bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 35 % am Stromverbrauch wäre dies nur 0,7 TWh zusätzlicher erneuerbarer Strom, der im Verkehrssektor angerechnet würde. Insofern kann man der Aussage im Monitoring-Bericht der Bundesregierung, dass „die Erreichung des Ziels den Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch im Verkehr bis 2020 auf 10 Prozent zu steigern in weite Ferne rückt“ (vgl. Kapitel 3.4 in BMWi, 2016a), nur zustimmen. Jedoch wird entgegen der Darstellung der Bundesregierung die Maßnahme der Einführung des Umweltbonus zur Förderung der Elektromobilität den Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor, wenn überhaupt, nur marginal steigen lassen. Da dies die einzige dargestellte Maßnahme zur Überwindung der drohenden Zielverfehlung ist, erscheint dies mehr als dürftig.

Bruttostromerzeugung

195. Unter allen Energiewendezielen ist der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung am weitesten fortgeschritten und hat sich im Jahr 2015 noch einmal beschleunigt. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.2 in BMWi, 2016a) führt dies auf die guten Windverhältnisse zurück sowie darauf, dass der 4.400 MW Nettozubau an Windenergiekapazitäten des Jahres 2014 im gesamten Jahr 2015 zur Verfügung stand. Weil auch

im Jahr 2015 der Windenergiezubau dynamisch erfolgte, könnten die für 2020 angestrebten Ausbauziele vorzeitig erreicht werden, sofern es die meteorologischen Verhältnisse zulassen. Denn mit einem Anteil von 31,6 % am Bruttostromverbrauch im Jahr 2015 nähert man sich bereits dem Mindestziel von 35 % für 2020. Deutschland befindet sich somit in einer guten Ausgangsposition, die selbstgesteckten Ziele zu erreichen. Der im Vergleich zum Vorjahr deutliche Zuwachs um 4,3 Prozentpunkte war fast ausschließlich auf den Ausbau der Windenergie an Land und auf See zurückzuführen. Von den im Vergleich zum Vorjahr zusätzlich erzeugten 26 TWh stammten allein 21,6 TWh aus Windenergie. Die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land legte gegenüber dem Vorjahr um 15 TWh zu und erreichte damit ein Niveau von 71 TWh/Jahr. Ein deutlicher Zuwachs zeigte sich überdies im Bereich der Windenergie auf See. Die Offshore-Strommenge stieg von 1,4 TWh im Jahr 2014 um 6,6 TWh auf 8 TWh. Dies spiegelt sich auch im Leistungszubau. Während der Leistungszuwachs für die Windenergie an Land das im EEG 2014 vorgesehene Ausbauziel von 2.500 MW/Jahr (netto) mit 3.623 MW sehr deutlich überschritt und sich die Offshore-Windenergieleistung mit einem Zuwachs von knapp 2.300 MW innerhalb eines Jahres mehr als verdreifachte, wurde der Ausbaukorridor von 2.500 MW (brutto) im Bereich der Photovoltaik mit einem Zubau von 1.444 MW zum wiederholten Male deutlich verfehlt. Die Biomasse bewegte sich mit 96 MW innerhalb des sehr eng gefassten Zielkorridors von 100 MW (brutto). Die Bundesregierung konstatiert im Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 3.2 in BMWi, 2016a), dass man sich insgesamt betrachtet auf Zielpfad befände, da das Unterschreiten des Photovoltaikkorridors durch das Überschreiten des Korridors für Windenergie an Land kompensiert werde.

196. Die Expertenkommission begrüßt das hiermit verbundene Bekenntnis zur Flexibilität der Spartenziele, möchte aber gleichzeitig auf damit einhergehende Konfliktlinien hinweisen. Zunächst wird mit dem Inkrafttreten des EEG 2017 und der Umstellung des Systems auf eine Mengensteuerung eine derartige Flexibilität nicht mehr gegeben sein. Denn die Photovoltaik kann auch zukünftig den Ausbaukorridor weiter deutlich unterschreiten, da Ausschreibungen nur die Photovoltaikfreiflächen und große Dachanlagen ab 100 kW erfassen und somit nur diesen Bereich mit einem Volumen von 600 MW pro Jahr durch die Mengensteuerung adressieren. Dachanlagen unter 100 kW verbleiben im Einspeiseregime ohne direkten Einfluss auf die zugebaute Menge. Die aktuelle Marktsituation für Dachanlagen lässt keine Trendwende beim Zubau erkennen, so dass die Photovoltaik den avisierten jährlichen Zubau voraussichtlich weiterhin unterschreiten wird. Der für die von der Bundesregierung genannte Kompensation notwendige zusätzliche Zubau im Bereich der Windenergie an Land wird nach Einführung der Ausschreibungen jedoch nicht mehr möglich sein, da nur gemäß des vorgesehenen Zielkorridors ausgeschrieben wird. Hinzu kommt das Risiko von Ausfällen bei der Umsetzung von bezuschlagten Vorhaben, wofür es bislang naturgemäß keine Erfahrungswerte in Deutschland gibt.

197. Eine zusätzliche Konfliktlinie ergibt sich aus der im Monitoring-Bericht der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.2 in BMWi, 2016a) genannten Kompensation der nicht erreichten Photovoltaikleistung durch zusätzliche Windleistung dahingehend, dass zwar die installierte Leistung gleich sein mag, jedoch die hieraus resultierende Stromerzeugung deutlich abweicht. So kann ein Kilowatt Photovoltaikleistung aufgrund der Einspeisebedingungen auch am besten Standort in Deutschland max. 1.000 kWh/Jahr erzeugen. Ein Kilowatt Windleistung kann je nach Standort aber 2.500 kWh/Jahr und mehr erzeugen. Die Erfüllung der gewünschten Gesamtleistung im Zubau, führt somit nicht zwangsläufig zur Einhaltung der Stromerzeugungsziele, was sich auch in der oben genannten Entwicklungsdynamik der Stromerzeugung deutlich widerspiegelt.

198. Ein Positivum, welches der Monitoring-Bericht allerdings nicht anspricht, ist die breite Unterstützung der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung durch die Bevölkerung, trotz einzelner lokaler Akzeptanzprobleme. Für den weiteren Ausbau lassen sich in großem Umfang Investitionsmittel akquirieren, was auch der Tatsache tiefer Kapitalmarktzinsen sowie der sogenannten Sparschwemme zu verdanken ist. Ein finanzielles Engagement im Bereich der Erneuerbaren gehört zu den wenigen heute noch sicheren Kapitalanlagen, wobei natürlich die gesetz-

lich garantierte Marktprämie eine entscheidende Rolle spielt. Auch deshalb ist die Eigentümerstruktur breit gefächert, selbst wenn es sich inzwischen abzeichnet, dass der Investitionsanteil der traditionellen Elektrizitätswirtschaft steigt.

199. Diese überwiegend positive Situation hat jedoch auch ihre Schattenseiten: Obwohl die erneuerbare Stromerzeugung erst knapp ein Drittel des Bruttostromverbrauchs erreicht hat, verursacht die EEG-Förderung Differenzkosten von 21,842 Mrd. Euro (ohne den Merit-Order-Effekt und ohne die Auszahlungen der Netzbetreiber im Rahmen der „Härtefallregelung“). Auch wegen der wachsenden Konflikte um die Finanzierung dieser Summe zwischen der energieintensiven Industrie und der EU-Kommission (Beihilfe-Vorbehalt) muss der weitere Ausbau des erneuerbaren Stroms kostengünstiger werden. Zu diesem Zweck sieht die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) mit der Einführung von Ausschreibungen einen grundlegenden Systemwechsel bei der Förderung vor.

200. Ein weiteres Problem stellen die wachsenden Netzengpässe dar, denen zufolge immer häufiger Abregelungen von Windkraftanlagen durch die Netzbetreiber erfolgen, um Netzüberlasten zu vermeiden. Redispatchmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz haben sich im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr auf rund 16 TWh mehr als verdreifacht. Die Ausfallarbeit, also die im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelter Einspeisung aus EE- und KWK-Anlagen, legte im gleichen Zeitraum von 2,0 auf 4,7 TWh zu (BNetzA, 2016a). Die Zahlen sind Ausdruck eines Netzausbaus, der mit den strukturellen Veränderungen im Zuge der Energiewende nicht Schritt hält. Die damit verbundenen Ausgaben haben nach Angaben der BNetzA inzwischen ein Finanzvolumen von 400 Mio. Euro erreicht. Aus diesem Grund wurde bereits im EEG 2014 ein Ausbaukorridor festgelegt, wonach der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch im Jahr 2025 zwischen 40 und 45 % und im Jahr 2035 zwischen 55 bis 60 % liegen soll.

201. Eine bessere Synchronisation mit dem Netzausbau ist daher einer der wesentlichen Gründe, warum die Bundesregierung eine Überschreitung des Zielkorridors für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Jahr 2025 nach Möglichkeit verhindern will. Aus Sicht der Expertenkommission bedarf es allerdings einer kritischen Analyse, ob die Begrenzung des EE-Ausbaus die einzige und – mit Blick auf die Klimaziele – die richtige Option darstellt. Zu prüfen ist u. a., ob ein forciertes Kohleausstieg nicht ebenfalls einen substantiellen Beitrag zur Entlastung der Stromnetze liefern könnte. So lässt eine aktuelle Studie im Auftrag der vier Übertragungsnetzbetreiber immerhin darauf schließen, dass die inflexible Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken einen Teil des Problems darstellt. Demnach beläuft sich die konventionelle Mindesterzeugung nach wie vor auf 25.000 bis 30.000 MW (Consentec, 2016). Zu den Ursachen zählt neben technischen Restriktionen und dem stromgeführten Betrieb von KWK-Anlagen allerdings auch die Vorhaltung von Kraftwerksleistung für Systemdienstleistungen (vgl. Kapitel 6.2). Schließlich wird die Volatilität der Elektrizitätserzeugung bei fortgesetztem Zubau an erneuerbaren Kapazitäten steigen. Dies erfordert eine stärkere Flexibilisierung auf der Seite der steuerbaren Erzeugungskapazitäten (Angebotsseite) wie auch der Stromletzverbraucher (Stichwort: Sektorkopplung).

5.2 Diskussion der Ausbaukorridore der erneuerbaren Stromerzeugung

202. Wie im Monitoring-Bericht in Kapitel 3.5 ausführlich erläutert, hat der Deutsche Bundestag die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) am 08. Juli 2016 verabschiedet und mit der Einführung von Ausschreibungen einen grundlegenden Systemwechsel bei der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eingeleitet. Unverändert blieb das Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 40 bis 45 % bis zum Jahr 2025, auf 55 bis 60 % bis zum Jahr 2035 und auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 zu steigern.

203. Im Rahmen der EEG-Novelle hat die Bundesregierung die Ausbauziele für die Windenergie an Land nun deutlich reduziert. Statt eines jährlichen Nettozuwachses der installierten Leistung von 2.500 MW (EEG 2014) einigten sich Bund und Länder auf einen Bruttozubaupfad in Höhe von 2.800 MW in den Jahren 2017 bis 2019 und 2.900 MW ab dem Jahr 2020. Geändert wurden zudem die Zielwerte für den Ausbau der Biomasse. Statt eines Bruttozubaues von bis zu 100 MW/Jahr sind nun 150 MW/Jahr in den Jahren 2017 bis 2019 und 200 MW/Jahr in den Jahren 2020 bis 2022 vorgesehen. Weitgehend unberührt blieben dagegen die Ausbaupfade für Windenergie auf See (6.500 MW im Jahr 2020 und 15.000 MW im Jahr 2030) und Photovoltaik (2.500 MW/Jahr brutto).

204. Die Neujustierung der Ausbaupfade ist grundsätzlich darauf ausgerichtet, dass der Zielkorridor von 40 bis 45 % im Jahr 2025 weder über- noch unterschritten wird. Dabei sind insbesondere die Korrekturen im Bereich der Windenergie an Land mit einer deutlichen Drosselung der Ausbaugeschwindigkeit gegenüber den bisherigen Festlegungen im EEG 2014 verbunden, da aufgrund der zu erwartenden Stilllegung einer Vielzahl von Altanlagen in den kommenden Jahren eine deutliche Diskrepanz zwischen Brutto- und Nettozubaupfad zu erwarten ist. In einzelnen Jahren kann es bei Einhaltung des Bruttozubaupfades durch einen negativen Nettozuwachs zur Abnahme der installierten Gesamtleistung kommen. In jedem Fall wird sich der Nettozuwachs der installierten Leistung spürbar verlangsamen. Die Expertenkommission merkt hierzu an, dass diese gezielte Reduktion des Ausbaupfades zur Folge hat, dass kaum noch Möglichkeiten des Ausgleichs nicht erreichter Ziele sowohl innerhalb der Bereitstellung von Energie aus Erneuerbaren als auch in den Verbrauchssektoren (Stichwort: Verbrauchsreduktion/Energieeffizienz) bestehen werden. Die unter dem Oberziel der Treibhausgasreduktion bestehenden Flexibilitätsoptionen und Ausgleichsmöglichkeiten innerhalb des Zielgerüsts nehmen ab, was die Anforderungen an die Passgenauigkeit der Maßnahmen zur Zielgenauigkeit und somit auch die Eingriffs- und Steuerungsnotwendigkeiten erhöht. Dies kann jedoch kein erklärtes Ziel der Energiewende sein und widerspricht der Aussage des Monitoring-Berichts 2016 (vgl. Kapitel 3.5 in BMWi, 2016a), dass mit dem EEG 2017 ein erheblicher Schritt zur Marktintegration der erneuerbaren Energien getan worden wäre. Der mit dem EEG 2017 eingeschlagene Pfad zu mehr Wettbewerb bezieht sich allein auf den Wettbewerb der zukünftigen Anlagenbetreiber mit ihren jeweiligen Anlagen innerhalb ihrer Sparte. Dem Wettbewerb des Strommarktes an sich und der Konkurrenz aller Technologien untereinander sind die erneuerbaren Energien weiterhin nicht ausgesetzt.

205. Bedingt durch die zunehmende Stromerzeugung aus Windenergieanlagen in Norddeutschland, den Wegfall von Erzeugungskapazitäten im Zuge des Kernenergieausstiegs in Süddeutschland und die anhaltenden Verzögerungen beim Netzausbau kam es in den vergangenen Jahren vermehrt zu Engpässen im Übertragungsnetz. Dies äußerte sich v. a. in einem deutlichen Anstieg der Redispatch-Eingriffe seitens der Übertragungsnetzbetreiber und der damit einhergehenden Kosten. Mit der Entschleunigung des Windenergiezubaues und der gezielten Begrenzung des Ausschreibungsvolumens in den vom Netzausbau besonders betroffenen Gebieten strebt die Bundesregierung daher auch eine bessere Synchronisation mit dem Netzausbau an, wie im Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 3.5 in BMWi, 2016a) ausdrücklich hervorgehoben wird. Aus Sicht der Expertenkommission ist diese Problemlage jedoch daraus erwachsen, dass die Investoren für EE-Anlagen (wegen der sogenannten Härtefallregelung) keine Analysen darüber anstellen mussten, welche wirtschaftlichen Auswirkungen mit einer am geplanten Investitionsstandort vielleicht nicht vorhandenen Netzinfrastruktur verbunden sind. Die Einführung einer entsprechenden Risikoübernahme durch Anlagenbetreiber und Netzbetreiber ohne die Möglichkeit der Überwälzung der entstehenden Kosten auf den Stromkunden könnte aus Sicht der Expertenkommission die Problematik deutlich effizienter lösen als der befristete Ausschluss bestimmter Regionen vom Zubau. Denn obgleich Stromerzeugung und Stromnetz derzeit eigentumsrechtlich entflochten sind, stellen Erzeugungsanlagen und Netze aus ökonomischer Sicht ein „unteilbares Gut“ dar, deren Ausbau eine gemeinsame Planung und Abstimmung der Projekte vor Ort erfordert.

206. Was die Ausbaupfade für den Nettozuwachs der installierten Leistung bedeuten, hängt von der Lebensdauer der bestehenden Anlagen ab. Dabei spielen nicht nur technische und ökonomische, sondern auch genehmigungsrechtliche Faktoren und Individualinteressen (z. B. Kostenvorteile oder -nachteile) eine Rolle:

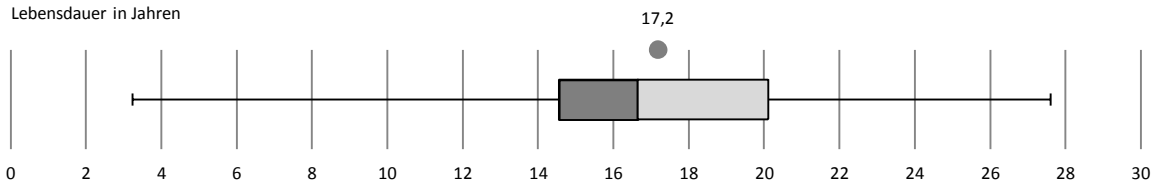
- Wie hoch sind die laufenden Betriebskosten (inkl. Wartung und Instandhaltung)?
- Welche Erlösoptionen bieten sich nach dem Ende des gesetzlichen Vergütungszeitraums?
- Ist ein Weiterbetrieb aus technischer und genehmigungsrechtlicher Sicht möglich und aus Investorensicht gewünscht?
- Ist die Errichtung von Neuanlagen (aufgrund des technischen Fortschritts mit deutlich höherer Leistung) am gleichen Standort zulässig?
- Wie hoch sind die Renditeaussichten bei einem Weiterbetrieb der Altanlage bzw. bei deren Ersatz durch eine effizientere und leistungsstärkere Anlage?

207. Aufgrund der bislang fehlenden Erfahrungswerte und der Vielzahl an teilweise politisch bedingten Einflussfaktoren empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung sich dieser Fragestellungen im Fortschrittsbericht 2017 ausführlich zu widmen. In die Analyse sollten dabei mögliche genehmigungsrechtliche Hürden für den Weiterbetrieb von Anlagen nach Ablauf der Vergütungsdauer (z. B. Bindung der Betriebsgenehmigung an die Vergütungsdauer, fehlende Prüfsertifikate aufgrund des Anlagenalters, Standorte außerhalb von Vorranggebieten etc.) einbezogen werden. Des Weiteren sollten spartenspezifisch Fragen zur technischen und ökonomischen Lebensdauer der Anlagen und zum Modernisierungs- und Instandhaltungsaufwand für Altanlagen beleuchtet werden. Ebenso entscheidend ist aber die Untersuchung der bestehenden Möglichkeiten zum ökonomisch sinnvollen Weiterbetrieb der Anlagen über den EEG-Vergütungszeitraum hinaus. Hier geht es insbesondere um die Möglichkeiten der Vermarktung des Stroms außerhalb des EEG und die Frage, ob der bestehende Rechtsrahmen derartige Geschäftsmodelle aktuell zulässt und falls nicht, welche Änderungen notwendig wären, um den aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvollen Weiterbetrieb der Anlagen bis an ihr technisches Lebensende zu ermöglichen. Es geht nicht zuletzt darum, mehr Klarheit darüber zu erhalten, welche Rückbauzahlen in den Jahren nach 2020 bei welchen Technologien zu erwarten sind. Dieses Wissen muss dann auch konsequent in die Weiterentwicklung der Mengensteuerung im EEG 2017 einfließen, um nicht durch ein starkes Rückbauvolumen in die Situation zu geraten, dass die Anteile der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung nicht nur stagnieren, sondern sogar zurückgehen.

208. Den größten Beitrag zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor sollen Windenergieanlagen an Land leisten. Vor diesem Hintergrund wagt die Expertenkommission nachfolgend einen ersten Ausblick, wie sich die vorgesehenen Ausbaupfade für Windenergie an Land auf den Nettozubau unter Berücksichtigung des Rückbaus bis 2025 voraussichtlich auswirken werden. Auswertungen auf Basis des Anlagenregisters zeigen, dass die durchschnittliche Lebensdauer der seit August 2014 stillgelegten Windenergieanlagen an Land gerade einmal 17 Jahre beträgt. Nur rund 25 % der Anlagen erreichten ein Alter jenseits von 20 Jahren (vgl. Abbildung 14).

209. Seit dem EEG 2014 wird ein Repowering von Windenergieanlagen nicht mehr durch einen zusätzlichen Bonus gefördert. „Repowering-Anlagen“ entsprechen somit Neuanlagen an bereits entwickelten Standorten und sind damit den übrigen Anlagen bezüglich des Vergütungsanspruchs gleichgestellt. Wird die Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz nach dem 31. Dezember 2016 erteilt, ist der Vergütungsanspruch zudem an die erfolgreiche Teilnahme am Ausschreibungsverfahren gekoppelt. Ob der Abbau einer Bestandsanlage in Kombination mit einer Neuinvestition am selben, bereits entwickelten Standort ökonomisch vorteilhafter ist als der Weiterbetrieb der Bestandsanlage hängt somit zukünftig auch vom Wettbewerbsniveau innerhalb des Ausschreibungsregimes ab. Erfolg oder Nichterfolg in der jeweiligen Ausschreibungsrunde werden für derartige Anlagen somit in Zukunft ein weiterer Faktor sein, der den Stilllegungszeitpunkt der Bestandsanlagen mitbestimmen wird.

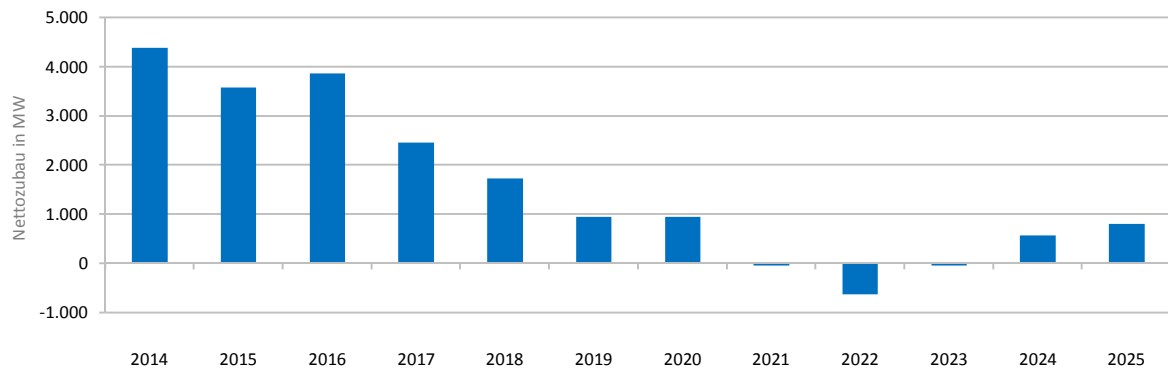
Abbildung 14: Lebensdauer der seit August 2014 stillgelegten Windenergieanlagen an Land (Minimum, 1. Quartil, Median, 3. Quartil, Maximum, Mittelwert)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BNetzA (2016b)

210. Abbildung 15 zeigt, wie sich der Nettozubau im Bereich der Windenergie an Land auf Basis des im EEG 2017 verankerten Ausbaupfades entwickeln könnte, wenn unterstellt wird, dass Neuanlagen ausschließlich innerhalb des EEG-Regimes gebaut werden dürfen.²⁰ Unterstellt sind in diesem Fall eine durchschnittliche Lebensdauer von 20 Jahren sowie eine Realisierungsquote der im Rahmen der Ausschreibung bezuschlagten Windenergievorhaben von 90 %. Trotz der jährlichen Ausschreibungsvolumina in Höhe von 2.800 MW bzw. 2.900 MW bricht der Nettozubau bedingt durch die zunehmende Zahl von befürchteten Anlagenstilllegungen signifikant ein. Im Durchschnitt der Jahre 2018 bis 2025 ergibt sich ein jährlicher Nettozuwachs von rund 540 MW. Zum Vergleich: In den zurückliegenden 15 Jahren betrug der durchschnittliche Nettozubau noch rund 2.330 MW/Jahr. Bleibt die Lebensdauer der Anlagen mit 17 Jahren auf dem heutigen Niveau, fällt der Nettozuwachs mit durchschnittlich 350 MW/Jahr nochmals geringer aus.

Abbildung 15: Entwicklung des Nettozubaus im Bereich Windenergie an Land bei einer unterstellten Lebensdauer von 20 Jahren



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BNetzA (2016b)

211. Insgesamt ist festzuhalten, dass der angestrebte Bruttozubau im Bereich der Windenergie an Land zwar über dem Durchschnitt der zurückliegenden 15 Jahre liegt (2000-2015: 2.450 MW/Jahr), dass dieser jedoch mittelfristig nicht ausreichen wird, um vor dem Hintergrund der zunehmenden Anlagenstilllegungen einen signifikanten Zuwachs zu erzielen. Aus Sicht der Expertenkommission sollte sich die Bundesregierung daher mit der Frage auseinandersetzen, wie die Laufzeiten von Windanlagen über die gesetzliche Förderung hinaus sinnvoll ausgeweitet werden können, sofern nicht technische oder sicherheitsrelevante Gründe dagegen sprechen. Der Weiterbetrieb der Anlagen über die Vergütungsdauer hinaus, der seinerzeit bei der Einführung des EEG von den

²⁰ Im Zusammenhang mit Preismaßnahmen wäre es denkbar, dass Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung auch außerhalb des EEG-Regimes wirtschaftlich betrieben werden könnten. Dann könnte das Bild auch anders aussehen.

Branchenvertretern zugesichert wurde, muss auch seitens der Politik ermöglicht werden. Werden hier nicht die Weichen entsprechend gestellt, läuft die Bundesregierung Gefahr, ihre Zielsetzung für die erneuerbare Stromerzeugung zu verfehlen.

5.3 Diskussion der Kostenentwicklung

212. Aus Sicht der Expertenkommission ist die über die Mengensteuerung eingeführte Begrenzung des Ausbaus der Windenergie an Land noch aus einem anderen Aspekt kritisch zu bewerten. Die Bundesregierung hebt in ihrem Monitoring-Bericht in Kapitel 3.5 hervor, dass mit dem EEG 2017 die Energiewende kosteneffizienter wird. Mit einem staatlich regulierten, begrenzten Ausbau der verglichen mit anderen Technologien kostengünstigsten Technologie Windenergie an Land erscheint dies kaum umsetzbar. Windenergieanlagen weisen selbst an Binnenlandstandorten sehr niedrige Stromgestehungskosten auf. Aktuelle Erhebungen zufolge reicht die Spanne von rund 5,3 ct/kWh an sehr windreichen Küstenstandorten (150 %-Standort) bis 9,6 ct/kWh an weniger windhöffigen Binnenlandstandorten (60 %-Standort) (Lüers et al., 2015).

213. Insbesondere die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See ist heute trotz der besseren Windbedingungen noch erheblich teurer. Eine Studie aus dem Jahr 2013 weist für Standorte in deutschen Gewässern Kosten in Höhe von rund 11-13 ct/kWh aus (Inbetriebnahme: 2017) – und das bei einer grundsätzlich vergleichbaren Netzproblematik, da die Anbindung der Offshore-Parks über Leitungen nach Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern ebenfalls die von Netzengpässen betroffenen Regionen trifft. Interessant dürfte allenfalls sein, wie sich die Kosten der vergleichsweise jungen Technologie mittelfristig entwickeln. Diesbezüglich sorgte v. a. eine Ausschreibung in den Niederlanden für Aufmerksamkeit, die der dänische Energiekonzern Dong Energy mit einem Gebot in Höhe von 7,27 ct/kWh für sich entschied (Hundleby, 2016). Noch mehr Aufsehen erregte das neuerliche Tiefstgebot in Höhe von 4,99 ct/kWh von Vattenfall für den Standort Krioeegers Flak in der Ostsee (Vattenfall AB, 2016). Die hier genannten Werte lassen jedoch keine unmittelbaren Rückschlüsse auf die Kostenentwicklung von deutschen Offshore-Windparks zu, da die Ausschreibungsbedingungen in den einzelnen Ländern und für die einzelnen Projekte sehr stark voneinander abweichen können. Im Fall von Dong hat das Unternehmen zur Realisierung zunächst noch fünf Jahre Zeit und die Vergütung wird über einen Zeitraum von 15 Jahren in gleichbleibender Höhe gewährt. Das ist mit den Regelungen in Deutschland nicht unmittelbar vergleichbar. Dennoch zeigen diese Pressemeldungen, dass es hier auch international eine dynamische Entwicklung gibt und die Offshore-Windenergie zunehmend den Kinderschuhen entwächst.

214. Auch Photovoltaik-Dachanlagen weisen trotz der erheblichen Kostensenkungen der letzten Jahre mit 10-15 ct/kWh je nach Größe der Anlage noch höhere Kosten als Windenergieanlagen an Land auf. Anders sieht es allenfalls bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen aus. In der fünften Runde der Photovoltaik-Freiflächen-Ausschreibung betrug der gewichtete Zuschlagspreis 7,25 ct/kWh. Damit sind die Gebotswerte im Laufe der ersten Runden nicht nur erheblich gesunken (1. Runde vom 15. April 2015: 9,17 ct/kWh), sondern rückten zudem in einen Bereich, in dem sie mit Windenergieanlagen im Binnenland durchaus konkurrieren können. Aufgrund der Flächenkonkurrenz wurde der Ausbau von Freiflächenanlagen allerdings schon in der Vergangenheit wiederholt eingeschränkt. Im Vergleich zum avisierten Gesamtausbau von Photovoltaikanlagen in Höhe von 2.500 MW/Jahr ist das Ausschreibungsvolumen für Freiflächenanlagen und große PV-Dachanlagen mit 600 MW daher auch insgesamt eher überschaubar. Im Jahr 2016 wird der Zubaukorridor für Photovoltaik zum dritten Mal in Folge deutlich unterschritten werden. Eine schnelle Erholung auf den vorgesehenen Zubaupfad ist aus heutiger Sicht nicht zu erwarten.

215. Insgesamt führen die eingeführte Mengensteuerung und die implizite Begrenzung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land deshalb dazu, dass der EE-Ausbau im EEG weniger kosteneffizient erfolgt als es möglich

wäre. Der Wettbewerb beschränkt sich auf die einzelnen Anlagen der jeweiligen Sparten, wobei bei der Windenergie weiterhin ein Standortausgleich im Sinne eines weiterentwickelten Referenzertragsmodells vorgesehen ist. Ob dies dem Ziel der Kosteneffizienz entspricht, ist fraglich. Daher möchte die Expertenkommission ihren Vorschlag aus der letztjährigen Stellungnahme zur Einführung eines Alternativsystems wiederholen: Eine Alternative wäre die Gewährung einer Vergütung für eine feste Anzahl an Volllaststunden-Äquivalenten analog zur Regelung im KWKG. Mit der spezifischen Leistung der Windenergieanlage ergäbe sich dann eine feste Zahl zu vergütender kWh, unabhängig vom Standort, den fluktuierenden Wetterbedingungen, möglicher Abregelung durch die Netzbetreiber oder Vertriebspartner etc. Windstarke Standorte haben gegenüber windschwachen Standorten den Vorteil eines schnelleren Kapitalrückflusses, sind ansonsten aber gleichgestellt. Um die Finanzierung zu erleichtern, könnte man zudem eine höhere Vergütung beispielsweise für die Erzeugung der ersten 15.000 Volllaststunden ansetzen.

216. Nach der obligatorischen Direktvermarktung ist der anstehende Systemwechsel von der Preissteuerung zur Mengensteuerung ein weiterer Schritt auf dem Weg, die demnächst bei der Stromerzeugung dominierenden erneuerbaren Energien vermehrt dem Wettbewerb auszusetzen. Eigentlich sollte damit erreicht werden, dass dieses wachsende Marktsegment mit der Zeit völlig auf eine öffentliche Förderung verzichten könnte. Auch vor diesem Hintergrund möchte die Expertenkommission Zweifel anmelden, dass mit dem EEG 2017, der Umstellung von Preis- auf Mengensteuerung und der wettbewerblichen Bestimmung der Förderhöhen, bereits die Weichenstellung für ein zukunftsfähiges Strommarktregime unter Berücksichtigung der besonderen Eigenschaften der (fluktuierenden) erneuerbaren Energien gelungen sei. Mit dem EEG 2017 bleibt der weitere EE-Ausbau der Stromerzeugung weiterhin abhängig von staatlichen Regulierungsvorgaben und den damit verbundenen politischen Risiken. Denn das bestehende System der gleitenden Marktprämie plus Direktvermarktungserlös als „Vergütung“ für den Anlagenbetreiber bleibt bestehen. Wettbewerbslich wird lediglich die Höhe der „Vergütung“ bestimmt, die dann wieder in gleitende Marktprämie und Vermarktungserlös aufgeteilt wird. Die Anlagenbetreiber werden somit nicht schrittweise an die Übernahme der Marktrisiken herangeführt. Auch bleibt weiterhin die Frage offen, wie die Integration der EE-Elektrizität in den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt erfolgen soll. Aus Sicht der Expertenkommission kann man die Antworten auf diese Fragen nicht mehr auf die lange Bank schieben. Ein „auf Sicht fahren“ hilft hier nicht weiter, weil die mit politischen Änderungen verbundenen Risiken für Investoren unkalkulierbar bleiben. So kann die langfristige Transformation des Strommarktes nicht überzeugend gelöst werden.

217. Auch im Bereich der Biomasse zeichnet sich keine Lösung ab. Trotz der schrittweisen Anhebung des Ausbaupfades im Zuge der EEG-Novelle 2017 dürfte der vorgesehene Bruttozubau mittelfristig kaum ausreichen, um den Umfang der zu erwartenden Stilllegungen zu kompensieren. Bis zum Jahr 2025 endet für Biomasse-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 1.800 MW der gesetzliche Vergütungsanspruch. In Anbetracht der vergleichsweise hohen Betriebskosten dürfte ein Weiterbetrieb in der überwiegenden Mehrzahl der Fälle wirtschaftlich nicht möglich sein. Ein schlüssiges Gesamtkonzept für die Rolle der Biomasse im Rahmen der Energiewende fehlt nach wie vor. Dies äußert sich nicht zuletzt darin, dass der Ausbaupfad für die Biomasse bereits 2022 endet. Wie es im Anschluss weiter geht, bleibt vorerst offen. Hier kann nicht von einer langfristigen Weichenstellung gesprochen werden, der es aber angesichts eines Zielsystems mit mindestens 80 % erneuerbarem Strom im Jahr 2050 – und nach den Zielsetzungen des Klimaschutzabkommens von Paris ggf. auch eines zu 100 % auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems zur Mitte des Jahrhunderts – dringend bedürfte. Die Expertenkommission sieht im EEG 2017 auch in Kombination mit dem Strommarktgesetz nicht die erforderliche langfristig angelegte Strategie zur gesamtheitlichen Transformation des Strommarktes.

Grundsatzüberlegungen für eine sinnvolle (technologieneutrale) Förderung

218. Die Einführung von Ausschreibungen ab 2017 ist zunächst auf Windenergieanlagen an Land und auf See, Photovoltaikanlagen sowie Biomasseanlagen beschränkt. Dabei treten die verschiedenen EE-Sparten nicht in einen gemeinsamen Wettbewerb, sondern konkurrieren innerhalb der jeweiligen EE-Sparte um Zuschläge. Die Trennung nach Sparten wird damit begründet, dass die Besonderheiten der einzelnen Technologien ein zugeschnittenes Ausschreibungsdesign erfordern (BMW, 2016c). Viele Designelemente gelten einheitlich für alle Ausschreibungen (u. a. einmalige verdeckte Gebote, Hinterlegung von Sicherheiten, Gebot auf den anzulegenden Wert der gleitenden Marktprämie, pay-as-bid, veröffentlichter Höchstpreis, Realisierungsfristen, Pönalisierung), wobei z. T. spezifische Parametrierungen zur Anwendung kommen.

219. Im Rahmen der so gestalteten Ausschreibungen werden sich zwar innerhalb der einzelnen Ausschreibungssysteme die jeweils günstigsten Anlagen durchsetzen, ein Wettbewerb zwischen den Technologien um die kostengünstigsten Anlagen findet aber nicht statt. Jedoch sieht das EEG 2017 in § 39i in Verbindung mit § 88c vor, 400 MW pro Jahr für Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen gemeinsam auszuschreiben, um Erfahrungen mit gemeinsamen, d. h. technologieneutralen, Ausschreibungen zu sammeln. Die entsprechende Verordnung soll spätestens bis zum Mai 2018 erlassen werden. Auf Basis der Erfahrungen mit den gemeinsamen Ausschreibungen in den Jahren 2018 bis 2020 soll anschließend evaluiert werden, ob und inwieweit ab dem Jahr 2021 auch weiterhin gemeinsame Ausschreibungen durchgeführt werden sollen. Für die Ausgestaltung der gemeinsamen Ausschreibungen wurden in § 39i (2) EEG 2017 folgende Zielsetzungen festgelegt:

- Der Zubau soll hinreichend diversifiziert erfolgen,
- die Ausbauziele des EEG sollen nicht gefährdet werden,
- die Kosteneffizienz soll gewährleistet werden und
- es sollen Anreize für eine optimale Netz- und Systemintegration gesetzt werden.

220. Diese Zielsetzungen werden nachfolgend kritisch gewürdigt und um relevante Fragestellungen ergänzt, die bei der Ausgestaltung der gemeinsamen Ausschreibungen berücksichtigt werden sollten. Das Ziel des hinreichend diversifizierten Ausbaus innerhalb der gemeinsamen Ausschreibungen ist nach Ansicht der Expertenkommission überflüssig. Die im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen werden ohnehin von den jeweiligen Ausschreibungsvolumina für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen abgezogen (§ 28 (1a) und (2a) EEG 2017). Selbst wenn die Zuschläge in der gemeinsamen Ausschreibung vollständig zu Gunsten einer der beiden Sparten gehen sollten, resultiert durch die Verrechnung mit den separaten Ausschreibungsvolumina keine Verschiebung der jeweils vorgesehenen Ausschreibungsmengen. Mit den gemeinsamen Ausschreibungen kann also nicht auf das Ziel eines hinreichend diversifizierten Zubaus hingesteuert werden, da die Verteilung über die separaten Ausschreibungsvolumina für Windenergie an Land und Photovoltaikanlagen fest vorgegeben ist.

221. Generell erfordern die oben genannten Zielsetzungen weitreichende administrative Festlegungen, insbesondere im Hinblick auf eine optimale Netz- und Systemintegration. Im Raum stehen laut der entsprechenden Verordnungsermächtigung Zu- oder Abschläge, mit denen beispielsweise berücksichtigt werden soll, in welcher Region eine Anlage angeschlossen wird, welches Einspeiseprofil sie aufweist, auf welcher Netzebene eingespeist wird und welche Systemintegrationskosten verursacht werden. Darüber hinaus lässt die Verordnungsermächtigung Raum, um – abweichend von den ansonsten ausschließlich preisbasierten Ausschreibungen im EEG – die vorgenannten und andere Kriterien zur Zuschlagserteilung hinzuzuziehen. Angesichts der bereits für die technologiespezifischen Ausschreibungen vorliegenden Fülle an administrierten Vorgaben und der daraus resultierenden Komplexität stellt sich im Zusammenspiel mit zusätzlichen Kriterien die Frage, ob damit dem wettbewerblichen Grundgedanken einer technologieneutralen Ausschreibung noch ausreichend Rechnung getragen wird. Die

zunehmende Regulierungstiefe führt zu Ineffizienzen, die die Kosteneffizienz als einem der drei Leitgedanken des EEG (Einhaltung des Ausbaukorridors, kosteneffizienter weiterer EE-Ausbau, Wahrung der Akteursvielfalt) konterkarieren. Aus Sicht der Expertenkommission sollte das gemeinsame Ausschreibungssystem für Windenergie an Land und Photovoltaik deshalb nur wenige Vorgaben und Parametrierungen beinhalten, um dem direkten Wettbewerb so weit wie möglich Raum zu lassen.

222. Weiterhin bestehen zwischen den technologiespezifischen Ausschreibungen und dem gemeinsamen Ausschreibungssystem nicht zu vernachlässigende Interdependenzen. So können Bieter für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen frei entscheiden, ob sie an der technologiespezifischen oder gemeinsamen Ausschreibung teilnehmen. Berücksichtigt werden muss darüber hinaus, dass sich die Ausschreibungsvolumina für die technologiespezifischen Ausschreibungen um diejenige Leistung verringern, die im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagt worden sind. Daraus resultieren möglicherweise Anreize zu strategischem Verhalten.

223. Zudem sollte aus Sicht der Expertenkommission zukünftig der Frage der kosteneffizienten Risikoallokation im Gesamtsystem mit Blick auf das erforderliche Marktdesign entsprechende Bedeutung beigemessen werden, um mittel- und langfristig hinsichtlich der erneuerbaren Energien eine angemessene Verteilung der Risiken zwischen Anlagenbetreiber und Allgemeinheit zu erreichen. Ein erster Schritt, um strommarktorientiertes Verhalten anzureizen, könnte sein, von dem fixierten Vergütungszeitraum von 20 Jahren auf die Gewährung einer Vergütung für eine feste Anzahl an Volllaststunden-Äquivalente, analog zur Regelung im KWKG, zu wechseln. Mit der spezifischen Leistung der jeweiligen Anlage ergäbe sich dann eine feste Zahl zu vergütender kWh, unabhängig vom Standort, von den fluktuierenden Wetterbedingungen, von systembedingten Abregelungen durch die Netzbetreiber oder Vertriebspartner etc. Ertragsstarke Standorte hätten gegenüber ertragschwächeren Standorten den Vorteil eines schnelleren Kapitalrückflusses, wären ansonsten aber gleichgestellt. Dem Anlagenbetreiber eröffnet dies Spielräume, sich systemdienlich zu verhalten, ohne dabei finanzielle Einbußen befürchten zu müssen.

224. Gerade vor dem Hintergrund, dass Anlagen, die ab dem Jahr 2017 in Betrieb gehen, für mindestens 20 Jahre Teil der Stromerzeugung in Deutschland sein werden, also auch im Jahr 2040 – wenn bereits zwei Drittel der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stammen –, ist über weitere Schritte, die erneuerbare Stromerzeugung aus der Förderung hinaus zu führen, nachzudenken. Ein weiterer Schritt könnte sein, das Prämienmodell zur Bestimmung der Vergütungshöhe weiter zu entwickeln. Die Ausgestaltung der Prämie ist auch im EEG 2017 weiterhin gleitend, so dass die Anlagenbetreiber zwar das Vermarktungsrisiko, nicht jedoch das Strompreisrisiko tragen. Um schrittweise zu einem neuen Gesamtsystem „Strommarkt“ zu kommen, sollte ein Übergang auf ein Festprämienmodell in Erwägung gezogen werden. Dies ist durch die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns zu einem funktionsfähigen Gesamtsystem unter Einbeziehung der erneuerbaren Energien zu flankieren. Ziel sollte es sein, geeignete Marktmodelle zu konzipieren, die perspektivisch erneuerbare Energien aus der Umklammerung staatlicher Detailsingriffe befreien (Ausschreibungsvolumina) und gleichwohl einen zielgerichteten EE-Ausbau ermöglichen. Dies könnte durch eine generelle CO₂-Abgabe möglich werden (vgl. Kapitel 2). Die Teilnahme an der Ausschreibung würde dem Anlagenbetreiber eine Garantie für einen Mindestpreis bestehend aus Großhandelsstrompreis und Marktprämie zusichern. Bei durch die Einführung einer CO₂-Bepreisung steigenden Großhandelsstrompreisen würde die Marktprämie sukzessive absinken. Sobald sie den Nullpunkt erreicht, ist eine weitere Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien nicht mehr notwendig. Die Strompreissignale aus dem Markt wären dann ausreichend, um den weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung anzureizen, die die kostengünstigsten Erzeugungstechnologien darstellen. Eine weitere Option zur strategischen Weiterentwicklung des Systems könnte aber auch über eine grundlegende Veränderung der Förderkonzeption von EE-Anlagen erreicht werden (Verlagerung zu Leistungsprämien anstelle von Bonuszahlungen für Energielieferungen, wobei die Leistungsprämien über Leistungsentgelte auf die Letztverbraucher umgelegt oder über den allgemeinen Staatshaushalt finanziert werden).

5.4 Sektorkopplung

225. Für den Zeitraum ab 2025 ist bei zunehmender Durchdringung fluktuierender regenerativer Erzeuger damit zu rechnen, dass nicht mehr nur lokal, sondern temporär auch regional und national größere Stromüberschüsse auftreten, die mit konventionellen nachfrageseitigen Maßnahmen nicht kompensiert werden können und für die stationäre Stromspeicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batterien etc.) voraussichtlich schon aus kapazitiven Gründen und außerdem womöglich auch aus Kostengründen nur eingeschränkt als Lösung infrage kommen. Durch die Sektorkopplung soll dieser Strom fossile Energien im Wärme- und Transportbereich ersetzen. Sektorkopplung bedeutet im Kern die Schaffung zusätzlicher Stromabsatzpotentiale im Wärme- und Treibstoffsektor.

226. Der diesjährige Monitoring-Bericht konzentriert sich auf die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme mittels Wärmepumpensystemen und die Kopplung von Strom und Mobilität durch Batteriefahrzeuge. Dabei steht die technische Effizienz als dominantes Kriterium im Mittelpunkt, andere Kriterien wie beispielsweise die ökonomische Realisierbarkeit und die dafür erforderlichen längerfristigen Rahmenbedingungen bleiben im Hintergrund. Dies gilt auch für andere Sektorkopplungstechnologien im Bereich Power-to-Heat oder für Power-to-Gas. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung heißt es in Kapitel 11.1 dazu lapidar: *„Andere Technologien [...] sollen wegen ihres ungleich höheren Strombedarfs und der demzufolge deutlich verringerten Effizienz nur dort zum Einsatz kommen, wo keine effizienteren Technologien zur Verfügung stehen.“* Die Expertenkommission hätte sich hier eine ausgewogenere Darstellung der Mehrdimensionalität des Themas und der kurz-, mittel- und längerfristigen Bedeutung der verschiedenen Pfade der Sektorkopplung gewünscht. Nachfolgend formuliert die Expertenkommission einige Gedanken dazu.

Power-to-Heat

227. Ein erster Aspekt sind die spezifischen Investitionskosten je Output-Leistung. Der Monitoring-Bericht (und insbesondere Tabelle 11.1 im Monitoring-Bericht) weist explizit auf „hocheffiziente Wärmepumpen“ hin, die jedoch im Vergleich zu anderen Power-to-Heat-Technologien außerordentlich hohe spezifische Investitionen aufweisen. Das erzeugt einen ökonomischen Anreiz, Wärmepumpen mit möglichst hohen Jahresbenutzungsstunden einzusetzen. Doch als echte Flexibilitätsoption sollten sie selbst während der Winterperiode nicht im Dauerbetrieb eingesetzt werden, weil sie damit eine Grundlast-Stromnachfrage verursachen. Die spezifischen Investitionskosten von Power-to-Heat-Systemen (inkl. zusätzliche Wärmespeicher) verteilen sich also auf eine entsprechend geringe Zahl von Einsatz- bzw. Jahresbenutzungsstunden, weshalb hohe spezifische Investitionskosten ein maßgebliches Hemmnis für den wirtschaftlichen Erfolg von Technologien der Sektorkopplung sind. Wenn man von Beginn an auf die besonders teuren Technologieoptionen setzt (die man im Übrigen zu einem späteren Zeitpunkt nachrüsten könnte), wird das Flexibilitätspotential der Sektorkopplung wirtschaftlich betrachtet aufs Spiel gesetzt.

228. Power-to-Heat ist in Deutschland kein neues Thema. Im Jahr 2015 wurden 2,1 Mio. Zählpunkte mit etwa 14,4 TWh Heizstrom versorgt (BNetzA/BKartA, 2016). Der Großteil (12,1 TWh) wurde allerdings nicht an Wärmepumpenkunden, sondern an Kunden mit Nachtspeicheröfen geliefert. Die Energiekosten von Nachtspeicheröfen liegen um ein Mehrfaches über den Preisen von Heizöl- oder Erdgasheizungen. Im Unterschied zu Wärmepumpen führt dies zu hohen Heizkosten. Außerdem werden derzeit weder Nachtspeicheröfen noch Wärmepumpen im Sinne einer an den Flexibilitätsbedürfnissen orientierten Betriebsweise eingesetzt. Doch diese Power-to-Heat-Systeme lassen sich im Prinzip nachrüsten und entsprechend netzdienlich betreiben, womit ein prinzipiell ergiebiges und schon ohne hohe Investitionsausgaben aktivierbares Flexibilitätspotential existiert. Als echte Flexibilitätsoptionen benötigen Power-to-Heat-Systeme jedoch Backup-Optionen wie beispielsweise bereits vorhandene Erdgas- oder Heizölheizungen. Zwar wird die Klimaneutralität von Gebäuden vorerst noch nicht erreicht (außer

für die Backup-Systeme werden Biomethan oder andere erneuerbare Brennstoffe eingesetzt), doch es wäre eine zunächst sehr kostengünstige Strategie zur Erschließung von Flexibilitätspotentialen.

229. Aus Sicht der Expertenkommission ist es notwendig, die Rolle der Sektorkopplung als Flexibilitätsoption zu klären. Die einseitige Betonung der Wärmepumpen gegenüber hybriden Power-to-Heat-Technologien steht im Konflikt zur geforderten Funktion von Power-to-Heat als Flexibilitätsoption – sowohl in Bezug auf den Strommarkt selbst wie auch im Hinblick auf den netzdienlichen Einsatz. Der in diesen Zusammenhang recht apodiktisch formulierte Satz *„Technologien zur Sektorkopplung dürfen jedoch nicht als zielgerichtetes Instrument zur Abnahme von ‚Überschussstrom‘ missverstanden werden, [...]“* (vgl. Kapitel 11.1 in BMWi, 2016a) lässt sich nicht nachvollziehen. Wenn Sektorkopplung dazu führt, dass auch nicht-erneuerbarer Strom eingesetzt werden muss, ist der Klimavorteil beschränkt. Wenn – bei einem durch Ausschreibungsvolumina gedeckelten EE-Ausbau – bilanziell erneuerbare Energien für die Sektorkopplung eingesetzt werden, werden andere Stromletzverbraucher dazu gedrängt, konventionelle Elektrizität einzusetzen. Auch das kann nicht klimapolitisch zielführend sein. Die Bundesregierung wird daher aufgefordert, den hier angedeuteten Widerspruch zwischen *„Sektorkopplung als Flexibilitätsoption“* und *„Sektorkopplung ist kein Instrument für die Abnahme von Überschussstrom“* aufzuklären.

230. Nach Ansicht der Expertenkommission werden Geschäftsmodelle im Bereich der Sektorkopplung kaum flächendeckend zum Erfolg führen, wenn deren Wirtschaftlichkeit nicht gewährleistet ist. Der Hinweis im Monitoring-Bericht, wonach *„der wirtschaftliche Nutzen von Sektorkopplung auch von verbesserten Wettbewerbs- und Investitionsbedingungen“* (vgl. Kapitel 11.1 in BMWi, 2016a) abhängt, ist zweifellos zutreffend, doch leider derart allgemein und unverbindlich formuliert, dass sich niemand eine Vorstellung darüber machen kann, wie denn die Bundesregierung diese Verbesserungen der Wettbewerbs- und Investitionsbedingungen erreichen möchte. Mit so allgemein gehaltenen Aussagen besteht die Gefahr, dass die sich in letzter Zeit häufenden Forderungen nach neuen Fördertatbeständen weiter befeuert werden. Aus Sicht der Expertenkommission sollten die entsprechenden Überlegungen durch ein geeignetes neues Finanzierungsmodell der Elektrizitätswirtschaft präzisiert werden, wie es im Folgenden beispielhaft angedeutet wird.

231. Generell können die Technologien zur Sektorkopplung wirtschaftlich betrieben werden, wenn der Arbeitspreis der eingesetzten Elektrizität deutlich unterhalb der Arbeitspreise der zu ersetzenden fossilen Energien Erdgas, Heizöl, Benzin oder Diesel liegt. Heute liegen die Arbeitspreise der Elektrizität in der Regel weit über dieser Wirtschaftlichkeitsschwelle für eine Sektorkopplung. Dies liegt primär an der heutigen Finanzierung der Energiewende über Stromsteuern, Umlagen (insbesondere EEG-Umlage) und (steigende) Netzentgelte, die zudem überwiegend arbeitspreisbezogen und nicht leistungspreisbezogen sind.

232. Aufgrund der komplexen Strommarktregulierung hängen die Geschäftsmodelle zur Sektorkopplung heute von der Situation in konkreten Einzelfällen ab. Je nach Anwendungsfall gibt es beispielsweise bei den Netzentgelten und den Umlagen verschiedene Rabatte und Ausnahmetatbestände, z. B. im Fall einer atypischen Netznutzung (vgl. Kapitel 7.5). Das erfordert komplexe und aufwendige Planungsprozesse, die nur bei wenigen Großsystemen der MW-Klasse Sinn machen. Erst wenn es gelingt, für kleine Systeme ein standardisiertes Vorgehen zu etablieren, könnten Technologien der Sektorkopplung in großem Stil und auch in Massenmärkte Eingang finden. In diesem Kontext sei darauf hingewiesen, dass *„intelligente Schnittstellen“* nicht ausreichen, um *„flexibel auf Strompreissignale zu reagieren“* (vgl. Kapitel 11.1 in BMWi, 2016a), wenn die Letztverbraucherstrompreise – wie heute zumeist der Fall – nicht flexibel sind.

233. Zu den großtechnischen Power-to-Heat-Systemen gehört die Wärmeerzeugung mittels Widerstands- und Elektrodenheizkesseln. Aktuell sind in Deutschland Anlagen mit einer elektrischen Leistung von rund 1.000 MW installiert, davon etwa die Hälfte bei kommunalen Unternehmen. Bisher ist ihr Einsatz allerdings auf Nischenanwendungen beschränkt (Eigenversorgung, negative Regelenergie). Die Märkte für negative Regelenergie sind v. a. deshalb interessant, weil hier sowohl über Leistungspreise als auch über Arbeitspreise Erlöse erzielt werden

können. Die gebotenen Arbeitspreise reflektieren die meist hohen Elektrizitätsbezugskosten (sofern die üblichen Netzentgelte, Stromsteuern und Umlagen anfallen). Als Folge davon werden Power-to-Heat-Kapazitäten auf Regelenergiemärkten gegenüber Pumpspeicherkraftwerken und fossilen Kraftwerken nur selten abgerufen. Die notwendigen Deckungsbeiträge müssen v. a. über Leistungspreise verdient werden. Vor einigen Jahren waren die Leistungspreise für negative Regelenergie noch recht attraktiv, doch auch wegen des Kapazitätsaufwuchses von Power-to-Heat-Anlagen sind die Leistungspreise inzwischen deutlich gefallen (vgl. Tabelle 8), womit die wirtschaftliche Attraktivität dieses Geschäftsmodells verloren gegangen ist.

Tabelle 8: Durchschnittliche Leistungspreise für Regelenergie in Deutschland

Jahr	Sekundärregelleistung in [Euro/MWh]		Minutenreserve [Euro/MWh]	
	positiv	negativ	positiv	negativ
2010	10,67	12,87	1,11	3,18
2011	8,08	10,89	0,30	4,29
2012	2,37	10,92	0,61	3,01
2013	7,87	11,83	0,94	5,72
2014	7,83	5,16	0,55	4,02
2015	6,07	2,63	0,60	1,86

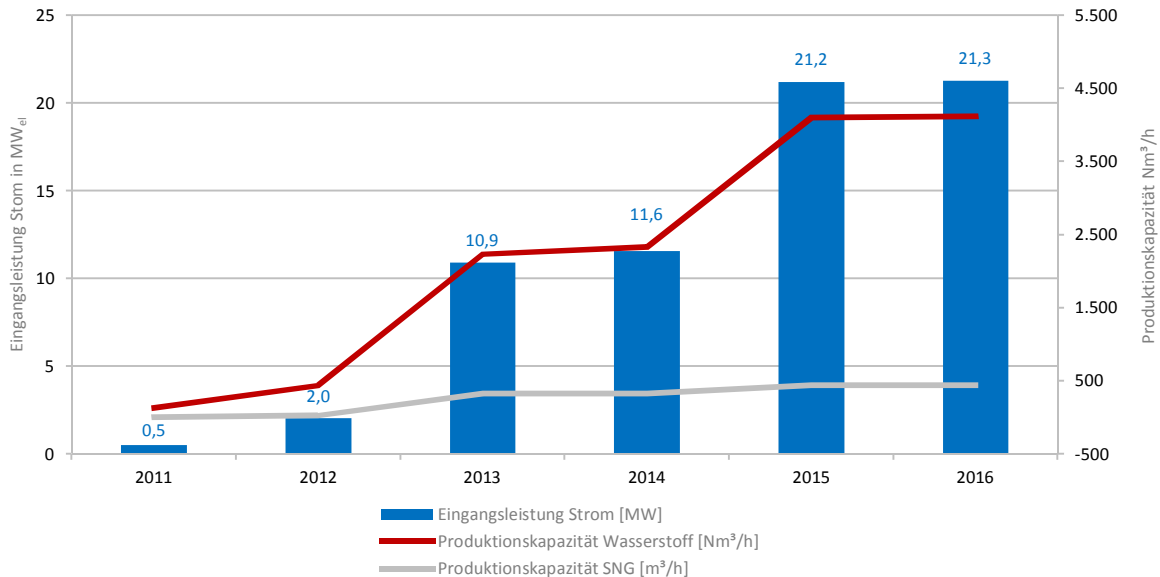
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten von REGELLEISTUNG.NET

234. Um große Power-to-Heat-Anlagen mit ihrem Flexibilitätspotential zu fördern, wurde im Juli 2016 das EnWG in § 13 dahingehend geändert, dass die Übertragungsnetzbetreiber bei bestehenden KWK-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 500 kW Vergünstigungen gewähren können, wenn diese Anlagen ferngesteuert abgeschaltet und die Wärmeversorgung ersatzweise durch Power-to-Heat-Kapazitäten gewährleistet wird. In diesem Fall sollen KWK-Betreiber die mit Power-to-Heat-Anlagen verbundenen zusätzlichen Kosten der Anlage selbst, der Strombezugskosten, Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern sowie der entgangenen Erlöse abzüglich vermiedener Brennstoffkosten, erstattet bekommen. Je nach ihrer Größe und Lage hat der Übertragungsnetzbetreiber diejenigen KWK-Anlagen zu wählen, mit denen ein bestehender Netzengpass am effektivsten beseitigt werden kann. Der Gesetzgeber begründet die Beschränkung auf KWK-Anlagen mit einem „doppelten Entlastungseffekt“ aus der Lasterhöhung durch die Power-to-Heat-Anlage und der Reduktion der konventionellen Stromerzeugung in den mit Kohle oder Gas betriebenen KWK-Anlagen, doch schafft er dabei erneut einen Diskriminierungsstatbestand zwischen Technologien und Betreibern – im Gegensatz zu der immer wieder geforderten Technologieneutralität.

Power-to-Gas

235. Aus dem Themenfeld Power-to-Gas lassen sich ähnlich wie zum Themenfeld Power-to-Heat quantitative Aspekte darstellen. So zeigt die Abbildung 16 die Entwicklung der elektrischen Eingangsleistung der Wasserstoff und – sofern vorhanden – der Synthesegasproduktionskapazität (SNG) der in Deutschland errichteten Pilotanlagen nach dem Jahr der Inbetriebnahme. In Summe erreichten diese 21 Pilotanlagen im Jahr 2016 eine elektrische Eingangsleistung von 21,3 MW und eine Produktionskapazität für Wasserstoff von rund 4.100 Nm³/h.

Abbildung 16: Entwicklung der elektrischen Eingangsleistung der Wasserstoff- und wenn vorhanden der Synthesegasproduktionskapazität (SNG) in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von dena (2016b)

236. Auch für die Schnittstellen zum Verkehrssektor lassen sich erste Indikatoren benennen, deren Entwicklung eine Indikation für den Fortschritt der Sektorkopplung geben kann. So sind im Herbst 2016 deutschlandweit 22 Wasserstofftankstellen in Betrieb, die insgesamt täglich etwa 1.500 PKW mit Brennstoffzellenantrieb bedienen könnten (CEP, 2016). Gleichzeitig stehen 5.855 öffentliche Ladestationen für Elektrofahrzeuge mit 16.691 Ladepunkten deutschlandweit zur Verfügung. Davon weisen ca. 6.500 Ladepunkte eine Ladeleistung von 3 kW (Standard-Laden) auf. Mit 8.900 Ladepunkten weist mehr als die Hälfte der Ladepunkte eine Leistung von 7-22 kW auf und ermöglicht so auch schnelleres Laden. Etwa 1.200 Ladepunkte sind mit einer Ladeleistung von mehr als 43 kW als Schnellladesäulen konzipiert (Chargemap, 2016). Auch wenn dies zunächst nur eine Momentaufnahme abbildet, lohnt sich die Beobachtung der Entwicklung, um auch den infrastruktureitigen Fortschritt der Sektorkopplung abzubilden. Eine vertiefte Darstellung alternativer Treibstoffe erfolgt in Kapitel 4.

Weitere Flexibilitätsoptionen

237. Neben der Sektorkopplung bestehen weitere Flexibilitätsoptionen, die ebenfalls für ein Gelingen der Integration Erneuerbarer erschlossen werden sollten. Im Folgenden soll kurz auf die weiteren Optionen eingegangen werden. Netzseitig sollte versucht werden, die Abregelung Erneuerbarer zu vermeiden und die Integration zusätzlicher EE-Mengen zu ermöglichen. Dazu ist Netzausbau auf der Verteiler- und der Übertragungsebene erforderlich. Studien wie E-Bridge nennen auch alternative Optionen wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder die Spitzenkappung als Planungsgrundsatz, die die Kosten für den konventionellen Stromnetzausbau erheblich reduzieren können (E-Bridge/IAEW/OFFIS, 2014). Obwohl die Spitzenkappung bereits Eingang in das Strommarktgesetz vom Juli 2016 gefunden hat, bestehen weiterhin fehlende Anreize seitens der Anreizregulierungsverordnung, diese alternativen Optionen auch umzusetzen (vgl. Kapitel 6.1).

238. Energiespeicher (Wärme-, Gas- und Stromspeicher) können die zeitlichen Unterschiede von Last und Verbrauch ausgleichen. Sektorkopplungstechnologien ermöglichen die Speicherpotentiale auch sektorübergreifend nutzbar zu machen. Als Indikatoren für Energiespeicher eignen sich folgende Aspekte:

- Marktindikator: Anzahl nach Leistungsklassen
- Leistungsindikator: kumulierte installierte Einspeise- und Ausspeiseleistung
- Arbeitsindikator: Speichervolumen (Energienmengen)
- Flexibilitätsindikator: maximale kumulierte Einspeise- bzw. Ausspeiseleistung
- Innovationsindikator: Zeitreihen für Technologiekosten

239. Nachfragemanagement (DSM) oder steuerbare Lasten sind ein weiterer wichtiger Flexibilitätsbaustein. Die Erfahrungen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) haben jedoch gezeigt, dass das bisherige Konzept sehr teuer und ohne Nutzen für das Energiesystem ist. Mit der Novellierung der AbLaV wird versucht, mehr Wettbewerb anzureizen und die Preise für abschaltbare Lasten zu senken. Fraglich ist, ob die Neuerungen ausreichend sind, um dieses Ziel zu erreichen (vgl. Kapitel 6.2).

Wettbewerbssituation der Sektorkopplung stärken – neue Umlage- und Finanzierungsmodelle

240. Mit dem im September 2016 veröffentlichten Impulspapier „Strom 2030“ hat das Bundeswirtschaftsministerium die Diskussion zum Thema Sektorkopplung intensiviert. Es gäbe verschiedene Ansatzpunkte, die Wettbewerbssituation von Technologien der Sektorkopplung technologie-neutral zu verbessern. Einige dieser Ansatzpunkte wurden bereits in Kapitel 4.3 des Grünbuchs vom Oktober 2014 angesprochen:

- Einführung von CO₂-Abgaben auf fossile Energien oder – gleichbedeutend damit – Erhöhung der Energiesteuerzuschläge (vgl. Kapitel 2).
- Reduktion der Arbeitspreis-Elemente von Netzentgelten durch Verlagerung der Kosten für die Netznutzung auf Leistungspreise. Dazu müssten beispielsweise Power-to-Heat-Anlagen über intelligente Zähler mit dem Netz verbunden werden, womit die Betreiber zu rLM-Kunden²¹ werden – mit allen damit verbundenen Konsequenzen für die Datenerfassung und Abrechnung²².
- Bei jedem Letztverbraucher in der registrierten Leistungsmessung (rLM) beruhen die Leistungsentgelte für die Netznutzung auf den höchsten drei innerhalb eines Jahres gemessenen Viertelstunden-Leistungswerten. Die Verteilnetzbetreiber könnten auf ihren Webseiten regional und zeitlich differenzierte Viertelstunden-Faktoren veröffentlichen, mit denen die gemessenen Leistungswerte multipliziert werden. Dazu bräuchte der vorhandene Rechtsrahmen nicht einmal verändert werden (vgl. Kapitel 6.3).
- Umbau des Finanzierungsmodells der EEG- und der KWK-Förderung mit dem Ziel, die Arbeitspreise von Elektrizität von diesen Umlagen zu entlasten (vgl. Kapitel 6.3, Kapitel 7.5 und Kapitel 7.6). Dazu böten sich im Prinzip verschiedene Wege an:
 - Integration der Umlagen in die Leistungspreise für die Netznutzung.
 - Umlage-Finanzierung durch einen proportionalen Zuschlag auf den Großhandelsstrompreis, wodurch die Höhe der Umlagen zeitlich dynamisiert würde, analog der Mehrwertsteuer. Das BMWi scheint dieses Modell im Impulspapier „Strom 2030“ zu präferieren.
 - Finanzierung der Umlagen außerhalb des Strommarkts, z. B. über eine CO₂-Abgabe, einen Zuschlag der bereits vorhandenen Energiesteuer auf fossile Energien oder einer dynamischen Straßenverkehrsabgabe zur Vermeidung von Verkehrsstaus (Staubgabe).

²¹ SLP – Standardlastprofil, rLM – registrierte Leistungsmessung.

²² Beim Übergang von der SLP- zur rLM-Abrechnung ändert sich bei den meisten Letztverbrauchern die jährliche Gesamthöhe der Netzentgelte. Dies legt nahe, die damit verbundenen individuellen Verteilungswirkungen zu analysieren.

241. Darüber hinaus steckt das quantitative Sektorkopplungs-Monitoring momentan noch in den Kinderschuhen. Die Expertenkommission empfiehlt folgende Indikatoren zum ganzheitlichen Monitoring des Fortschritts der Sektorkopplung zu prüfen:

- Die Marktpreise für Sektorkopplungstechnologien (bei Massenmarkt-Produkten) sollten als zeitliche Entwicklung dargestellt werden; nach Elektroautos und Wärmepumpen, künftig auch andere wie Power-to-Heat-Systeme, Batterien und perspektivisch auch Brennstoffzellen-Heizgeräte, Elektrolyseure und andere Power-to-Gas-Systeme. Die Marktpreise können auch als Indikator für Innovationen dienen.
- Als Leistungsindikator dienen die Kapazitäten nach Technologien (installierte Leistung, bei Speichersystemen Einspeise- und Ausspeiseleistungen, Anzahl).
- Als Arbeitsindikator wären die jährlich eingesetzten Strommengen nach Technologien zu erfassen (Zahl der Abrufe, Dauer der Abrufe, abgerufene Energiemenge pro Jahr, bei Speichersystemen auch die ein- und ausgespeisten Energiemengen).
- Als weiterer wichtiger Indikator sollten die aufgrund von Netzengpässen und aufgrund von negativen Marktpreisen abgeregelten EE-Elektrizitätsmengen mit zeitlichen und regionalen Strukturmerkmalen erfasst werden. Werden EE-Anlagen abgeregelt, ist dies ein Hinweis auf ungenügende Anreize zur Sektorkopplung bzw. Flexibilisierung.

242. Für die mittelfristigen Perspektiven der Sektorkopplung sind u. a. die folgenden Fragen zu klären:

- Wie groß ist perspektivisch der Markt für Power-to-Heat und Wärmepumpen, wenn der Wärmemarkt als Folge von Energieeffizienzmaßnahmen deutlich kleiner wird?
- Wie steht Elektrolyse bzw. Power-to-Gas im Verkehrsbereich gegenüber Batteriefahrzeugen – vor dem Hintergrund des „Efficiency First“-Grundsatzes? Inwieweit berechtigt die bessere Speicherbarkeit von Methan den Einsatz von Power-to-Gas?
- Inwiefern bzw. ab wann ist „all electric“ eine sinnvolle Option? Dabei ist auch auf die Entwicklungen im europäischen Ausland zu achten: Macht „all electric“ in Deutschland Sinn, wenn man im Ausland eine andere Strategie verfolgt?

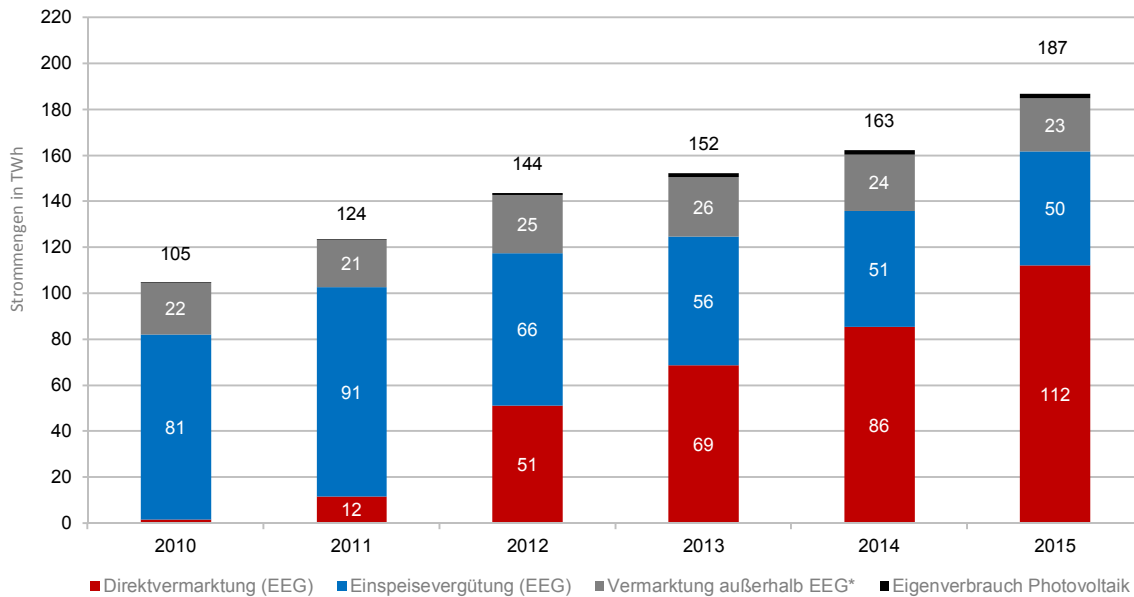
5.5 Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien außerhalb der EEG-Förderung

243. Von der im Jahr 2015 aus erneuerbaren Energien erzeugten Strommenge im Umfang von rund 200 TWh wurden mehr als 80 % im Rahmen des EEG gefördert (vgl. Abbildung 17). Die Strommengen in der EEG-Direktvermarktung konnten in den letzten Jahren sowohl durch finanzielle Anreize als auch Verpflichtungen (zunehmende Absenkung der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung auf zuletzt 100 kW) deutlich gesteigert werden. Im Jahr 2015 wurden mit 112 TWh rund 70 % der EEG-Strommenge direkt vermarktet, 50 TWh (30 %) wurden über Einspeisevergütungen gefördert.

244. Damit werden derzeit weniger als 15 % des EE-Stroms außerhalb des EEG vermarktet. Davon entfällt mit ca. 23 TWh der Großteil auf die reguläre Vermarktung an der Strombörse. Konkurrenzfähig ist auf diesem Vermarktungsweg aufgrund der niedrigen Börsenstrompreise hauptsächlich Strom aus großen Wasserkraftanlagen (14 TWh). Daneben werden geringere Mengen Strom aus biogenem Abfall (6 TWh) und Biomasse (2 TWh) außerhalb des EEG vermarktet. Der weitaus geringere Teil des EE-Stroms außerhalb des EEG entfällt mit gut 2 TWh auf nicht eingespeisten und selbst genutzten Photovoltaikstrom. Der Vorteil der Eigenversorgung gegenüber dem Netzbezug entsteht durch die Einsparung von Entgelten, Stromsteuer und Umlagen (außer 40 % EEG-Umlage bei Eigenverbrauch bzw. 100 % EEG-Umlage bei Direktversorgung wie bspw. Mieterstrom). Gemessen an den Strommengen, die im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung selbst genutzt werden (ca. 35 bis 40 TWh, Bardt et al., 2014, Horst, 2014), stellt Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom mit gut 2 TWh den wesentlich geringeren

Eigenverbrauchsteil dar. Angaben zur Eigenversorgung mit anderen erneuerbaren Energien liegen derzeit nicht vor. Prinzipiell möglich ist, dass zwei (oder auch mehrere) der oben genannten Vermarktungsformen kombiniert für eine Anlage zum Einsatz kommen. So wird bei neuen Photovoltaik-Dachanlagen regelmäßig ein Teil des Stroms selbst verbraucht, während Überschüsse eingespeist und vergütet oder im Rahmen des Marktprämienmodells direkt vermarktet werden.

Abbildung 17: Entwicklung des Aufkommens von Strom aus erneuerbaren Energien nach Vermarktungsform



* Errechnet als Restgröße aus Gesamterzeugung EE abzüglich EEG-Mengen und PV-Eigenverbrauch

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Netztransparenz (2016), BMWi (2016j) und Schätzung ZSW zu Eigenverbrauch Photovoltaik

245. Ein geringer Teil der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen wird im Rahmen der „sonstigen Direktvermarktung“ abgesetzt (2015: rund 150 GWh, davon 42 GWh Wasserkraft und 95 GWh Windenergie an Land). Im Gegensatz zur Direktvermarktung im Marktprämienmodell gewährt das EEG keine finanzielle Förderung für die sonstige Direktvermarktung. Es ist deshalb nachvollziehbar, dass diese Vermarktungsform bislang kaum in Anspruch genommen wird, da nur der Börsenpreis (und bei entsprechenden Voraussetzungen vermiedene Netznutzungsentgelte) Erlös werden kann. Die „sonstige Direktvermarktung“ ist prinzipiell identisch mit der Vermarktung von EE-Strom außerhalb des EEG. Das Haupthemmnis für eine Inanspruchnahme stellen die niedrigen Börsenstrompreise dar, die nur für Erzeugungseinheiten mit entsprechend geringen Stromgestehungskosten (abgeschriebene, große Wasserkraftanlagen) wirtschaftlich interessant sind.

246. Über die genannten Vermarktungsformen hinaus können theoretisch Zusatzerlöse durch die Bereitstellung von Regelenergie generiert werden. Eine Voraussetzung dafür sind jedoch regelbare Erzeugungseinheiten. Für Biogasanlagen existiert mit der Flexibilitätsprämie ein Anreiz zur lastabhängigen Regelung der Anlagenleistung. Photovoltaikanlagen, die mit einem Speicher gekoppelt sind, können theoretisch am Regelenergiemarkt teilnehmen, wobei die vorliegenden Präqualifikationsbedingungen eingehalten werden müssen. Dazu gehören u. a. Mindestangebotsgrößen im MW-Maßstab, die letztlich ein Pooling von Einzelanlagen erfordern. Für Windenergieanlagen läuft bis Ende 2017 eine Pilotphase zur Erbringung von Minutenreserveleistung. Die im Rahmen der Pilotphase gewonnenen Erkenntnisse sollen in Präqualifikationsbedingungen für Windenergieanlagen einfließen (Regelleistungsplattform, 2015).

247. Das EEG 2000 gewährte auch Anlagen, die vor dem 01. April 2000 in Betrieb genommen wurden, eine einheitliche Vergütungsdauer von 20 Jahren (plus Inbetriebnahmejahr; Ausnahmen gelten für Wasserkraftanlagen). Mit dem Auslaufen des 20-jährigen Vergütungszeitraums fallen demnach ab Ende 2020 in zunehmendem Maße Anlagen aus der EEG-Vergütung. Sofern keine wirtschaftlichen Anreize zum Weiterbetrieb der Anlagen bestehen, werden die Anlagen aller Voraussicht nach stillgelegt. Dadurch, dass v. a. in der Photovoltaik und Biomasse zunächst Jahrgänge mit hohen Vergütungssätzen aus dem EEG fallen, wird sich ein dämpfender Effekt auf die EEG-Umlage ergeben. Ein etwaiger Weiterbetrieb der Anlagen dürfte jedoch in vielen Fällen zu deutlich geringeren als den ursprünglichen Förderkosten möglich sein. Es gilt deshalb abzuwägen, ob entsprechende Rahmenbedingungen für einen Weiterbetrieb der Anlagen geschaffen werden, oder ob die Stilllegung der Anlagen in Kauf genommen wird.

248. Nach derzeitiger Rechtslage bleibt grundsätzlich auch nach dem Auslaufen des EEG-Vergütungszeitraums der Anspruch auf Netzanbindung und vorrangige Abnahme des Stroms aus der EEG-Anlage bestehen (Clearingstelle EEG, 2016) ebenso wie die Möglichkeit zum Verkauf des Stroms an Dritte oder an der Strombörse grundsätzlich gegeben ist. Darüber hinaus bestehen Erlösmöglichkeiten durch den Selbstverbrauch des Stroms. Weiterhin besteht – wie bei der sonstigen Vermarktung – ggf. ein Anspruch auf die Zahlung vermiedener Netznutzungsentgelte (wobei geplant ist, die Berechnungsbasis ab 2018 sukzessive abzusenken).

249. Aus Sicht der Expertenkommission kann der Weiterbetrieb von Altanlagen dazu beitragen, die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor zu erreichen. Zu klären ist deshalb mit Blick auf die Zeit ab Ende 2020, mit welchen voraussichtlichen Kosten und Erlösen ein Weiterbetrieb von EEG-Anlagen einhergeht und ob daraus Anreize oder Hemmnisse für einen Weiterbetrieb resultieren. Darauf aufbauend sollte geprüft werden, mit welchen voraussichtlichen spezifischen Förderkosten ein Weiterbetrieb von EEG-Altanlagen über 2020 hinaus verbunden ist, ob eine Anschlussförderung mit Blick auf die Förderkosten vergleichbarer Neuanlagen im Hinblick auf die EEG-Umlage zu Einsparungen führen kann und ob eine solche Förderung beihilferechtlich möglich ist.

250. Einzelne Unternehmen entwickeln unabhängig von Altanlagen neue Geschäftsmodelle insbesondere für Solarstrom. Kernidee ist es dabei, nicht mehr allein Geräte (Photovoltaikmodule, Batteriespeicher, Wechselrichter) herzustellen und zu vertreiben, sondern mit dem verkauften Solarprodukt eine stärkere Kundenbindung zu erreichen und gleichzeitig das Bild einer Art Solargemeinschaft zu vermitteln. Die Produkte werden mit Bezeichnungen wie „Solar-Community“ oder „Solar-Cloud“ vermarktet und vermitteln die Vision, dass man aus der Community oder Cloud Solarstrom beziehen kann, wann immer die eigene Photovoltaikanlage nicht produziert und der eigene Speicher leer ist. Umgekehrt stellt man anderen Community-Mitgliedern den eigenen Überschussstrom zur Verfügung, wenn man ihn selbst nicht braucht. Diese Vision einer vernetzten dezentralen Energieversorgung wird so heute jedoch nicht in die Realität umgesetzt. Aktuell kaufen die anbietenden Unternehmen den fehlenden Strom an der Strombörse zu.

251. Neben dem Strombezug bzw. der Stromabnahme und -speicherung bieten die angebotenen Pakete zusätzliche Serviceleistungen wie Fernwartung und verlängerte Garantiezeiten an und werden von Kunden angenommen, auch wenn die angebotenen Strompreise als vergleichsweise hoch anzusehen sind. Alle genannten Konzepte basieren bislang auf einer Nutzung der EEG-Vergütung und dienen den Unternehmen vorrangig zur Entwicklung und Erprobung neuer Produkte und Dienstleistungen, sind aber ein erster Schritt in eine Welt ohne EEG, da neue Vermarktungskonzepte jenseits der Festvergütung entwickelt werden (Witt, 2016).

6 Elektrizitätswirtschaftliche Infrastruktur zukunftsfest machen

Das Wichtigste in Kürze

Im Monitoring-Bericht greift die Bundesregierung die Diskussion über die Fortschritte und die Kosten der Elektrizitätswirtschaftlichen Infrastruktur auf. Der Investitions- und Ausbaubedarf sowohl der Übertragungs- als auch der Verteilernetze wird festgestellt und als zwingend erforderlich für eine erfolgreiche Energiewende beurteilt. Die Expertenkommission stimmt dieser Einschätzung zu und begrüßt die mit dem Monitoring des Bundesbedarfsplangesetzes zusätzlich geschaffene Transparenz.

Dem Monitoring-Bericht zufolge muss der Netzausbau „*zügig umgesetzt werden*“. Dieser liegt tatsächlich weit hinter den Planungen zurück. Der Expertenkommission zufolge mussten die Fertigstellungs-Prognosen wiederholt revidiert werden. Das im Monitoring-Bericht beschriebene Gesetz zum Erdkabelvorrang dient auch aus Sicht der Expertenkommission langfristig der Beschleunigung des Netzausbaus, doch müssen erst einmal Planungsverfahren neu aufgerollt werden mit der Folge weiterer zeitlicher Verzögerungen.

Die Kosten der Systemdienstleistungen stiegen 2015 sprunghaft auf 1,6 Mrd. Euro und waren maßgeblich auf Eingriffe zur Behebung von Netzengpässen zurückzuführen. Die spezifischen Kosten für die Instrumente zur Behebung dieser Engpässe (wie Redispatch, Einspeisemanagement und abschaltbare Lasten) weichen stark voneinander ab und sollten für die Kostenoptimierung vergleichend gegenübergestellt und auf ihre Systemrelevanz hin überprüft werden.

Es muss über die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik nachgedacht werden. Netzengpässe werden in der jetzigen Netzentgeltsystematik kaum berücksichtigt. Die Einführung räumlich und zeitlich differenzierter Netzentgelte für Einspeiser und Ausspeiser würde treffsicherere Anreize für Stromeinspeisung und -bezug setzen und somit eine administrative Approximation einer Marktlösung für eine nutzungsorientierte Netzbepreisung darstellen. Eine leistungsorientierte Einspeise-Komponente könnte als jährliche Zahlung, abhängig von der maximalen Jahresleistung, gestaltet werden.

Die Ausführungen der Bundesregierung im Bereich der Versorgungssicherheit der Elektrizitätsversorgung im Monitoring-Bericht sind spärlich. Dabei sind das Monitoring und die Ausgestaltung der Versorgungssicherheit innerhalb der europäischen Elektrizitätswirtschaft in den letzten 5 Jahren einer außerordentlichen Dynamik unterworfen. Ein aktuelles Beispiel dafür ist die Diskussion über eine engere länderübergreifende Zusammenarbeit und Koordination der Versorgungssicherheit. Die Expertenkommission begrüßt das Bestreben nach einer engeren regionalen Kooperation zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich.

Verschiedene Analysen kommen zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheitssituation in Deutschland in den kommenden Jahren unkritisch scheint. Allerdings trübt sich das Bild bei einer länderübergreifenden Betrachtung der sogenannten PLEF-Region, d. h. Deutschland, Österreich, Frankreich, Benelux und der Schweiz. Insbesondere die angespannte Versorgungssituation in Frankreich kann zu einer kritischen Versorgungslage in der PLEF-Region führen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, sich der daraus drohenden möglichen Konsequenzen für die Versorgungssicherheit in Deutschland anzunehmen.

252. Im folgenden Kapitel geht die Expertenkommission ergänzend zu den Ausführungen der Kapitel 8 und 10 des Monitoring-Berichts auf die dort nur knapp dargestellten Themen Kosten und Verzögerungen des Netzausbaus, Kosten für Systemdienstleistungen und Versorgungssicherheit ein. Zudem wird ein Vorschlag zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik diskutiert. Gerade im Hinblick auf die gerechtere Verteilung der Kosten des Netzausbaus und die stark ansteigenden Netzentgelte besteht an dieser Stelle dringender Handlungsbedarf.

Die Expertenkommission schlägt diesbezüglich eine zusätzliche räumliche und zeitliche Differenzierung der Netzentgelte für Verbraucher und Produzenten vor. Damit werden zeitlich und lokal treffgenaue Anreize für den Elektrizitätsbezug beispielsweise im Rahmen der Sektorkopplung oder für die Beladung von Speichern gefördert.

253. Die Betreiber von Stromverteiler- und -übertragungsnetzen können ihre Kosten für den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau der Stromnetze bei der Bundesnetzagentur geltend machen. In der Kostenaufstellung sind auch die kalkulatorischen Eigenkapitalrenditen der Netzbetreiber enthalten, die durch die Anreizregulierungsverordnung (ClearingfARegV) vorgegeben werden.²³ Für 2015 genehmigten die Regulierungsbehörden den Netzbetreibern Erlöse in Höhe von 21,4 Mrd. Euro, wovon 3,5 Mrd. Euro den Übertragungsnetzbetreibern und 17,9 Mrd. Euro den Verteilernetzbetreibern zugesprochen wurde.²⁴ Die Kosten für den Netzbetrieb sollen nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) verursachergerecht von den Verbrauchern getragen werden. In Kapitel 7.5 wird auf Verteilungswirkungen der aktuellen Netzentgeltsystematik eingegangen.

6.1 Verzögerungen und Kosten des Netzausbaus

254. Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) verankert die mit der Strommarktliberalisierung und dem Ausbau erneuerbarer Energien einhergehende energiewirtschaftliche Notwendigkeit der darin enthaltenen 24 Vorhaben gesetzlich (mittlerweile sind bereits 2 Vorhaben wieder entfallen). Nicht zuletzt aufgrund von Meinungsverschiedenheiten der beteiligten Interessensgruppen entstehen immer wieder Verzögerungen, die in Abbildung 18 verdeutlicht werden. Es sind fünf Kurven zu erkennen. Der „Ursprungspfad“ bildet den im Jahr 2009 vorgesehenen Zeitrahmen ab. Die weiteren Kurven stellen die jährliche Fortschreibung der Zielpfade dar, wobei das Jahr 2016 um ein „Best-Case“-Szenario ergänzt wurde. Ende 2015 wurden tatsächlich 563 km fertiggestellt, über 100 km weniger als im Vorjahr noch prognostiziert und knapp 900 km weniger als ursprünglich vorgesehen. Die neuen Prognosen werden den Berichten des EnLAG-Monitoring-Prozesses (BNetzA, 2016f) entnommen.

255. Die bzgl. der Versorgungssicherheit als vordringlich eingestufte Südwestkuppelleitung (EnLAG-Vorhaben Nr. 4 und Nr. 10) von Thüringen nach Bayern wurde 2015 zwar von Grafenrheinfeld nach Redwitz fertiggestellt. Die Strecke zwischen Redwitz und Lauchstädt befindet sich aber nach wie vor nur im Testbetrieb. Mit einer vollständigen Inbetriebnahme wird nun erst 2017 gerechnet. Dies führt zu einer zusätzlichen Verzögerung von 57 km.

256. Zusätzlich zu den eben genannten Vorhaben des EnLAG wurde mit dem Beschluss zum Kernenergieausstieg in 2011 ein weiterer Netzausbaubedarf festgestellt. Daraufhin wurden 2013 zwei neue Gesetze beschlossen, das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) aus denen sich folgendes Verfahren herauskristallisiert hat.

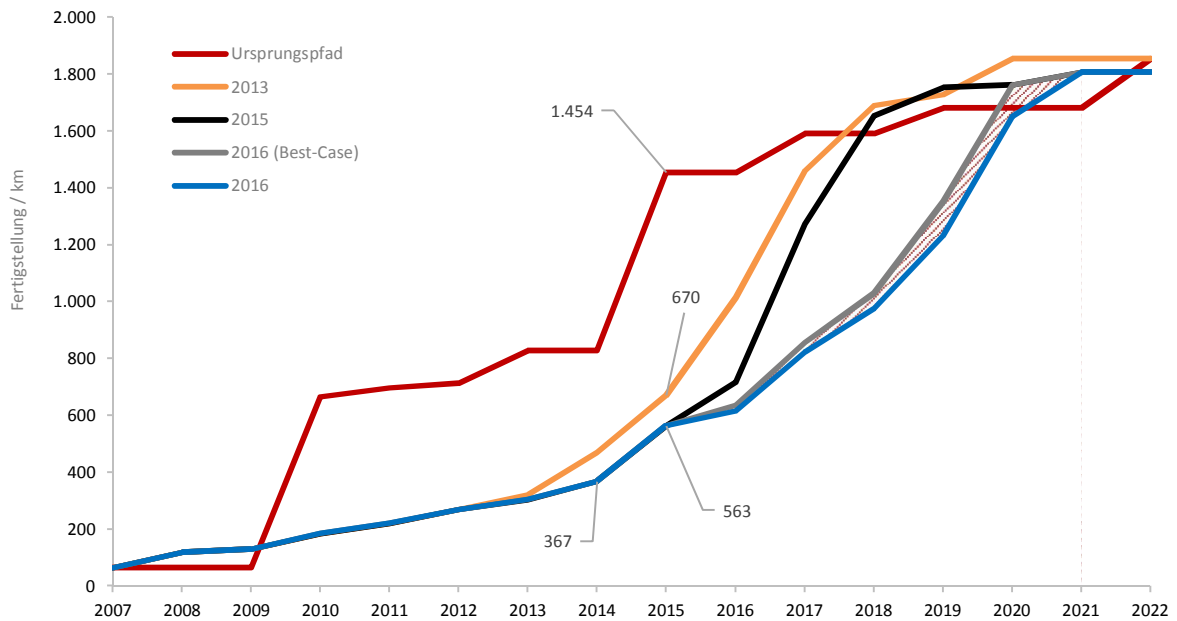
257. In einem von den Übertragungsnetzbetreibern regelmäßig erstellten Netzentwicklungsplan (NEP) werden geographische Anfangs- und Endpunkte neuer Bauvorhaben vorgeschlagen. Ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit wird nach einer Überprüfung und evtl. Bestätigung der Bundesnetzagentur gesetzlich im Bundesbedarfsplan verankert. Bei länderübergreifenden Projekten wird das sich anschließende mehrstufige Genehmigungsverfahren federführend von der BNetzA übernommen. Gesetzesgrundlage ist das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG). Bei einer Antragskonferenz beginnt die sogenannte Bundesfachplanung, deren Ziel die Festlegung

²³Für die zweite Regulierungsperiode (01.01.2014 bis 31.12.2018) gilt für Neuanlagen ein Eigenkapitalzins von 9,05 % vor Steuern und für Altanlagen ein Eigenkapitalzins von 7,14 % vor Steuern (BNetzA, 2011). In der darauf folgenden 3. Regulierungsperiode werden die Eigenkapitalzinsen auf 6,91 % und 5,12 % abgesenkt (BNetzA, 2016d). Die tatsächlich realisierte Eigenkapitalrendite der Netzbetreiber ist nicht bekannt.

²⁴ BNetzA (2016g) und eigene Berechnungen.

eines verbindlichen und einen Kilometer breiten Trassenkorridors ist. Länderinterne Projekte dagegen durchlaufen das von den zuständigen Landesbehörden durchzuführende Raumordnungsverfahren. Anschließend wird im Planfeststellungsverfahren der genaue Leitungsverlauf innerhalb des Korridors festgelegt. Ist auch dieses Verfahren abgeschlossen, kann mit dem Bau der Leitung begonnen werden.

Abbildung 18: Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG



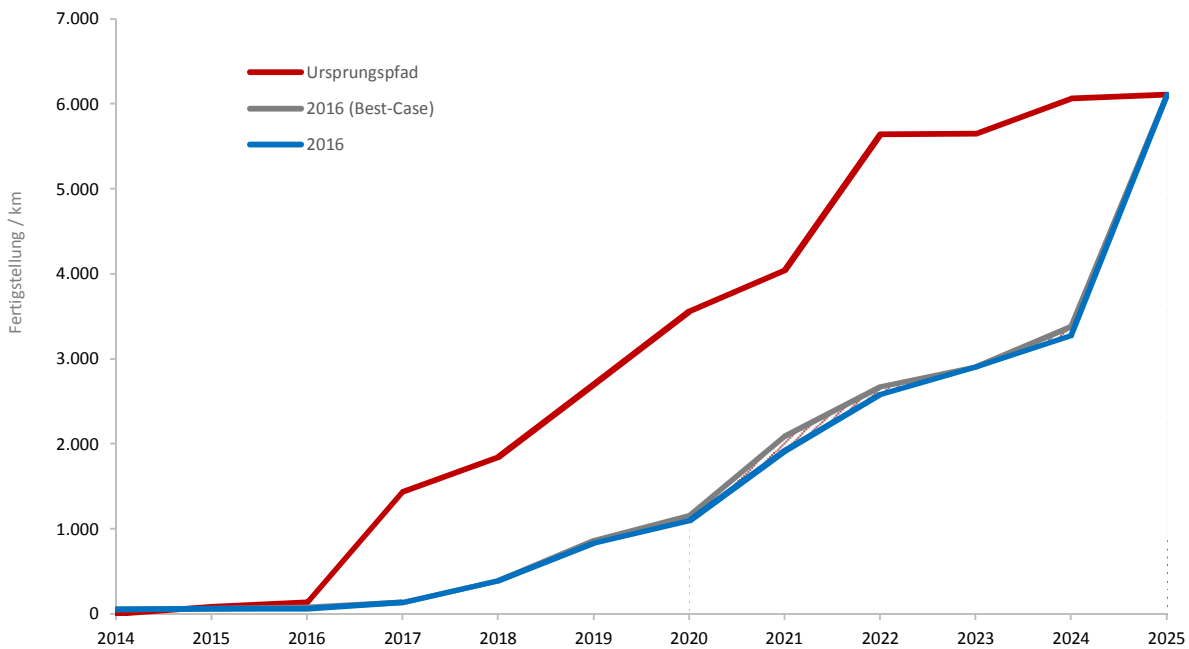
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2010, 2014, 2015) und BNetzA (2016f)

258. Mit dem am 31.12.2015 in Kraft getretenen Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus (EnLBRÄndG) wird u. a. beim Bau von HGÜ-Leitungen (Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen) der Erdkabelvorrang gesetzlich verankert. Laut BNetzA (2016e) ergeben sich daraus Änderungen in der Bundesfachplanung, die einen Neustart der bereits bestehenden Planungen der betroffenen Vorhaben nach sich ziehen. Besonders erwähnenswert sind das Vorhaben Nr. 1 (Westtrasse), die Vorhaben Nr. 3 und Nr. 4 (SuedLink) und das Vorhaben Nr. 5 (SuedOstLink). Diese Großprojekte werden nun voraussichtlich nicht 2022 fertig, wenn das letzte Kernkraftwerk abgeschaltet werden soll, sondern bestenfalls erst 2025. Alle Abweichungen vom Ursprungspfad des BBPIG sind in Abbildung 19 dargestellt. Offizielle Quellen veranschlagen die Mehrkosten mit 3 bis 8 Mrd. Euro (BMW, 2016d), je nachdem wie der tatsächliche Trassenverlauf ausgestaltet wird. Diese Zahlen enthalten jedoch nicht die durch die Verzögerung entstandenen Mehrkosten der Redispatch-Maßnahmen und der Netzreserve (vgl. Kapitel 6.2). Die Mehrkosten werden über die Netzentgelte auf den Letztverbraucher gewälzt.

259. Um dem Leser eine Orientierung bzgl. der Größenordnung dieser Kosten zu geben, wird eine Vergleichsgröße herangezogen. Renommierte Institute (DLR/IWES/IfnE, 2012, EWI, 2012) schätzen die spezifischen Investitionskosten einer Gasturbine auf 400 Euro pro Kilowatt. Die mit dem Beschluss des Erdkabelvorrangs einhergehenden Mehrkosten reichen also aus, um Gasturbinen mit einer Leistung zwischen 7,5 Gigawatt und 20 Gigawatt zu bauen. Das entspricht in etwa 9 bis 24 % der Spitzenlast in Deutschland. Mit dem gleichen Geldbetrag wäre es möglich PV-Anlagen, mit einer installierten Peakleistung zwischen 2,5 Gigawatt und 8 Gigawatt, bei spezifischen Investitionskosten von 1.200 Euro pro Kilowatt, zu errichten.

260. Eine weitere interessante Veranschaulichung bietet die Umlegung dieser Mehrkosten auf den gesamten jährlichen Stromverbrauch, den die Expertenkommission auf 500 TWh schätzt (500 Mrd. kWh). Nimmt man nun an, dass die gesamten Kosten innerhalb eines Jahres anfallen und dass sich alle Letztverbraucher gleichermaßen an diesen Mehrkosten beteiligen, so würde dies eine Kostensteigerung zwischen 0,6 ct/kWh und 1,8 ct/kWh nach sich ziehen. Bezogen auf einen Haushalt entspricht dies einer einmaligen Kostensteigerung von rund 5 % im Zeitraum eines Jahres.

Abbildung 19: Ursprungspfad und angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach BBPIG



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von NEP (2012) und BNetzA (2016c)

261. Besonders die jährlichen Aktualisierungen der EnLAG-Pfade lassen erahnen, dass die Prognosen zum Netzausbau jedes Mal aufs Neue verfehlt werden. Auch führende Mitarbeiter der Übertragungsnetzbetreiber haben schon angedeutet, dass die neuen Prognosen zu den Großprojekten im BBPIG sehr optimistisch sind (Bayerischer Rundfunk, 2016). Durch die dargestellten Verzögerungen sowohl im EnLAG als auch im BBPIG ist es fraglich, ob der im Atomgesetz verankerte Abschaltplan der Kernkraftwerke ohne Weiteres eingehalten werden kann. Mit der Reservekraftwerksverordnung steht den Netzbetreibern ein Instrument zur Verfügung, um ein solches Szenario abzuwenden. Insbesondere die geplanten Abschaltungen der Jahre 2021 und 2022 geben mit den Verzögerungen der Vorhaben im BBPIG zu denken. Der Bundesregierung wird empfohlen, diesem Sachverhalt nachzugehen.

262. Auch in den Verteilernetzen besteht Ausbaubedarf. Die Verteilernetzstudie von E-Bridge beziffert die zusätzlich notwendigen Investitionen in die Verteilernetze auf 23 bis 49 Mrd. Euro bis 2032. Die Studie benennt auch Möglichkeiten, um die Kosten des konventionellen Netzausbaus zu reduzieren. Insbesondere werden regelbare Ortsnetztransformatoren und die Spitzenkappung erneuerbarer Anlagen als Planungsgrundsatz genannt (E-Bridge/IAEW/OFFIS, 2014). Die Expertenkommission begrüßt, dass der Vorschlag zur Spitzenkappung bereits Eingang in das Strommarktgesetz vom Juli 2016 gefunden hat.

263. Die Novellierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) im September 2016 stellt ebenfalls einen Schritt in die richtige Richtung dar. Der bisher bestehende Fehlanreiz, dass Investitionen möglichst im Basisjahr

erfolgen, um die Erlösobergrenzen zu erhöhen, wurde dadurch zum Teil behoben. Jedoch besteht weiterhin die Problematik, dass kapitalintensive Netzmaßnahmen gegenüber OPEX-intensiven Optionen bevorzugt werden. Dies wird zur Folge haben, dass die Modernisierung der Verteilernetze teurer wird als volkswirtschaftlich notwendig. Beim Effizienzvergleich ist zudem die Länge des Netzes weiterhin der wichtigste Strukturparameter. Auch damit wird der konventionelle Netzausbau gegenüber anderen Optionen bevorzugt. Die Expertenkommission empfiehlt daher eine Überprüfung und ggf. Korrektur der gerade verabschiedeten ARegV.

6.2 Kosten für Systemdienstleistungen

264. Die Bundesregierung nimmt die Kostenproblematik durch die Verschärfung der Netzengpässe im Monitoring-Bericht zur Kenntnis. Es wäre allerdings wünschenswert, wenn auch eine Herangehensweise zur Senkung der Kosten erkennbar würde. Aktuelle Entwicklungen lassen erwarten, dass sich die Situation weiter zuspitzen wird. Bis 2019 rechnet die Bundesnetzagentur bundesweit mit einem Rückbau²⁵ dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten um 0,5 GW – allein in Süddeutschland um 2,4 GW (BNetzA, 2016j). Zusammen mit dem zu erwartenden Ausbau erneuerbarer Energien und den bereits absehbaren Verzögerungen beim Netzausbau werden vermehrt Netzengpässe auftreten, deren Behebung kostenintensiv ist. Die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und TenneT haben bereits mitgeteilt, dass die Netzentgelte zum Januar 2017 um 45 % bei 50Hertz und um 80 % bei TenneT steigen werden (Spiegel online, 2016). Beide Übertragungsnetzbetreiber begründen die Erhöhung mit den stark angestiegenen Redispatchkosten im vergangenen und im laufenden Jahr.

265. Systemdienstleistungen²⁶ sind ein wichtiger Bestandteil der Kosten des Netzbetriebes. In den Jahren 2011 bis 2014 blieben diese nahezu konstant und lagen bei jährlich etwa 1,1 Mrd. Euro (BNetzA/BKartA, 2015). Steigende Kostenpositionen beim Redispatch und Einspeisemanagement sowie für die Vorhaltung und den Einsatz von Reservekraftwerken und abschaltbare Lasten konnten durch eine Reduktion bei den Kostenpositionen für Sekundärregelleistung und Verlustenergie ausgeglichen werden. In 2015 stiegen die Kosten für die Systemdienstleistungen jedoch sprunghaft auf 1,6 Mrd. Euro. Dieser Anstieg ist maßgeblich auf Eingriffe zur Behebung von Netzengpässen zurückzuführen, auf die im Folgenden eingegangen werden soll (BNetzA/BKartA, 2016).

266. Die Redispatchkosten haben sich nach ersten Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2015 mehr als verdoppelt und liegen bei etwa 402,5 Mio. Euro. Im Vorjahr betrugen die Kosten noch 185,4 Mio. Euro. Die Eingriffshäufigkeit hat sich im Vergleich zum Vorjahr nahezu verdoppelt und die Redispatchvolumina mehr als verdreifacht. Betrug die Gesamtmenge 2014 noch 5.197 GWh, so lag sie im Jahr 2015 bereits bei 16.000 GWh²⁷ (BNetzA, 2016a). Die spezifischen Kosten für Redispatchmaßnahmen liegen demnach durchschnittlich bei etwa 25 Euro/MWh, wobei die Kosten für positiven Redispatch (Einspeiserhöhungen) über den Kosten für negativen Redispatch (Einspeisereduzierungen) liegen sollten.

²⁵ Angegeben wird hier der Nettorückbau, der sich nach derzeitigem Kenntnisstand der BNetzA aus dem geplanten Zu- und Rückbau bis 2019 ergibt (BNetzA, 2016j).

²⁶ Beinhaltet folgende Komponenten: Entschädigungszahlung, Einspeisemanagement, Vorhaltung der Regelleistung, Verlustenergie, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Redispatch, Countertrading, Vorhaltung und Einsatz Reservekraftwerke und Vorhaltung abschaltbare Lasten (BNetzA/BKartA, 2015).

²⁷ Bei den angegebenen Redispatchvolumina handelt es sich zu gleichen Teilen um Einspeisereduzierungen und -erhöhungen.

267. Der Einsatz von Netzreservekraftwerken²⁸ erfolgt, wenn die marktbasiereten Redispatchmaßnahmen bereits ausgeschöpft sind. An 39 Tagen im Jahr 2015 wurden insgesamt 548 GWh Arbeit über die Netzreserve abgerufen. Die Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz haben sich 2015 deutlich erhöht und liegen nach Schätzung der ÜNB und der Bundesnetzagentur bei 168 Mio. Euro (BNetzA, 2016h). Die Vorhaltung und der Einsatz von Reservekraftwerken sind – zumindest auf Grundlage der durchschnittlichen Kosten von 300 Euro/MWh – ein recht teures Instrument zur Behebung von Netzengpassituationen. Die Kosten für die Netzreserve scheinen allerdings ein vorläufiges Maximum erreicht zu haben. Für den Winter 2015/2016 wurden Reservekraftwerke mit einer Leistung von 7,5 GW in Deutschland und im europäischen Ausland kontrahiert. Durch die Fertigstellung von Netzausbaumaßnahmen im laufenden Jahr rechnen die Übertragungsnetzbetreiber für den Winter 2016/2017 mit einem sinkenden Bedarf an Reservekapazitäten von 5,4 GW (BNetzA, 2016h). Nach Berechnungen der ÜNB führt die ab 2018 geplante Einführung einer Engpassbewirtschaftung entlang der deutsch-österreichischen Grenze zu einer weiteren signifikanten Bedarfsreduktion bei der Netzreserve (auf 1,9 GW) und beim negativen Redispatch, nicht jedoch beim positiven Redispatch (BNetzA, 2016h). Die ENTSO-E²⁹ analysiert derzeit in der Bidding Zone Study den Einfluss alternativer Gebotszonenkonfigurationen auf die Redispatchmaßnahmen. Die Ergebnisse der Untersuchung und abgeleitete Handlungsempfehlungen werden für Anfang 2017 erwartet.

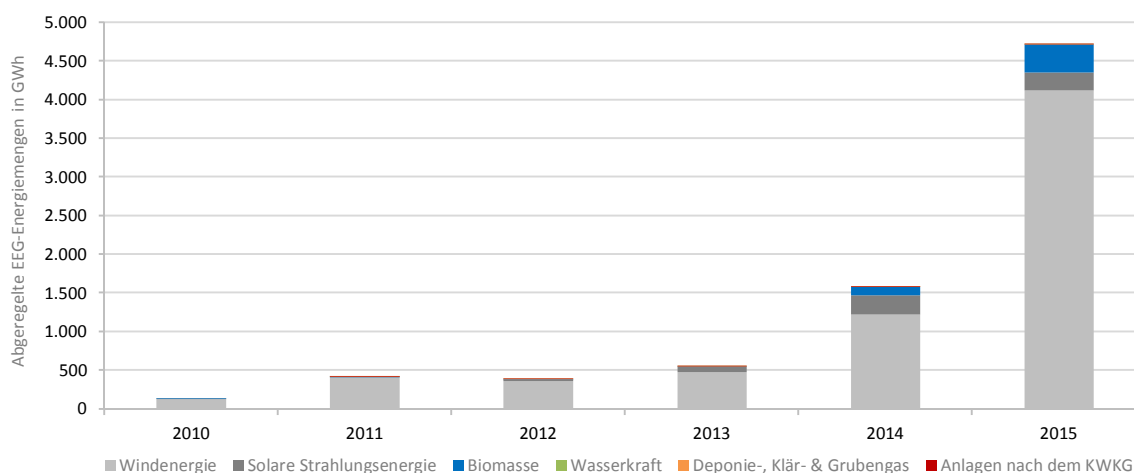
268. Auch bei den Kosten für das Einspeisemanagement ist ein starker Anstieg im Jahr 2015 zu verzeichnen. Nach Ausschöpfung aller Möglichkeiten zur Abregelung konventioneller Erzeuger, dürfen die Netzbetreiber auch die Stromeinspeisung von EEG- und KWK-Anlagen anpassen. Die Anlagenbetreiber haben allerdings Anspruch auf Entschädigung. Nach Schätzungen der BNetzA betragen die Entschädigungsansprüche 478 Mio. Euro im Jahr 2015. Im Jahr zuvor waren es noch 183 Mio. Euro. Die abgeregelte Energiemenge hat sich 2015 im Vergleich zu 2014 fast verdreifacht. Abbildung 20 illustriert die Dynamik (BNetzA, 2016a). Die spezifischen Kosten des Einspeisemanagements liegen auf Grundlage der genannten Zahlen bei rund 100 Euro/MWh. Sie sind damit vier mal so hoch wie die spezifischen Kosten des Redispatch. Mit zunehmendem Anteil sind die Abregelungen von EEG-Anlagen auf Engpässe im Übertragungsnetz zurückzuführen. Im Jahr 2014 waren 58 % und im Jahr 2015 schon 89 % der Ursachen im Übertragungsnetz zu finden (BNetzA/BKartA, 2015, 2016). Durch die Verzögerungen beim Übertragungsnetzausbau (vgl. Kapitel 6.1) kann davon ausgegangen werden, dass die Abregelungen weiter zunehmen. Der Einschätzung der Bundesregierung in Kapitel 10.1 des Monitoring-Berichts, dass durch die Festlegung von Netzausbaugebieten im EEG 2017 das Übertragungsnetz entlastet und Netzengpässe begrenzt werden sollen, kann nicht gänzlich gefolgt werden. Die Begrenzung des künftigen Zubaus³⁰ dürfte die Kostendynamik allenfalls bremsen. Aus System Sicht wäre eine auslastungsabhängige Bepreisung der Netznutzung der beste Ansatzpunkt zur Adressierung von Netzengpässen (vgl. Kapitel 6.3).

²⁸ Gemäß der Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung – Netz-ResV).

²⁹ European Network of Transmission System Operators for Electricity.

³⁰ Nach § 36c (4) EEG 2017 soll die Obergrenze für die jährlich zu installierende Leistung in einem Netzausbaugebiet bei 58 % der installierten Leistung liegen, die im Jahresdurchschnitt in den Jahren 2013 bis 2015 in diesem Gebiet in Betrieb genommen worden ist.

Abbildung 20: Abregelungen erneuerbarer Anlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2016a) und BNetzA (2015b)

269. Die Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz abschaltbarer Lasten³¹ betragen im Einführungsjahr 2013 bereits 10,8 Mio. Euro und erhöhten sich 2014 auf 26,0 Mio. Euro. Im Jahr 2015 fielen Kosten in Höhe von 30,9 Mio. Euro an³². Obwohl bereits seit 2013 abschaltbare Lasten vorgehalten werden, wurden erstmals 2014 an zwei Tagen insgesamt 494 MWh und 2015 an 16 Tagen insgesamt 6.536 MWh eingesetzt. 2015 scheint jedoch ein Ausnahmejahr zu sein. Im laufenden Jahr 2016 wurden bis Oktober lediglich 420 MWh an zwei Tagen eingesetzt. Bisher ist das Ausschreibungsverfahren für abschaltbare Lasten durch einen festen Leistungspreis und eine einstellige Anzahl an Marktteilnehmern gekennzeichnet. Die hohen Kosten für die Vorhaltung und die geringe Abrufhäufigkeit machen die AbLaV zu einem sehr teuren Konzept für die Systemstabilität. Legt man die gesamten Kosten des Jahres 2015 auf die eingesetzte Energiemenge um, kommt man zu spezifischen Kosten in Höhe von 4.730 Euro/MWh. In anderen Jahren liegen die spezifischen Kosten aufgrund der geringen Abrufhäufigkeit bei über 52.000 Euro/MWh (2014) und 62.000 Euro/MWh (2016, vorläufig). Auf Basis der im Berichtszeitraum erhobenen Fakten zur Eignung und zur Erforderlichkeit der abschaltbaren Lasten kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass sich der Ansatz der AbLaV in der Praxis nicht bewährt hat (Bundestag, 2015). Die Bundesnetzagentur empfiehlt daher ausdrücklich, die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten auslaufen zu lassen und nicht zu verlängern. Umso problematischer ist die Tatsache, dass die Verordnung erneut verlängert worden ist. Nach den neuen Regelungen, die ab Januar 2017 gelten, werden die Leistungspreise nicht mehr vorgegeben und die Ausschreibungen für kleinere Lasten geöffnet. Es ist jedoch fraglich, ob die Änderungen ausreichend sind, um durch genügend Marktteilnehmer eine wettbewerbliche Preisbildung zu erreichen. Die Expertenkommission empfiehlt eine frühzeitige Evaluierung der Novelle, um unnötige Kosten zu vermeiden.

270. Die spezifischen Kosten für die verschiedenen Instrumente zur Behebung von Netzengpässen scheinen teils erheblich voneinander abzuweichen. Im Interesse einer effizienten Stromnetzbewirtschaftung empfiehlt die Expertenkommission, in den künftigen Monitoring-Berichten eine vergleichende Gegenüberstellung der spezifischen Kosten³³ der einzelnen Instrumente und zudem deren Systemrelevanz zu prüfen.

³¹ Gemäß der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV).

³² Eigene Berechnung auf Grundlage der Veröffentlichungen der Ausschreibungsergebnisse und Abrufwerte von www.REGELLEISTUNG.NET.

³³ Separat ausgewiesen für die kontrahierte Leistung und die eingesetzte Arbeit.

6.3 Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

271. Die Kosten für den Netzausbau und -betrieb werden in den nächsten Jahren voraussichtlich weiter ansteigen. Um die Situation von Haushalten und Industriekunden nicht noch weiter zu verschlechtern, muss über die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik nachgedacht werden. Dabei sind die Leitfragen des BMWi (2016h) eine Orientierung:

- Wie kann die Netzentgeltsystematik weiterentwickelt werden, um die Kosten für Bau und Betrieb der Netze fair und transparent unter den Netznutzern zu verteilen?
- Welche Rolle spielt die Kosteneffizienz des gesamten Energiesystems bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik? Welche Wechselwirkungen bestehen zwischen der Finanzierung der Netze und der Sektorkopplung?
- Wie können energiewirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätspotenziale von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern optimal gehoben werden? Was bedeutet das für die weitere Entwicklung der Netzentgelte? Wie können Anreize für einen stabilen Betrieb der Stromnetze gesetzt werden und anhand welcher Kriterien sind Maßnahmen zur Flexibilisierung von Last und Erzeugung aus Netzsicht sinnvoll zu bewerten?

272. Aufgrund der Engpässe im Stromnetz stellt die Nutzung des Netzes einen negativen externen Effekt dar. Ein solcher externer Effekt wird reguliert, indem die externen Kosten eingepreist werden. Das heißt, die Netznutzungsentgelte der Marktteilnehmer sollten die Kosten, die die eigene Netznutzung bei anderen Marktteilnehmern verursachen, enthalten. Effiziente Entgelte sollten daher auslastungsabhängig gestaltet sein. Die Auslastung des Stromnetzes wird dabei bestimmt durch die Einspeisung einerseits und durch die Elektrizitätsentnahme andererseits. Die Auslastung des Netzes ist dabei starken zeitlichen und räumlichen Schwankungen ausgesetzt. So ist die Netzauslastung zu Spitzenlast-Zeiten und in Regionen mit stark begrenzten Netzkapazitäten besonders hoch. Diese räumlich und zeitlich unterschiedliche Netzbelastung wird in der jetzigen Netzentgeltsystematik nicht ausreichend berücksichtigt. In die Investitions- und Produktionsentscheidungen der Erzeuger fließt die Auslastung des Netzes daher nicht mit ein.

273. Aus diesem Grund muss eine Reform der Netzentgeltsystematik diskutiert werden. Ein aktueller Gesetzesentwurf zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur beinhaltet die Einführung einheitlicher Übertragungsnetzentgelte. Da die Kosten des Übertragungsnetzes nur einen geringen Anteil an den Netzentgelten der Letztverbraucher in der Niederspannung ausmachen, wäre die Wirkung für Haushaltskunden jedoch gering (vgl. Kapitel 7.5). Für Industrie- und Gewerbekunden, die in höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, könnte der Effekt allerdings beträchtlich sein (Möst et al., 2015). Dadurch werden allerdings keine Anreize geschaffen, um die Engpässe im Stromnetz zu lösen. Dem genannten Problem der ansteigenden Kosten für Netzausbau und -betrieb kann mit bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelten nicht begegnet werden.

274. Eine auslastungsabhängige Netzbepreisung läßt sich mit der Einführung von Nodal Pricing, Market Splitting oder räumlich und zeitlich differenzierten Netzentgelten umsetzen (Löschel et al., 2013a, 2013b). Im Nodal Pricing bildet sich ein Strompreis unter Berücksichtigung von Angebot, Nachfrage und Engpasssituation an jedem Knotenpunkt des Netzgebietes. Dieser Strompreis berücksichtigt neben den Erzeugungskosten auch die Kosten der Netzauslastung. Er kann dann sowohl die zeitliche als auch räumliche Knappheit widerspiegeln. An Knotenpunkten mit starker Netzauslastung und in Zeiten mit starker Netzauslastung würde der Preis ansteigen. Die Umsetzung des Nodal Pricings bedarf aber einer weitreichenden Umgestaltung des deutschen Strommarktes und scheint daher schwer durchsetzbar. Darüber hinaus bestehen Bedenken hinsichtlich der Wettbewerbsintensität an den einzelnen Knotenpunkten, denn je kleiner diese Gebiete sind desto höher wird die Marktkonzentration sein.

275. Das Market Splitting unterteilt das Marktgebiet in mehrere Preiszonen, im Gegensatz zum Nodal Pricing wird aber nicht in jedem Netzknoten ein Markt geschaffen, sondern der bestehende Markt nur an den neuralgischen Punkten getrennt. Für Deutschland wäre eine Teilung in Nord- und Südmarkt denkbar. Wie bei dem Nodal Pricing wird auch bei dieser marktlichen Lösung die Angebots-, Nachfrage- und Engpasssituation im Marktpreis der jeweiligen Zone berücksichtigt. Daher werden die Zonenpreise die Auslastung des Netzes abbilden und somit Anreize für Produzenten und Investoren zur Auflösung von Netzengpässen schaffen. Market Splitting und Nodal Pricing schaffen über den Marktmechanismus effiziente Netzentgelte, stellen aber in der Realität schwierig umsetzbare Konzepte dar. Im Weißbuch des BMWi (2015b) wurde sich ausdrücklich für den Erhalt einer einheitlichen Preiszone ausgesprochen. Auch aus Sicht der European Energy Union werden Market Splitting und Nodal Pricing kritisch bewertet.

276. Die Einführung räumlich und zeitlich differenzierter Netzentgelte für Verbraucher und Produzenten könnte ebenso Netzengpässe adressieren und würde eine administrative Approximation einer Marktlösung bei der Netzbepreisung darstellen. Dieser Ansatz würde auch der Transparenz und Praktikabilität der Netzentgeltsystematik dienen, da diese keinen Marktunsicherheiten unterliegen. Die Expertenkommission empfiehlt zur Umsetzung effizienter Netzentgelte daher neben der Weiterentwicklung der bestehenden Arbeitsbepreisung (pro kWh) durch die Ausspeiser auch den Einbezug der Einspeiser. In ähnlicher Weise hat die Monopolkommission (2015) vorgeschlagen, in Regionen mit hoher Netzauslastung Einspeiser mit einem Entgelt für die zusätzliche Leistungsbereitstellung in einem schon stark ausgelasteten Gebiet zu belasten. In Regionen mit niedriger Netzauslastung erhalten dagegen Einspeiser eine Zahlung, wenn sie Leistung bereitstellen, da sie so zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen beitragen. Somit werden zielgerichtet Anreize für Investitionen geschaffen und die Netzausbaunotwendigkeit gesenkt. Bereits zu Beginn der Strommarktliberalisierung hatte beispielsweise der BDEW den Einbezug der Einspeiser vorgeschlagen. Er wurde jedoch durch die EU-Kommission ausgebremst, die relativ früh festgelegt hatte, dass es in Europa nur Ausspeise-Entgelte geben solle. Aus Sicht der EU-Kommission liegt das Problem von Einspeise-Gebühren darin, dass diese auch an den Landesgrenzen für Elektrizitätsimporte erhoben werden müssten.

277. In der Umsetzung einer solchen Einspeise-Komponente können als Bemessungsgrundlage entweder die installierte Leistung in MW oder die produzierte Einheit in MWh herangezogen werden. Im ersten Fall spricht man von einer leistungsbasierten Komponente, im zweiten Fall von einer arbeitsbasierten Komponente. Eine leistungsbasierte Produzenten-Komponente könnte als jährliche Zahlung, abhängig von der maximalen Jahresleistung, gestaltet werden. Die Grenzkosten der Produktion eines Kraftwerks würden nicht belastet werden, es gäbe also keine Produktionseffekte. Da eine leistungsbasierte Komponente aber die Fixkosten eines Kraftwerkes in einigen Regionen ansteigen lässt, ist eine Verschiebung der Investitionen in Regionen mit geringerer leistungsbasierter Produzenten-Komponente zu erwarten. Eine Belastung der installierten Leistung würde auch den Zielvorstellungen des BMWi (2015b) entsprechen, das eine Belastung von MW statt MWh vorschlägt. Ein weiteres Argument für leistungsbasierte Netzentgelte leitet sich aus den obigen Überlegungen zu Externalitäten ab: Die Kosten des Netzbetriebs sind abhängig von der installierten Kraftwerksleistung, daher sollte auch die Leistung bei der Berechnung der Netzentgelte berücksichtigt werden. Bei Erneuerbare-Energien-Anlagen ist ein solcher leistungsbasierter Ansatz aber problematisch. Von der installierten Leistung kann nicht direkt auf die maximal mögliche Jahresproduktionsleistung geschlossen werden, da die Produktionsleistung Erneuerbarer Energien dargebotsabhängig ist. Für diese Anlagen müsste daher eine alternative Bemessungsgrundlage definiert werden.

278. Eine arbeitsbezogene Produzenten-Komponente würde neben Investitionseffekten auch Produktionseffekte bewirken, da eine Belastung pro erzeugter Einheit die Grenzkosten der Produktion verändert. Die zu erwartende Wirkung auf Verlagerungen von Investitionen und den notwendigen Netzausbau sind somit stärker als bei einer leistungsbasierten Komponente. Das Problem einer solchen Belastung jeder erzeugten

Einheit Strom ist, dass die Grenzkosten der Produktion somit auch zu Zeiten belastet werden, in denen keine Belastung erwünscht ist, beispielsweise in Zeiten mit Nachfrage-Peak. Bei Erneuerbare-Energien-Anlagen fallen die Produktionseffekte zudem aufgrund des Einspeisevorrangs und der sehr niedrigen Grenzkosten geringer aus.

279. Eine regionale Produzenten-Komponente wird in Großbritannien als Bestandteil der Netzentgelte erhoben. Diese ist leistungsorientiert, die Bemessungsgrundlage ist die Last, die dem Netz auferlegt wird. Schweden und Norwegen verwenden ebenfalls eine regionale Produzenten-Komponente. Diese ist teilweise arbeits- und teilweise leistungsorientiert. Die Ermittlung der deutschen Produzenten-Komponente könnte sich an dem Vorgehen in Großbritannien orientieren, bei dem zunächst an jedem Knoten oder in den verschiedenen Zonen in Deutschland die Kosten der Netzbelastung berechnet werden. Ausgehend von dieser Belastung wird eine marginale Erhöhung der Nachfrage um ein MW angenommen und die Kosten dieser marginal höheren Netzbelastung bestimmt. Die Differenz aus den Kostenwerten vor und nach Erhöhung der Nachfrage gibt dann die zusätzlichen Kosten bei marginal höherer Nachfrage an.

280. Grimm et al. (2015) simulieren in einem Beispielszenario die Einführung einer regionalen Produzenten-Komponente auf Länderebene in Deutschland. Es wurden nur konventionelle Kraftwerke betrachtet, erneuerbare Energien wurden vernachlässigt. Als Bemessungsgrundlage für die Produzenten-Komponente wurde die maximale Leistung herangezogen. Es handelt sich also um eine leistungsorientierte Produzenten-Komponente, deren Zahlung nur einmal jährlich basierend auf der maximalen Leistung anfällt. Aus den Berechnungen ergibt sich eine positive Produzenten-Komponente für die norddeutschen Bundesländer, insbesondere für Mecklenburg-Vorpommern. Dies ist der hohen Netzbelastung aufgrund der Windeinspeisung bei gleichzeitig geringer Nachfrage geschuldet. In den süddeutschen Bundesländern, wie etwa Baden-Württemberg, wird eine negative Produzenten-Komponente berechnet. Kraftwerksbesitzer in diesen Regionen erhalten eine Entlohnung für die Produktion in einer Region mit geringer Netzauslastung, da bei hoher Nachfrage nur wenig Elektrizität eingespeist wird. Für den Netzausbau bedeutet dies einen notwendigen Ausbau von 13 statt 14 Trassen.

281. Wegen der zeitlichen Variabilität lokaler Netzüberlastungen wäre es zielführend, die regionalen Netzentgelte um eine zeitliche Dimension zu erweitern. Dazu könnte die Leistungspreis-Komponente der Netzentgelte herangezogen werden. Heute berechnen sich die jährlichen Leistungspreise, indem die gemessenen Lasten der drei Viertelstunden mit den höchsten Bezugslasten zugrunde gelegt werden. Man könnte die vorhandene Netzentgeltstruktur relativ einfach dynamisieren, indem die viertelstündlich gemessenen Leistungswerte mit einem zeitvariablen Faktor zwischen Null und Eins multipliziert werden, um durch eine zeitlich und lokal zusätzliche Nachfrage lokale Netzengpässe aufzuheben. In diesem Fall würde für diese Viertelstunden die gemessene Last mit einem Faktor kleiner als Eins multipliziert. Dadurch würden Verbraucher in den entsprechenden Viertelstunden mehr Elektrizität beziehen können, ohne dass die Leistungspreiskomponente bei den Netzentgelten steigt. Zur Umsetzung dieser zeitlichen Flexibilisierung müssten die regionalen Netzbetreiber die viertelstündlich variierenden Faktoren entsprechend der erwarteten Netzauslastung festlegen und mit einem zeitlichen Vorlauf von einigen Stunden auf ihren Webseiten veröffentlichen. Dies würde zeitlich und lokal zielgenaue Anreize für den Elektrizitätsbezug beispielsweise im Rahmen der Sektorkopplung oder für die Beladung von Speichern fördern (vgl. Kapitel 5.4).

282. Wenn die Netzentgelte um leistungsorientierte Entry-Komponenten erweitert werden, könnte man die skizzierte zeitliche Dynamik auch hier einsetzen. Produktionsspitzen in Viertelstunden mit lokal geringer Netzbelastung würden dann nicht in voller Höhe in die Berechnung der Jahresleistungsentgelte einfließen. Indem der externe Effekt der Netzbelastung auch für die Produzenten in räumlicher und zeitlicher Differenzierung in die Netzentgelte einfließt, werden auch die Erzeuger dazu veranlasst, sich gesamtwirtschaftlich optimal zu verhalten und

zu bestimmten Zeiten mehr Elektrizität ins Netz einzuspeisen. Voraussetzung für die Umsetzung zeitflexibler Faktoren sind die Fähigkeit der Netzbetreiber, die Netzbelastung viertelstundengenau zu prognostizieren sowie die Ausstattung aller Netznutzer mit intelligenten Zählern (Smart Meter). Auf dieser Basis könnten Energiedienstleister neue Geschäftsmodelle für die weitgehend automatische Steuerung von geeigneten Elektrizitätsabnehmern und -erzeugern entwickeln.

6.4 Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft

283. Zwar diskutiert die Bundesregierung in Kapitel 8 des fünften Monitoring-Berichts ausführlich den „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) als Indikator für die Netzqualität, die Ausführungen der Bundesregierung zur Versorgungssicherheit der Elektrizitätsversorgung im Monitoring-Bericht sind insgesamt jedoch spärlich. Dabei sind das Monitoring und die Ausgestaltung der Versorgungssicherheit innerhalb der europäischen Elektrizitätswirtschaft in den letzten 5 Jahren einer außerordentlichen Entwicklungs- und Regulierungsdynamik unterworfen. Es gibt nicht nur auf Ebene der Mitgliedsstaaten und der Europäischen Kommission parallele und sich wechselseitig beeinflussende Aktivitäten, sondern auch auf regionaler Ebene im Rahmen des Pentalateralen Energieforums (PLEF) und auf Ebene des Verbands Europäischer Netzbetreiber (ENTSO-E). Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa, das Bestreben nach einem funktionierenden europäischen Energiebinnenmarkt und v. a. die Einführung von Kapazitätsmechanismen in vielen EU-Mitgliedsstaaten führten zur Hinterfragung der derzeitigen Praxis der Mitgliedsstaaten zur Messung und Bewertung der Versorgungssicherheit. Dabei stehen nicht nur Fragen nach einer geeigneten Methodik zur Bewertung der Versorgungssicherheit im Vordergrund, sondern v. a. auch die politische Frage nach einer grenzüberschreitenden Koordination von Versorgungssicherheit und der Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen.

284. Besonders auf Ebene der Europäischen Kommission erfährt das Thema Energieversorgungssicherheit geradezu eine Renaissance und war in den vergangenen Jahren Schwerpunkt zahlreicher Initiativen der Kommission. Zu den relevantesten Aktivitäten gehören ein Konsultationsverfahren zu „Kapazitätsmechanismen und Versorgungssicherheit“ (EU-KOM, 2012), die „Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion“ (EU-KOM, 2015c), ein Konsultationsverfahren zur „Risikovorsorge bei der Elektrizitätsversorgung“ (EU-KOM, 2015a) und eine beihilferechtliche Sektoruntersuchung zu „Kapazitätsmechanismen in der Stromwirtschaft“ in Deutschland und 10 weiteren Mitgliedsstaaten (EU-KOM, 2015b). All diese Initiativen kanalisieren sich schließlich in Gesetzgebungsvorschlägen der EU-Kommission, dem sogenannten Energie-„Winterpaket“ vom 30. November 2016.

285. Die Leitgedanken der EU-Kommission zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich lassen sich der „Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion“ (EU-KOM, 2015c) vom Februar 2015 entnehmen. Demnach strebt die Kommission für die Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich die Festlegung einer „für die gesamte EU geltende objektive, faktengestützte Bewertungsmethode“ der Stromversorgungssicherheit an. Ferner sollten nach der Rahmenstrategie nur dann Kapazitätsmechanismen eingeführt werden, wenn sich diese aufgrund umfassender Versorgungssicherheitsanalysen als erforderlich erweisen. Die EU-weit standardisierten Versorgungssicherheitsanalysen sollten wiederum sowohl Effizienz- und DSM-Maßnahmen als auch grenzüberschreitende Stromflüsse in adäquater Weise berücksichtigen. Damit setzt die Rahmenstrategie nicht nur explizit auf die Berücksichtigung von Effizienzmaßnahmen im Sinne des „Efficiency First“-Prinzips (vgl. Kapitel 0), sondern v. a. auch auf eine grenzüberschreitende Analyse und eventuelle Koordination der Versorgungssicherheit. Daneben befürwortet die Rahmenstrategie zunächst eine stärker regionale Herangehensweise, die vor einer EU-weiten Implementierung zunächst notwendige Elemente wie beispielsweise Marktregeln oder bessere Kooperation/Integration der Übertragungsnetzbetreiber auf regionaler Ebene entwickelt und umsetzt.

286. In der konsultativen Mitteilung, die die Gesetzgebungsinitiative zum europäischen Strommarktdesign begleitet, greift die Kommission die Argumentation der Rahmenstrategie auf und hebt zusätzlich die Rolle von Versorgungszuverlässigkeitsstandards hervor. Versorgungszuverlässigkeitsstandards sollten als objektiver Vergleichsmaßstab dafür dienen, ob Kapazitätsmechanismen überhaupt erforderlich sind, bzw. sollte die Bemessung des Kapazitätsbedarfs an den Standard gekoppelt sein. Ferner sollten Standards von der Bereitschaft der Verbraucher Stromausfälle zu akzeptieren, d. h. aus dem sogenannten „Value of Lost Load“ (VOLL), abgeleitet werden.

287. Eine ähnlich dynamische Entwicklung lässt sich auf Bundesebene beobachten. Die Übertragungsnetzbetreiber wurden mit der Begründung die „(...) Leistungsbilanz ist die wichtigste Größe zur Einschätzung der erzeugungsseitigen Stromversorgungssicherheit“ (Bundestag, 2011) im Zuge der EnWG-Novelle 2011 gemäß § 12 Absatz 4 EnWG verpflichtet, einen jährlichen Bericht über die Leistungsbilanz zu erstellen. In ihren Berichten orientierten sich die Übertragungsnetzbetreiber in Absprache mit dem BMWi an der Methodik der ENTSO-E. Die Leistungsbilanzberichte wurden zunächst für das Monitoring der Versorgungssicherheit gemäß § 51 EnWG herangezogen, jedoch hegte das BMWi bereits im Monitoring-Bericht gemäß § 51 EnWG vom Juli 2014 erste Zweifel an der Leistungsbilanzmethodik: „Die bisherige Vorgehensweise, die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit auf Basis von Leistungsbilanzen zu bewerten, erscheint überarbeitungsbedürftig, da sich die europäischen Elektrizitätsversorgungssysteme über den Strombinnenmarkt zunehmend integrieren und die Bedeutung dargebotsabhängiger und damit nur stochastisch verfügbarer Erzeugung perspektivisch wächst.“ Diese Einschätzung wurde von der Bundesregierung im Grünbuch bestärkt und im Weißbuch mit Vorschlägen für Maßnahmen konkretisiert.

288. Schließlich wurde mit dem am 30. Juli 2016 in Kraft getretenen Strommarktgesetz ein umfassendes Monitoring der Versorgungssicherheit gemäß § 51 EnWG gesetzlich geregelt. Die bisherige Pflicht der ÜNB nach § 12 Absatz 4 EnWG zur Erstellung jährlicher Leistungsbilanzen entfällt, jedoch sind die ÜNB nach § 12 Absatz 5 dazu aufgefordert, auf Verlangen des BMWi „Informationen und Analysen“ für das Monitoring nach § 51 EnWG zu liefern und die ÜNB sind in das Monitoring nach § 51 Absatz 4 EnWG in allen „wesentlichen Verfahrensschritten einbezogen“. Darüber hinaus legt der Gesetzgeber fest, dass das Monitoring auf wahrscheinlichkeitbasiereten Analysen mit geeigneten „Indikatoren“ und „Schwellenwerten“ beruhen soll, die zur „Messung der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes geeignet sind“.

289. In diesem Kontext weist die Expertenkommission auf die Unklarheiten und fehlenden Berechnungsvorschriften hin, die im Zusammenhang mit den früheren Leistungsbilanzberechnungen („Stromlückendiskussion“) bestanden (EWK, 2014a). Sie empfiehlt der Bundesregierung hier klare und transparente Berechnungsvorschriften festzulegen und den Festlegungsprozess zur Steigerung der Akzeptanz durch konsultative Prozesse zu begleiten (EWK, 2014a). Darüber hinaus sollte die Bundesregierung erwägen, die Versorgungssicherheitsberechnungen und v. a. die Datengrundlagen in ähnlicher Weise fachkundigen Dritten zur Verfügung zu stellen, wie dies im Netzentwicklungsplan nach EnWG 12f geregelt ist.

290. Auch lässt der Gesetzgeber eine genauere Präzisierung der Schwellenwerte offen, legt jedoch fest, dass „bei deren Überschreiten oder Unterschreiten eine Prüfung und bei Bedarf eine Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgt“. Schließlich wird auch gesetzlich am Ziel festgehalten, dass das Monitoring stärker mit Deutschlands „elektrischen Nachbarstaaten“, d. h. Anrainerstaaten sowie Norwegen und Schweden, abzustimmen ist. Das BMWi ist gesetzlich aufgefordert auf „eine gemeinsame Methodik und ein gemeinsames Verständnis zur Messung und Bewertung der Versorgungssicherheit [...] sowie auf einen gemeinsamen Versorgungssicherheitsbericht“ mit den genannten Ländern hinzuwirken.

291. Die Ausführungen verdeutlichen die ausgesprochene Dynamik der letzten Jahre im Bereich der Stromversorgungssicherheit auf nationaler und europäischer Ebene. Dabei ist zudem eine gewisse Konvergenz der politischen Argumentation zu erkennen. So entsprechen die Änderungen des Strommarktgesetzes in erster Näherung weitestgehend den Zielen der Energieunion bzw. der damit zusammenhängenden Gesetzgebungsinitiativen zum EU-Strommarktdesign. Das zeigt sich v. a. in der im Strommarktgesetz angestrebten Abstimmung mit den elektrischen Nachbarstaaten und der Festlegung von Schwellenwerten bzw. Versorgungszuverlässigkeitsstandards. Zwar fehlt es noch an der Konkretisierung der „Schwellenwerte“ im Strommarktgesetz, jedoch entspricht es dem EU-Wunsch nach Versorgungszuverlässigkeitsstandards. Allerdings weist die Expertenkommission in diesem Zusammenhang darauf hin, dass solche Standards ohne eine explizite Kopplung an weitergehende gesetzliche Regelungen nur informatorischer Natur sind. So zeigt die Sektoruntersuchung zu Kapazitätsmechanismen der EU beispielsweise, dass es kaum Anzeichen dafür gibt, „dass Mitgliedstaaten, die über einen Kapazitätsmechanismus verfügen, ihren Kapazitätsbedarf richtig mit dem in ihrem Zuverlässigkeitsstandard vorgesehenen Maß an Zuverlässigkeit in Zusammenhang setzen“ (EU-KOM, 2016d). Auch im Strommarktgesetz fehlt der direkte Zusammenhang von Schwellenwerten nach § 51 EnWG und der Dimensionierung der Kapazitätsreserve nach § 13 EnWG. Zwar legt der Gesetzgeber fest, dass bei Überschreiten oder Unterschreiten der Schwellenwerte „eine Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgt“, verweist jedoch in der Begründung darauf, dass es vom Einzelfall abhängig sei, ob und in welchem Umfang Maßnahmen zu ergreifen seien und deshalb von einer gesetzlichen Vorgabe abgesehen werde. Aus Sicht der Expertenkommission sollte hier perspektivisch eine stärkere Verzahnung der Schwellenwerte mit der Dimensionierung der Kapazitätsreserve(n) erfolgen. Weiterhin empfiehlt die Expertenkommission bei der Ermittlung des angestrebten Versorgungszuverlässigkeitsstandards auf „Value of Lost Load“-basierte Methoden zurückzugreifen.

292. Während die EU-Kommission die methodische Ausgestaltung der standardisierten Versorgungssicherheitsanalysen und deren Indikatorik bisher offen lässt, legt sich die Bundesregierung auf wahrscheinlichsbasierte Analysemethoden fest. In ihrer Argumentation stützt sich die Bundesregierung dabei insbesondere auf die Analysen des Pentalateralen Energieforums³⁴, welches im Jahr 2015 erstmals einen gemeinsamen Versorgungssicherheitsbericht für die Region Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich und die Schweiz veröffentlichte (PLEF, 2015). Der PLEF-Bericht analysiert dabei explizit eine grenzüberschreitende – nach Maßgabe der Austauschkapazitäten – Gewährleistung der Versorgungssicherheit mittels wahrscheinlichsbasierter Simulationsrechnungen (vgl. Tabelle 9). Neben dem PLEF-Bericht fußte die Argumentation der Bundesregierung auch auf einem vom BWMi in Auftrag gegebenen Gutachten für ein länderübergreifendes Monitoring der Versorgungssicherheit (Consentec/r2b, 2015). Auch in dieser Studie wird die Versorgungssicherheit grenzüberschreitend und mit Hilfe wahrscheinlichsbasierter Simulationsrechnungen analysiert (vgl. Tabelle 9).

³⁴ Das Pentalaterale Energieforum besteht aus sechs Vollmitgliedern (Österreich, Belgien, Frankreich Deutschland, Luxemburg und den Niederlanden) und einem Beobachter (Schweiz).

Tabelle 9: Methodenvergleich von Studien zur Versorgungseinheit

	Pentalaterales Energieforum	Consentec/r2b	Mid-term Adequacy Forecast 2016
Methodik	Lineare Optimierung mit Perfect foresight Stromtausch über NTC Matrix Kraftwerksausfälle über Monte-Carlo Analyse		
Länder	AT, BE, CH, DE, FR, LU, NL + Nachbarn 1. und 2. Ordnung	DE, NO, SE, DK, NL, BE, LU, FR, PL, CZ, AT, CH und IT	ENTSO-E
EE-Zeitreihen	12 Wetterjahre (2000-2011) 3 hydrologische Jahre	3 Wetterjahre (2010-2012)	14 Wetterjahre (2000-2013) 3 hydrologische Jahre
Jahre	Okt. 2020-Sept. 2021 Okt. 2020-Sept. 2021	Kalenderjahre 2015, 2020 und 2025	Kalenderjahr 2020 Kalenderjahr 2025
Indikatoren	LOLE: Loss of Load Expectation LOLP: Loss of Load Probability EENS: Expected Energy Not Served		

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von PLEF (2015), Consentec/r2b (2015) und MAF (2016)

293. Auf Ebene der ENTSO-E regte die von der Europäischen Kommission eingesetzte „Electricity Coordination Group (ECG)“³⁵ eine Überarbeitung und Harmonisierung der ENTSO-E-Methodik zur Bewertung der Versorgungssicherheit (Generation Adequacy) an. Auf diese Anregung hin entwickelte die ENTSO-E eine „Target Methodology for Adequacy Assessment“. Diese „Zielmethodik“ umfasst u. a. eine Anpassung der bisherigen ENTSO-E-Vorgehensweise hin zu einer Methodik, die neben der nationalen Perspektive auch grenzüberschreitende Betrachtungsweisen einschließt und auf wahrscheinlichkeitbasierten Methoden beruht (ENTSO-E, 2014). Auf Basis dieses methodischen Ansatzes wurde im Juli 2016 erstmals eine Paneuropäische Untersuchung zur Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft, die Mid-term Adequacy Forecast (MAF), vorgelegt. Die MAF löst dabei die bisherige Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) ab und basiert auf einer wahrscheinlichkeitbasierten und grenzüberschreitenden Analyse der Versorgungssicherheit in der ENTSO-E Region (vgl. Tabelle 9).

294. Auch bei den methodischen Herangehensweisen zur Bewertung der Versorgungssicherheit ist somit eine Konvergenz zu beobachten. So sind die Analysemethoden und die Indikatorik der PLEF-Studie, des Consentec/r2b-Berichts und der Mid-term Adequacy Forecasts (MAF) der ENTSO-E sehr ähnlich (vgl. Tabelle 9). Alle genannten Untersuchungen nutzen lang etablierte probabilistische Indikatoren zur Versorgungssicherheit (Billinton and Allan, 1984 und vgl. Box 2): Loss of Load Probability (LOLP), Loss of Load Expectation (LOLE) und Expected Energy Not Served (EENS).

³⁵ Die Electricity Coordination Group (ECG) ist eine von der Europäische Kommission (Beschluss: C(2012) 8141) eingesetzte Expertengruppe bestehend aus Vertretern der Europäischen Kommission, den EU-Mitgliedstaaten und deren nationalen Regulierungsbehörden, ENTSO-E und ACER.

Box 2: Indikatoren der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft

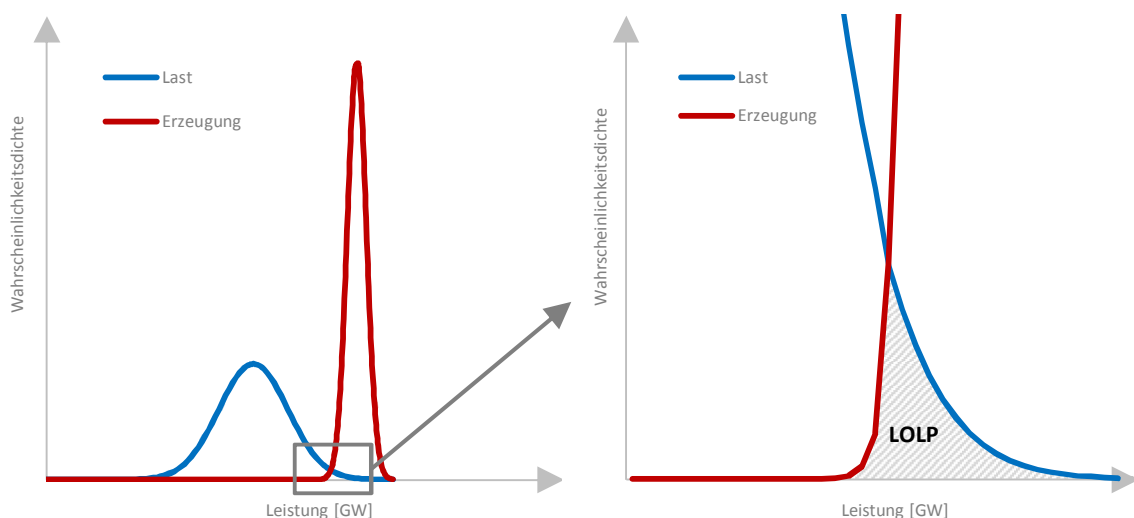
Wesentlicher Ausgangspunkt für wahrscheinlichkeitsbasierte Analysen der Versorgungssicherheit sind probabilistische Last- und Erzeugungsmodelle (vgl. Abbildung 21).

Die Loss of Load Probability (LOLP) bezeichnet die Defizit- oder Lastunterdeckungswahrscheinlichkeit für einen Zeitpunkt, also die Wahrscheinlichkeit, dass die Nachfragelast die Leistung aller Kraftwerke abzüglich der geplanten und ungeplanten Ausfälle übersteigt (vgl. Abbildung 21).

Die Loss of Load Expectation (LOLE) lässt sich anhand der über das Jahr gemittelten Unterdeckungswahrscheinlichkeit (LOLP) berechnen und beschreibt somit Erwartungswert bzw. durchschnittlich erwartete Dauer von Situationen mit Unterdeckung. Üblicherweise erfolgt die Darstellung des LOLE in Stunden pro Jahr. Bei der Interpretation ist zu beachten, dass es sich um keine Wahrscheinlichkeit, sondern einen auf einen Zeitraum bezogenen Erwartungs- bzw. Durchschnittswert handelt.

Da sowohl LOLP als auch LOLE keine Auskunft über den Umfang der Lastunterdeckung – gemessen in Kapazität bzw. elektrischer Energie – geben, wird sinnvollerweise zusätzlich der Indikator Expected Energy Not Served (EENS) berechnet. Dieser beschreibt die Volumen der nicht gedeckten Last in Energieeinheiten pro Jahr. Auch hier ist zu beachten, dass es sich um einen Erwartungswert handelt.

Abbildung 21: Schematische Darstellung der „Loss of Load Probability“ (LOLP)



Quelle: Eigene Darstellung

295. Weiterhin greifen die Analysen auf Elektrizitätsmarktmodelle zurück, die unter Annahme eines perfekten Marktes im Rahmen deterministischer Optimierung stundenscharfe Kraftwerkseinsätze simulieren. Von zentraler Bedeutung ist hierbei die Annahme eines perfekten Marktes, die kein strategisches Verhalten (z. B. Ausübung von Marktmacht) und eine „perfekte Vorausschau“ impliziert. Insbesondere die Annahme einer perfekten Vorausschau ist im Kontext von Versorgungssicherheitsanalysen von erheblicher Ergebnisrelevanz. Im Rahmen der Optimierung bedeutet eine perfekte Vorausschau, dass die Erzeugung aus erneuerbaren Energien, die Lastsituation, ungeplante Kraftwerksausfälle usw. über den gesamten Optimierungshorizont bekannt sind. Je nach Modell umfasst der Optimierungshorizont und damit der perfekte „Wissenshorizont“ eine Woche (PLEF, MAF) bzw. ein gesamtes Jahr (Consentec/r2b). Dieser Umstand ist für den optimalen Einsatz von Speicherkraftwerken

(Pumpspeicher und Speicherseen) besonders relevant. Unter perfekter Voraussicht entstehen entsprechend keine Versorgungssicherheitsrisiken durch „falsche“ Speicherbewirtschaftung.

296. Der Stromaustausch erfolgt in den Marktmodellen nach Maßgabe von Nettoübertragungskapazitäten bzw. der sogenannten NTCs (Net Transfer Capacities) zwischen den Ländern. Eine technische Lastfluss- bzw. Netzsimulation findet nicht statt und somit werden u. U. Austauschfahrpläne simuliert, die unter netztechnischen Bedingungen nicht realisierbar sind.

297. Ungeplante Kraftwerksausfälle³⁶ werden numerisch mittels Monte-Carlo-Verfahren simuliert und bilden damit den eigentlichen, wahrscheinlichkeitsbasierten Kern der erzeugungsseitigen Analysen. Die probabilistische Natur der Last und der EE-Erzeugung bzw. der Residuallast wird über historische Wetterjahre, die die wetterbedingten Schwankungen der Last und der EE-Erzeugung abbilden, berücksichtigt. Diese Vorgehensweise extrapoliert die in der Vergangenheit beobachteten Zusammenhänge zwischen Last und EE-Erzeugung, also implizit eine gemeinsame Wahrscheinlichkeit von Nachfrage und verfügbarer EE-Erzeugung, in die Zukunft. Damit werden hohe Anforderungen an die Eingangsdaten gestellt, um robuste Ergebnisse zu generieren. Auf Basis von Länderfallstudien zeigen Milligan et al. (2016) und Hasche et al. (2010) beispielsweise, dass Zeitreihen von mindestens 8 bis 9 Jahren benötigt werden, um statistisch robuste Ergebnisse zu liefern. Zachary et al. (2014) kommen für Großbritannien sogar zur Schlussfolgerung, dass selbst eine Zeitreihe von Wind und Last von 25 Jahren nicht ausreicht, um eine gemeinsame Wahrscheinlichkeit von Last und Windenergieerzeugung zu bestimmen. Vor diesem Hintergrund ist aus Sicht der Expertenkommission v. a. die Robustheit des Consentec/r2b-Gutachtens, welches nur 3 Wetterjahre zugrunde legt, zu hinterfragen.

298. Ein exakter Vergleich der Studienergebnisse erweist sich als äußerst schwierig, da den Studien unterschiedliche Annahmen zu wesentlichen Input-Parametern bzw. auch unterschiedliche methodische Annahmen zugrunde liegen, die hier nicht im Einzelnen erörtert werden können. Hierzu gehört insbesondere der Einsatz der Regelenergie und der strategischen Reserve(n). Dies sollte bei einer vergleichenden Analyse der dargestellten Ergebnisse in Tabelle 10 beachtet werden. Die Analysen stimmen darin überein, dass aus deutscher Sicht in den Jahren 2015 und 2020 mit keinen Versorgungsengpässen zu rechnen ist. Für eine isolierte Betrachtung Deutschlands weist allerdings die PLEF-Analyse für das Jahr 2015 einen LOLE von 1 Stunde aus. Dabei ist zu beachten, dass die Ergebnisse der PLEF-Analyse auch die Regelenergie berücksichtigen. Im Länderverbund scheint die Situation für Deutschland allerdings studienübergreifend unkritisch zu sein. Vergleicht man weiterhin die isolierte Berechnungsvariante mit der Verbundvariante, dann fällt auf, dass Frankreich, Belgien, Luxemburg und die Schweiz auf Stromimporte angewiesen sind. Die Ergebnisse für Luxemburg sind eher hypothetischer Natur, da die meisten Erzeugungskapazitäten in Luxemburg (z. B. Pumpspeicherwerk Vianden) den Übertragungsnetzen der Nachbarländer zugeordnet werden (PLEF, 2015). Die Schweiz hat seit langem einen gewissen Umfang von Stromimporten als Alternative und Ergänzung zum Schweizer Kraftwerkspark in ihre Versorgungssicherheitsüberlegungen einbezogen (ECom, 2016).

³⁶ Im Rahmen der MAF Analysen wurden zusätzlich stochastische Ausfälle der HGÜ-Leitungen in die Monte-Carlo-Analysen einbezogen.

Tabelle 10: Ausgewählte Ergebnisse der PLEF-, Consentec/r2b- und MAF-Studie für die Jahre 2015 und 2020

	LOLE (Stunden) PLEF-Region 2015					
	PLEF-Studie		Consentec/r2b			
	Isoliert	Verbund	Isoliert	Verbund		
Belgien	177	0	-	0		
Frankreich	217	14	-	0		
Österreich	0	0	-	0		
Schweiz	1.251	0	-	0		
Deutschland	1	0	-	0		
Niederlande	0	0	-	0		
Luxemburg	8.760	0	-	0		
PLEF-Region	-	14	-	-		
	LOLE (Stunden) PLEF-Region 2020					
	PLEF-Studie		Consentec		MAF	
	Isoliert	Verbund	Isoliert	Verbund	Isoliert	Verbund
Belgien	308	0	-	0		0-2
Frankreich	151	6	-	0		1-5
Österreich	3	0	-	0		0-0
Schweiz	1.086	0	-	0		0-5
Deutschland	0	0	-	0		0-1
Niederlande	32	0	-	0		0-0
Luxemburg	8.760	0	-	0		-
PLEF-Region	-	6	-	-		-

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von PLEF (2015), Consentec/r2b (2015) und MAF (2016)

299. Für Belgien und insbesondere Frankreich hingegen ist die Situation so nicht erwünscht/geplant und beide Länder haben bekanntermaßen eine Reihe von Schritten ergriffen, um die knappe Erzeugungssituation zu verbessern. Für Frankreich liegt der LOLE-Wert in einer Verbundbetrachtung für 2015 und 2020 deutlich oberhalb des politisch angestrebten Versorgungssicherungsniveaus von weniger als 3 Stunden. Eine hier nicht dargestellte Variantenrechnung des PLEF-Berichts für die extreme Kältewelle des Jahres 2012 zeigt, dass in einer solchen Situation Frankreich und Belgien auch unter Berücksichtigung von Stromimporten mit extremen Versorgungsengpässen rechnen müssen (z. B. LOLE FR = 144 Stunden im Jahr 2015).

300. Die Expertenkommission begrüßt ausdrücklich das Bestreben nach einer engeren regionalen Kooperation zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich seitens der EU-Kommission, der Bundesregierung und unseren „elektrischen Nachbarn“. Die Vorteile eines Stromverbunds lassen sich den Variantenrechnungen der PLEF-Analysen anschaulich entnehmen (vgl. Tabelle 10). Allerdings sind für ein solches Vorgehen noch eine Reihe politischer und methodischer Fragen zu klären. Die Bundesregierung interpretiert die Analysen aus deutscher Sicht und bewertet die Lage als unkritisch für Deutschland. Begreift man aber Versorgungssicherheit tatsächlich als regionale Aufgabe, dann ist die derzeitige Situation in der PLEF-Region nicht zufriedenstellend. Darüber hinaus sind die politischen und institutionellen Voraussetzungen zu schaffen, um in Extremsituationen die Versorgungssicherheit länderübergreifend zu gewährleisten. Dass derzeit die einzelnen Länder Versor-

gungssicherheit noch als nationale Aufgabe begreifen, beweist die Einführung von „nationalen“ Kapazitätsmechanismen in vielen Ländern. Schließlich gibt es auch auf wissenschaftlich-methodischer Ebene noch weiteren Forschungsbedarf. Hierzu gehört u. a. die Frage nach der benötigten Länge an Zeitreihen, um der wetterbedingten Stochastik von EE-Erzeugung und Last gerecht zu werden. Auch die Fragen, inwiefern Modelle mit perfekter Voraussicht für diesen Zweck geeignet sind und welche Einflüsse Lastflussberechnungen haben, sind nach Ansicht der Expertenkommission noch nicht zufriedenstellend geklärt.

301. Verschiedene Analysen kommen zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheitssituation in Deutschland in den kommenden Jahren unkritisch scheint. Allerdings trübt sich das Bild bei einer länderübergreifenden Betrachtung der sogenannten PLEF-Region, d. h. Deutschland, Österreich, Frankreich, Benelux und der Schweiz. Insbesondere die angespannte Versorgungssituation in Frankreich kann zu einer kritischen Versorgungslage in der PLEF-Region führen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, sich den daraus drohenden möglichen Konsequenzen für die Versorgungssicherheit in Deutschland anzunehmen.

7 Preiswürdigkeit der Energie weiter im Griff behalten

Das Wichtigste in Kürze

Im Monitoring-Bericht befasst sich die Bundesregierung mit Preisentwicklungen verschiedener Energieträger und deren Auswirkungen in den Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie. Die Expertenkommission teilt die Auffassung der Bundesregierung, dass besonders die exogenen Entwicklungen auf den Rohstoffmärkten zu Kostentlastungen in allen Sektoren geführt haben.

Gemessen am Bruttoinlandsprodukt ist der Anteil der Letztverbraucherausgaben im Verkehr von 2,8 % im Jahr 2014 auf 2,4 % im Jahr 2015 gesunken. Energiewendebedingte Mehrkosten im Verkehrsbereich fallen nach wie vor nicht ins Gewicht. Die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen blieben den Berechnungen der Expertenkommission zufolge im Vergleich zum Vorjahr fast unverändert bei einem relativen Anteil von 3,0 % am BIP. Die aufgrund der internationalen Preisentwicklung zurückgegangenen Brennstoffausgaben wurden hier aber durch einen Anstieg der Ausgaben für Energieeffizienzmaßnahmen kompensiert.

Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP ist von 2,4 % im Jahr 2014 auf 2,3 % im Jahr 2015 leicht gesunken. Auch bei einer absoluten Betrachtung der Ausgaben lässt sich ein leichter Rückgang der Ausgaben um knapp 1 Mrd. Euro im Jahr 2015 konstatieren. Die Expertenkommission verbucht diese Entwicklung auch als ein Ergebnis der EEG-Reform des Jahres 2014, die die Kostendynamik im Strombereich gebremst hat. Allerdings ist diese Stabilisierung der Gesamtausgaben voraussichtlich nur vorübergehend. Es zeichnen sich nicht nur bei der EEG-Umlage weitere Kostensteigerungen ab, sondern insbesondere auch bei den Stromnetzen. Der von der Bundesregierung verwendete Indikator aus der Summe von Großhandelsstrompreisen und EEG-Umlage ist damit nicht adäquat für eine Trendbewertung der Kosten der Energiewende im Strombereich.

Der beträchtliche Umfang außerordentlicher Kraftwerksabschreibungen in Deutschland und Europa aufgrund des Preisverfalls auf den Großhandelsmärkten für Strom deutet zudem darauf hin, dass die Letztverbraucher momentan nicht die vollen Kosten der Elektrizitätsversorgung bezahlen. Wenn dargebotsunabhängige Kraftwerksleistung notwendig für eine dauerhaft gesicherte Elektrizitätsversorgung ist, kann ein solcher Zustand nur vorübergehender Natur sein. Mittelfristig ist also von steigenden Letztverbraucherausgaben auszugehen.

Diese Feststellung ist umso bedeutsamer, wenn die Energiestückkosten für Unternehmen betrachtet werden. Die Expertenkommission liefert aktualisierte Ergebnisse des Energiestückkostenindikators im internationalen Vergleich. Die Energiestückkosten liegen im Verarbeitenden Gewerbe weiterhin unter dem europäischen Durchschnitt. Durch den Rückgang der fossilen Brennstoffpreise sind die Energiestückkosten in den letzten Jahren gesunken. Allerdings ist bei den Stromstückkosten der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe eine gegenläufige Entwicklung für Deutschland festzustellen. Sie sind seit 2011 um ca. 5 % gestiegen, während in Europa ein Rückgang um ca. 2 % zu verzeichnen ist. Im Verarbeitenden Gewerbe liegen im Jahr 2015 nur noch in der deutschen Metallerzeugung und -verarbeitung sowie im deutschen Fahrzeugbau die Stromstückkosten unter EU28-Niveau.

Aus Sicht der Expertenkommission stellt die überwiegend arbeitspreisbasierte Erhebung von staatlich induzierten und regulierten Strompreisbestandteilen ein Hemmnis für verbrauchsseitige Flexibilitäten und die Sektorkopplung dar. Dieser Sachverhalt ist insbesondere im Bereich der Netzentgelte und der EEG-Umlage von Bedeutung. Sollen entsprechende Technologien zukünftig wettbewerbsfähig sein, muss die Finanzierung anreizkompatibel umgestaltet werden. Darüber hinaus sind mit der aktuellen Umlagesystematik auch weitreichende Ausnahmetatbestände verbunden, die nach Auffassung der Expertenkommission die Akzeptanz der Energiewende gefährden.

302. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendet die Begriffe „*Bezahlbarkeit*“ und „*Wettbewerbsfähigkeit*“ (z. B. Kapitel 9 in BMWi, 2016a) als eine Dimension ihrer Energiepolitik bzw. des energiepolitischen Dreiecks. Die Begriffe werden seit Beginn des Monitoring-Prozesses (z. B. im Energiekonzept 2010) gebraucht. Auch die Expertenkommission verwendet diese Bezeichnungen. In diesem Jahr entschied sie sich jedoch bewusst dafür, das aktuelle Kapitel mit dem Ausdruck „*Preiswürdigkeit*“ zu überschreiben. Denn im Grunde ist Energie nur dann nicht mehr „bezahlbar“, wenn es aufgrund zu hoher Preise keine Nachfrage mehr danach gibt. Dies kann also kein gutes Kriterium sein. Der Begriff „*Preiswürdigkeit*“ ist demgegenüber mehrdimensional und wird nicht allein am Preis bemessen, sondern auch an der Leistung (Preis-Leistungs-Verhältnis) oder alternativ auch an der Qualität. Der Begriff ist ähnlich zum Substantiv „*Wirtschaftlichkeit*“ zu sehen, das übereinstimmt mit dem Prinzip, mit gegebenen Mitteln den größtmöglichen Ertrag zu erwirtschaften (oder für einen bestimmten Ertrag die geringstmöglichen Mittel einzusetzen). Da „*Preiswürdigkeit*“ das eigentlich energiepolitisch wünschenswerte Ziel beschreibt, schlägt die Expertenkommission diesen Begriff, statt „*Bezahlbarkeit*“, als den geeigneteren vor. Davon abzugrenzen ist die „*Wettbewerbsfähigkeit*“. Diese liegt dann vor, wenn eine Unternehmung in ihrer Branche eine Position erreicht, in der sie (nach Abzug ihrer Kosten) mit Gewinn wirtschaften kann. Energie, als eine Kostenkomponente, ist demnach ein Faktor, der die Wettbewerbsfähigkeit beeinflusst. In diesem Sinne möchte die Expertenkommission den Ausdruck „*Wettbewerbsfähigkeit*“ auch weiterhin verwenden.

303. Dem Monitoring-Bericht zufolge ist die Summe aus Großhandelspreis und EEG-Umlage seit 2013 stabil bzw. rückläufig (vgl. Abbildung 3.8 in BMWi, 2016a). Formal ist diese Aussage zwar richtig, der Bemessungsmaßstab aber ist nicht zielführend. Es soll eine vermeintlich durchbrochene Kostendynamik belegt werden. Die Expertenkommission mahnt jedoch an, dass man mit Preisen keine Rückschlüsse auf tatsächlich entstandene Kosten ziehen kann. Weiterhin suggeriert die Darstellung fälschlicherweise, dass aufgrund des zunehmenden Ausbaus Erneuerbarer Energien und der damit einhergehenden wachsenden EEG-Umlage, der mittlere Großhandelspreis für Strom proportional oder sogar überproportional absinkt. Dieser endogene Zusammenhang existiert zwar in der Tat und ist in der Fachliteratur als Merit-Order-Effekt bekannt, er kompensiert aber keinesfalls die Kosten der EEG-Förderung und ist nicht alleine für den Preisverfall auf dem Großhandelsmarkt verantwortlich. Eigene Berechnungen deuten darauf hin, dass der Merit-Order-Effekt in den Jahren 2012 bis 2015 nur zwischen 1,0 und 1,4 ct/kWh schwankte. Überkapazitäten, auch im konventionellen Kraftwerksbereich, gesunkene Preise für Brennstoffe und Emissionsrechte sowie Schwankungen der Nachfrage sind ebenfalls wichtige Determinanten. Auch die im Rahmen des Einspeisemanagements an die Betreiber von EEG-Anlagen gezahlten Entschädigungen sowie ein Teil der Kosten für Redispatch-Maßnahmen hängen mit der EEG-Förderung zusammen und belasten die Letztverbraucher, sind allerdings nicht in den Börsenstrompreisen oder der EEG-Umlage enthalten, sondern in den Netzentgelten (vgl. Kapitel 7.5). Darüber hinaus ist das Preisniveau an der Börse bekanntlich nicht auskömmlich, so dass viele Kraftwerksbetreiber hohe Verluste erleiden und Sonderabschreibungen in Milliardenhöhe vornehmen.

304. Für eine bessere Einschätzung der Kostendynamik hat die Expertenkommission nachfolgend, wie schon in den Vorjahren, geeignetere Indikatoren entwickelt. Die Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung bspw. bildet die gesamten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität in einem Jahr ab. Dieser Indikator beinhaltet alle relevanten Kostenpositionen von der Erzeugung über den Vertrieb bis zur Verteilung. Zusätzlich werden in der diesjährigen Stellungnahme über außerplanmäßige Abschreibungen die Kosten zur Vorhaltung von Kraftwerksleistung abgeschätzt, die wie bereits erwähnt, aktuell nicht über Erlöse auf dem Großhandelsmarkt gedeckt werden können.

305. Der Monitoring-Bericht spricht in Kapitel 9.2 von gesamtwirtschaftlichen Energieausgaben und beziffert diese auf rund 90 Mrd. Euro in 2015. Doch sind dies nicht die gesamtwirtschaftlichen Energieausgaben, sondern die Ausgaben für Energierohstoffe (Energieimporte sowie Förderkosten für heimische Rohstoffe wie Erdgas, Braunkohle oder Biomasse). Die Kosten von Wandlung, Transport, Verteilung, Vertrieb und Handel/Abrechnung

sind nicht mitberücksichtigt. Stellt man nur auf die Kosten von Energierohstoffen ab, wären Wind, Solarenergie, Wasserkraft, Geothermie und Umgebungswärme gewissermaßen gratis. Doch auch erneuerbare Energien benötigen zu ihrer Gewinnung technische Anlagen. Insofern sind die Primärenergiekosten ein irreführender Indikator im Rahmen des Energiewende-Monitorings. Im Zusammenhang mit der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung empfiehlt die Expertenkommission erneut, die aggregierten Letztverbraucher Ausgaben für Strom, Wärme und Verkehr als Indikatoren heranzuziehen.

7.1 Aggregierte Letztverbraucher Ausgaben im Straßenverkehr

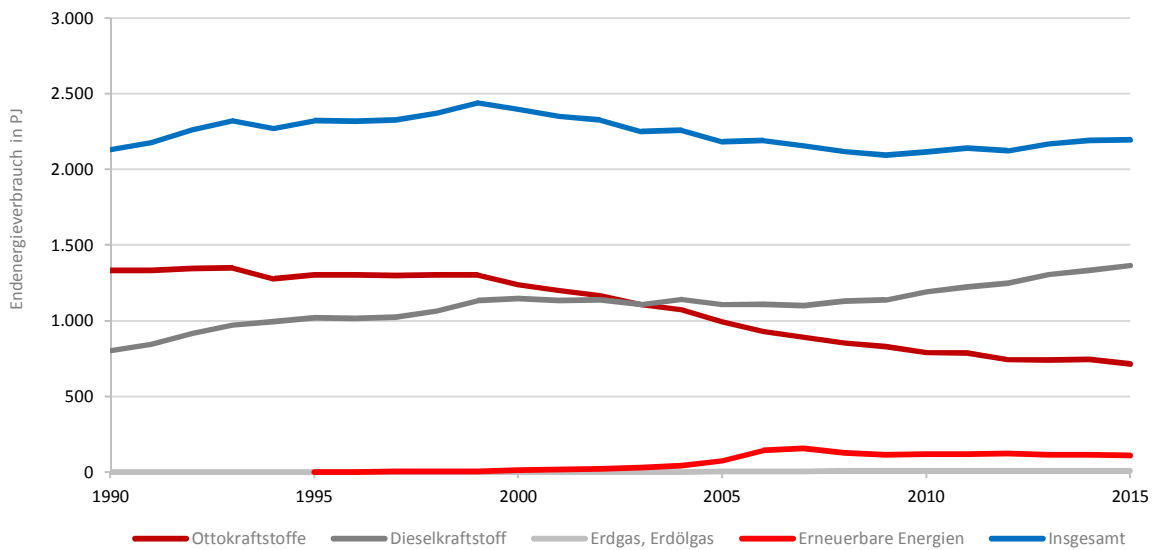
306. Wie im Vorjahr berücksichtigt diese Untersuchung ausschließlich den Straßenverkehr. Die Schifffahrt und der Flugverkehr werden ausgeklammert, da sie in der Energiewende kurz- bis mittelfristig keine tragende Rolle spielen. Auch den Schienenverkehr klammert die Expertenkommission in dieser Untersuchung aus, da der zur Fortbewegung bezogene Strom der Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung zugeordnet wird. Wie schon in den Sektoren Wärme und Elektrizität wird die Summe der Letztverbraucher Ausgaben für Treibstoffe als Gesamtausgaben des Sektors definiert. Im Straßenverkehr dienen folgende Treibstoffe der Fortbewegung: Ottokraftstoffe (Normal, Super Plus, Eurosuper, Super E10), Diesel, Erdgas, Flüssiggas, Biodiesel, Bioethanol (E85), Biomechan, Pflanzenöl. Darüber hinaus werden die Mehrkosten innovativer Fortbewegungsmittel miteinbezogen und wie folgt quantifiziert.

307. Der Antrieb konventioneller Fahrzeuge basiert auf der seit Jahrzehnten bewährten Technologie des Verbrennungsmotors in Kombination mit einem Treibstofftank. Nachhaltige Konzepte sehen die Verwendung von erneuerbaren Kraftstoffen in Verbindung mit konventionellen Verbrennungsmotoren oder den Umstieg auf Elektromotoren in Verbindung mit Batteriekonzepten/Brennstoffzellen vor. Die Mehrkosten erneuerbarer Kraftstoffe finden in erhöhten Treibstoffkosten ihren Niederschlag. Die Mehrkosten der Elektrofahrzeuge gegenüber einem Benzin-Fahrzeug machen sich dagegen v. a. durch erhöhte Anschaffungskosten bemerkbar. Es wird zwischen reinen Elektroautos mit durchschnittlichen Mehrkosten von 7.000 Euro³⁷ (2014: 9.200 Euro) und Hybriden mit durchschnittlichen Mehrkosten von 4.200 Euro (2014: 5.000 Euro) unterschieden, jeweils ohne Mehrwertsteuer. Der Bestand der Elektrofahrzeuge in Deutschland ist von knapp 19.000 Autos in 2014 auf 25.500 in 2015 gestiegen.

308. Die Energiebilanzen (AGEB, 2016b) geben Aufschluss über die sektorale Verwendung der Endenergieträger, insbesondere im Verkehr. Abbildung 22 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs der unterschiedlichen Energieträger. Reine erneuerbare Kraftstoffe sowie der erneuerbare Anteil bei bestimmten Kraftstoffen werden in einer Kategorie zusammengefasst dargestellt. Ottokraftstoffe dominieren zunächst den Markt, verlieren ab der Jahrtausendwende aber nach und nach an Bedeutung. Zur gleichen Zeit zeichnet sich ein Anstieg der Benutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor ab, gefolgt von einem Höhepunkt in 2007 mit einem leichten Abfall und anschließender Stagnation. Für eine ausführlichere Erklärung wird auf den Vorjahresbericht verwiesen. Im Jahr 2015 lag der energetische Anteil der Biokraftstoffe am Gesamtabsatz bei rund 5,0 %. Erdgas spielt im Straßenverkehr eine bis dato vernachlässigbare Rolle. Im Großen und Ganzen ist eine Fortführung der Trends der letzten Jahre zu beobachten.

³⁷ Entspricht durchschnittlichen Mehrkosten von Elektrofahrzeugen gegenüber konventionellen Kraftfahrzeugen auf Basis von Superbenzin basierend auf einem Listenpreisvergleich unterschiedlicher Hersteller des ADAC (2014, 2016).

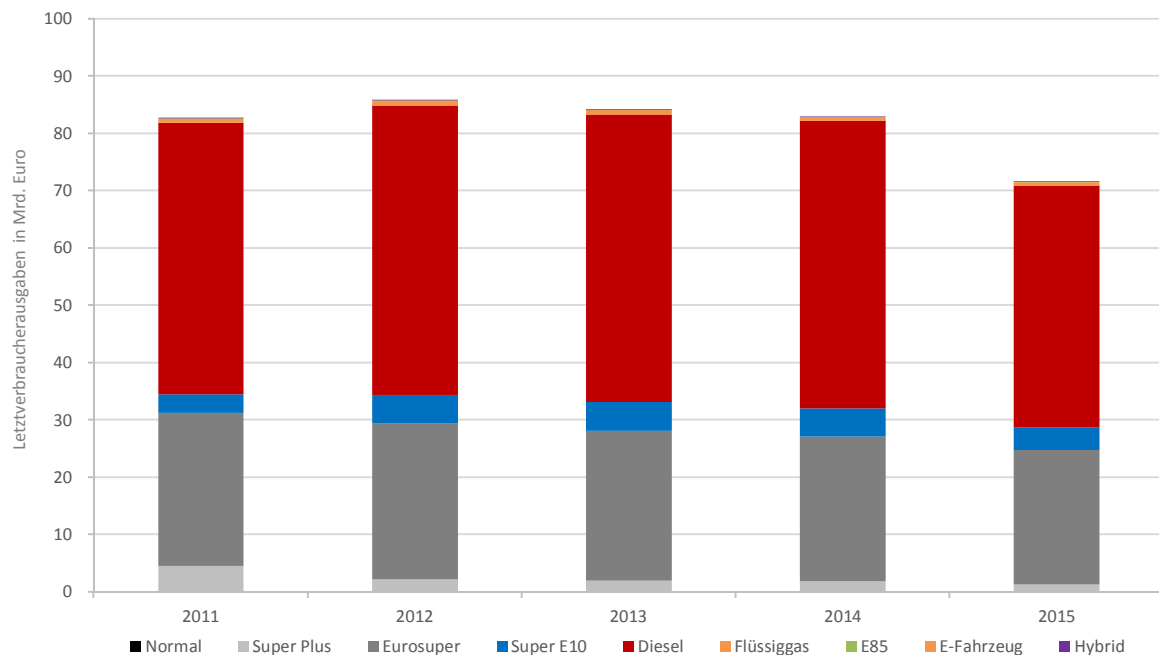
Abbildung 22: Treibstoffabsatz in Energieeinheiten



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEb (2016b)

309. Multipliziert man den Absatz mit den Letztverbraucherpreisen so erhält man die mit den Kraftstoffen verbundenen Letztverbraucher Ausgaben (vgl. Abbildung 23). Es zeigt sich ein über die letzten Jahre stabiles Gesamtbild mit einem deutlichen Einbruch in 2015, der im Wesentlichen auf den gesunkenen Ölpreis zurückzuführen ist. Dieser wird exogen über den Weltmarkt bestimmt. Der stagnierende Endenergieverbrauch dagegen entspricht einer endogenen Größe. Veränderungen der Letztverbraucher Ausgaben sind demzufolge in diesem Jahr ausschließlich exogenen Faktoren zuzuordnen. In diesem Jahr wurden 71,6 Mrd. Euro (ohne MwSt.) für Kraftstoffe aufgewendet, 11,3 Mrd. Euro weniger als noch Vorjahr. Der mittlere Dieselpreis bspw. ist bei annähernd konstantem Absatz von 2014 auf 2015 um knapp 20 % gesunken. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt haben die Letztverbraucher Ausgaben im Verkehr einen Anteil von 2,4 % in 2015 (2014: 2,8 %). Durch die Energiewende bedingte Mehrkosten fallen nach wie vor nicht ins Gewicht.

310. Die Zahlen deuten darauf hin, dass das selbst gesteckte Ziel der Bundesregierung bis zum Jahr 2020 eine Mio. Elektroautos im Fuhrpark der Bundesrepublik zu vermelden nach wie vor in weiter Ferne ist. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken und die Elektromobilität zu stärken hat die Bundesregierung in diesem Jahr eine staatliche Kaufprämie ins Leben gerufen, den sogenannten Umweltbonus. Unter bestimmten Voraussetzungen wird dem Käufer eines Elektroautos eine Prämie von 3 000 bis 4 000 Euro gewährt. Das Förderprogramm dauert solange an bis die verfügbaren Mittel von 1,2 Mrd. Euro ausgeschöpft sind. Damit könnten also bis zu 400 000 Elektroautos gefördert werden. Eine erste Bilanz deutet allerdings darauf hin, dass ein entscheidender Nachfrageimpuls weiterhin ausbleibt (Süddeutsche Zeitung, 2016). Eine noch nicht vollständig ausgereifte Technologie und fehlende Infrastruktur werden als Gründe für das weiterhin mangelnde Interesse angeführt. Darüber hinaus deckt die Kaufprämie nicht die Mehrkosten eines Elektroautos.

Abbildung 23: Letztverbraucherausgaben in Mrd. Euro (ohne MwSt.)

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2016b), BMWi (2016i), C.A.R.M.E.N. e. V. (2015), BAFA (2016a, 2016b), KBA (2016) und DVFG (2016)

7.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen

311. Zur Wärmeerzeugung beziehen die Letztverbraucher Energieträger wie Erdgas, Flüssiggas, schweres oder leichtes Heizöl, Elektrizität oder Biomasse. Die Summe der Zahlungen (abzüglich Umsatzsteuer) bilden die direkten energetischen Letztverbraucherausgaben für Wärme. Dabei handelt es sich um die Kosten der Endenergieträger, die vom Letztverbraucher 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.

312. Elektrische Wärmepumpen, Solarthermie-Anlagen und Holzpellet-Heizungen erfordern höhere Anschaffungsausgaben als konventionelle Heizanlagen, etwa gegenüber der Gasbrennwerttherme, die nachfolgend als Referenzanlage angenommen wird.³⁸ Andererseits sinken die Ausgaben für Energieträger. Dies kann fälschlicherweise den Eindruck erwecken, dass die Wärmeversorgung kostengünstiger geworden ist. In Wirklichkeit wurden die Letztverbraucherausgaben für Energie nur durch zusätzliche Letztverbraucherausgaben für Heizungssysteme ersetzt.

Ähnlich sieht es aus mit den Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung. Dazu gehören:

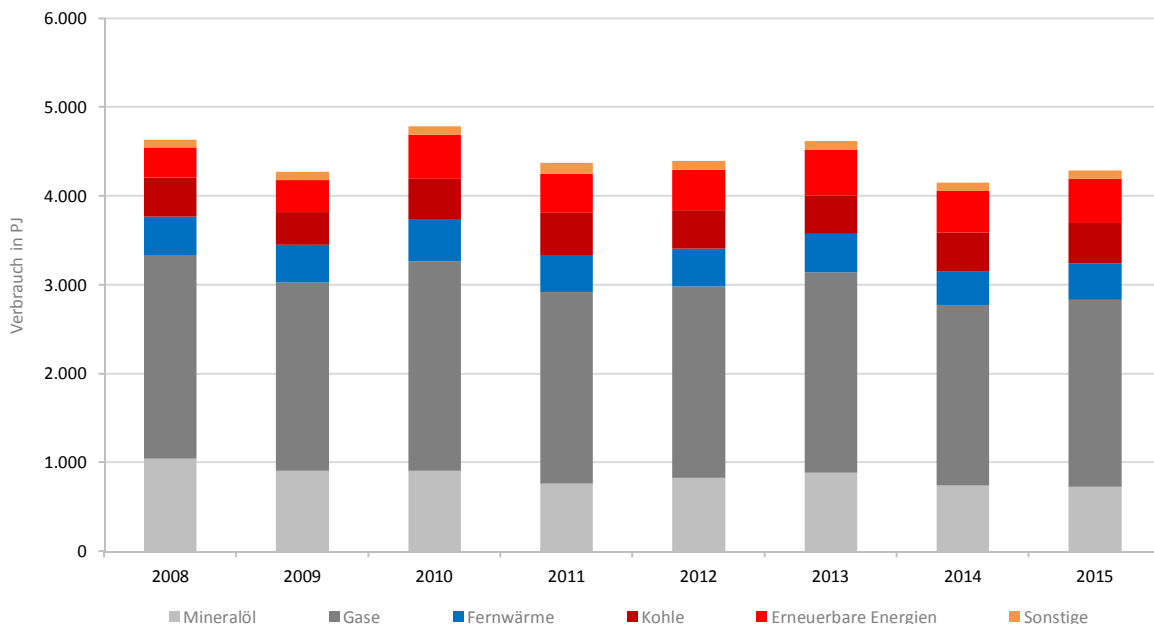
- Wärmedämmung von Wänden, Dachflächen und Geschossdecken
- Fenster und Außentüren mit hohen Dämmstandards
- Erneuerung/Einbau einer Lüftungsanlage

³⁸ Es wird vereinfachend angenommen, dass die Wartungs- und Unterhaltskosten denjenigen der Referenzsysteme (Gas- bzw. Heizöl-Brennwerttherme) entsprechen, so dass die entsprechenden Ausgaben nachfolgend nicht berücksichtigt werden müssen.

Die damit verbundenen Investitionsausgaben werden wie die Zusatzkosten innovativer Heizsysteme als Letztverbraucherausgaben für die Wärmeversorgung behandelt. Im Neubaubereich ist dies womöglich nicht vollauf gerechtfertigt, doch bei entsprechenden Investitionen im Altbaubestand ist diese Klassifikation zulässig. Für weitere Ausführungen zum Vorgehen sei auf die letztjährige Stellungnahme verwiesen.

313. Abbildung 24 gibt einen Überblick über die zu Wärmezwecken verwendeten Endenergieträger. Der Energieträger „Sonstige“ setzt sich zum Großteil aus nicht erneuerbarem Abfall zusammen. Elektrizität ist nicht aufgeführt, um eine Doppelzählung mit der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung zu vermeiden. Man beobachtet einen über die letzten Jahre recht konstanten Verbrauch. Weiterhin ist ersichtlich, dass der Erdölanteil stetig zurückgeht und der Erneuerbaren-Anteil kontinuierlich steigt. Ein Rückgang aufgrund von energetischen Sanierungsmaßnahmen oder effizienteren Heizungssystemen ist noch nicht zu erkennen. Möglicherweise spielen hier auch Rebound-Effekte eine Rolle.

Abbildung 24: Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen

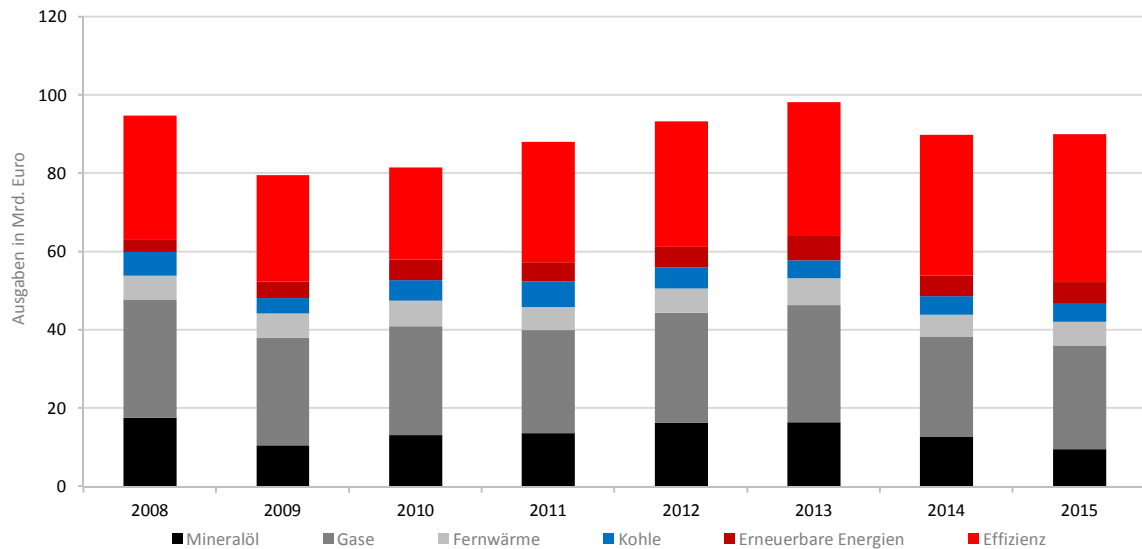


Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2016a, 2016d) und BMWi (2016j)

314. Für die Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung Wärme werden die mit diesen Energiemengen verbundenen Letztverbraucherausgaben benötigt. Zu diesem Zweck wird der Letztverbraucherabsatz des jeweiligen Sektors mit dem zugehörigen Preis multipliziert. Darüber hinaus benötigt man die Investitionsausgaben für die energetische Sanierung von Gebäuden. In ihrer Statistik über Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe schätzt das DIW jährlich die energetisch bedingten Sanierungsmaßnahmen im Wohnungsbau und nicht-Wohnungsbau. Diese beinhalten auch die Anschaffung von innovativen und konventionellen Heizungssystemen sowie Photovoltaikanlagen, die nachträglich subtrahiert werden müssen. Es handelt sich um Vollkosten, die auch Kleinmaßnahmen berücksichtigen. Ergänzend muss berücksichtigt werden, dass rund 20 % aller energetischen Sanierungsmaßnahmen eine staatliche Förderung erhalten (BEI/IWU, 2010). Auch innovative Heizungssysteme werden im Rahmen des Marktanreizprogramms gefördert. Die Kosten dieser staatlichen Förderung in Form von Zinsvergünstigungen und Tilgungszuschüssen werden von den Bruttoinvestitionen abgezogen.

315. Abbildung 25 zeigt zusammenfassend die Letztverbraucherausgaben für den Wärmebereich (jeweils ohne Mehrwertsteuer) als Summe aus Energieträgerausgaben und Effizienzinvestitionen, wobei Fördermittel abgezogen sind. Es ist zu beobachten, dass die Letztverbraucherausgaben für Brennstoffe aufgrund der niedrigen Weltmarktpreise (exogen bestimmt) im Jahr 2014 und 2015 deutlich zurückgegangen sind. Dieser Rückgang wurde durch gestiegene Ausgaben für Effizienz kompensiert und könnte durch das niedrige Zinsniveau erklärt werden.

Abbildung 25: Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BMWi (2016j), BNetzA (2014), DEPI (2016), Kluitmann (2016), Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (2016), BDH (2016), BMWi/Fichtner (2014), DIW (2016), IER/IZT (2014) und AGEE-Stat (2016)

316. Im Jahr 2015 betragen die energiebedingten Letztverbraucherausgaben für Wärme rund 52 Mrd. Euro (ohne Elektrizität und ohne Mehrwertsteuer). Für das gleiche Jahr werden die Kosten von energetischen Sanierungen (inkl. der Mehrkosten innovativer Heizungssysteme gegenüber Referenzanlagen, aber abzüglich staatlich gewährter Fördermittel) auf 38 Mrd. Euro beziffert. Setzt man die Summe dieser Zahlen ins Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt des Jahres 2015, so bedeutet der Bezug von Wärmedienstleistungen aus Sicht der Letztverbraucher eine relative Belastung der Volkswirtschaft von 3,0 %. Aus diesen Berechnungen ergeben sich eine Reihe von Schlussfolgerungen:

- Die Gesamtbelastungen der Letztverbraucher für Niedertemperatur-Wärmedienstleistungen übersteigen die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität, die in den letzten Jahren im Fokus der Energiekostendebatte standen.
- Auch unter Berücksichtigung einiger Unschärfen in der Berechnung stellen die Investitionsausgaben für Energieeffizienz einen beträchtlichen Anteil der Kosten für Wärmedienstleistungen dar.

7.3 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung

317. Auch in diesem Berichtsjahr führt die Expertenkommission den Indikator der Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung fort. Dieser Indikator weist im Vergleich zu sektoralen Strompreisen eine gewisse Neutralität gegenüber Verteilungsfragen auf. Während sektorale Strompreise durch verschiedene Ausnahmetatbestände (BesAR, StromNEV § 19 etc.) in erheblichem Umfang von Verteilungsfragen geprägt sind, erlaubt die Gesamtrechnung eine von Verteilungsfragen weitestgehend abstrahierte Analyse. Die Expertenkommission verkennt dabei keineswegs die besondere Relevanz von Verteilungsfragen, sondern ist vielmehr der Auffassung, dass diese Fragen gesondert zu analysieren sind (vgl. Kapitel 7.5 und Kapitel 7.6).

318. Die Zeitreihe zur Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung mit ihren wesentlichen Komponenten ist in Tabelle 11 dargestellt. Bei den dargestellten Angaben handelt es 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 Umsatzsteuer³⁹. Ebenfalls nicht enthalten sind die Ausgaben für die Eigenzeugung von Elektrizität in Industrie- und Blockheizkraftwerken.

319. Bei einer ersten Analyse dieser Ausgaben lässt sich feststellen, dass die Gesamtausgaben im Vergleich zum Vorjahr um ca. 0,9 Mrd. Euro gesunken sind. Wesentlichen Einfluss auf diese Entwicklung haben Berichtungen der für die Vorjahre zu hoch angesetzten Offshore-Umlage nach dem Energiewirtschaftsgesetz EnWG § 17f. Laut der Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) lagen die Erlöse aus der Offshore-Umlage bei ca. minus 38 Mio. Euro und führten somit zu einer Entlastung der Verbraucher. Im Vergleich zum Vorjahr ergibt sich damit allein im Bereich der Offshore-Umlage eine Entlastung von rund 0,8 Mrd. Euro. Allerdings ist diese Entlastung nur von vorübergehender Natur. Sowohl die Offshore-Umlage als auch andere Umlagen bzw. Ausgabepositionen werden in den kommenden Jahren steigen.

320. Beispielsweise steigen die Auszahlungen für KWK-Anlagen, die unter dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) gefördert sind, seit dem Jahr 2011 kontinuierlich an. Für das Jahr 2016 erwarten die ÜNB mit ca. 1,1 Mrd. Euro die bisher höchste Auszahlung an Fördergeldern unter dem KWKG. Verglichen mit dem Jahr 2015 entspricht das in etwa einer Verdopplung der Förderbeträge und entsprechend einer Mehrbelastung der Verbraucher. Auch prognostizieren die ÜNB weiter steigende EEG-Differenzkosten bzw. Erlöse aus der EEG-Umlage von knapp 23 Mrd. Euro im Jahr 2016 und knapp 24 Mrd. für das Jahr 2017.

321. Im Bereich der Netzentgelte lässt sich für das Jahr 2015 eine vorläufige Stabilisierung erkennen, die aber in den kommenden Jahren so nicht bestehen bleiben wird. Eine Senkung der Erlösbergrenzen auf Verteilnetzebene im Jahr 2015 wird weitestgehend durch steigende Übertragungsnetzkosten im gleichen Jahr kompensiert. Auf Ebene der Übertragungsnetze sind in den kommenden Jahren weitere Kostensteigerungen durch Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen, die Vorhaltung verschiedener Reserven (Netzreserve § 13d EnWG, Kapazitätsreserve § 13e EnWG, Sicherheitsbereitschaft § 13g und Netzstabilitätsanlagen § 13k EnWG), die Erdverkabelung und den Netzausbau allgemein absehbar (vgl. Kapitel 6.2). Auch auf Verteilnetzebene ist in den nächsten Jahren mit weiteren Netzentgelterhöhungen zu rechnen (E-Bridge/IAEW/OFFIS, 2014). In welchem Umfang

³⁹ Die Angaben des Statistischen Bundesamtes zu den Erlösen des Stromabsatzes beinhalten Stromsteuervergünstigungen, die im nachträglichen Entlastungsverfahren gewährt und zunächst vom Stromlieferanten erhoben werden (§ 10 und ab dem Jahr 2011 § 9 StromStG). Die Gesamthöhe der jährlichen Entlastung durch den Spitzenausgleich ist in den Subventionsberichten der Bundesregierung (BMF, 2015) dokumentiert und wurde von den Erlösangaben des Statistischen Bundesamtes abgezogen.

die unlängst von der Bundesnetzagentur gesenkten Eigenkapitalzinssätze diese Steigerungen dämpfen, ist momentan noch nicht absehbar. Die geänderten Eigenkapitalzinssätze für Neuanlagen von 6,91 % (zuvor 9,05 %) gelten ab dem Jahr 2019.

322. Schließlich ist zu erkennen, dass die marktbasieren Ausgabenelemente und damit der Kern des „Strommarkt 2.0“ auf niedrigem Niveau verharren. Der Trend sinkender Erlöse im Bereich der konventionellen Erzeugung setzt sich fort. An dieser Stelle weist die Expertenkommission zum wiederholten Mal darauf hin, dass diese Situation nicht dauerhaft bestehen kann (EWK, 2012, 2014a, 2014b, 2015). Mittel- bis langfristig müssen sich höhere Preisniveaus an den Stromgroßhandelsmärkten einstellen, um den noch immer benötigten konventionellen Kraftwerken ein wirtschaftliches Auskommen zu ermöglichen. Zwar würde damit auch eine sinkende EEG-Umlage einhergehen, aber letztendlich führen steigende Stromgroßhandelspreise insgesamt zu steigenden Kosten bei den Letztverbrauchern. Dass die derzeitige Situation nicht nachhaltig ist, lässt sich den umfangreichen Wertberichtigungen der Kraftwerksbetreiber entnehmen (vgl. Kapitel 7.4).

Tabelle 11: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

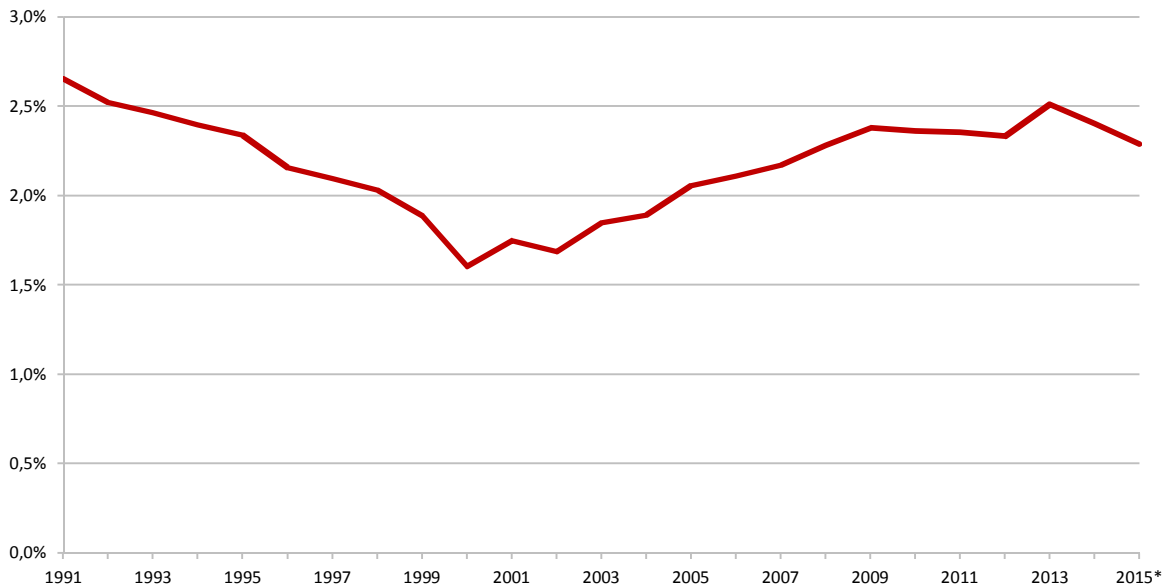
	2010	2011	2012	2013	2014	2015*
	Mrd. Euro					
Gesamtausgaben [1]	60,9	63,6	64,3	71,0	70,3	69,4
Staatlich induzierte Elemente	17,2	23,0	23,3	30,0	32,3	31,3
Stromsteuern [2]	6,4	7,2	7,0	7,0	6,6	6,6
Konzessionsabgaben [3]	2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0
EEG-Umlage (EEG-Differenzkosten) [4]	8,3	13,4	14,0	19,8	22,3	22,0
KWKG [5]	0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Umlagen (§ 17F, § 18 EnWG) [6]	-	-	-	0,7	0,8	0,0
Staatlich regulierte Elemente	16,9	17,6	19,0	21,2	21,4	21,4
Netzentgelte Übertragungsnetz [7]	2,2	2,2	2,6	3,0	3,1	3,5
Netzentgelte Verteilnetz [8]	14,7	15,4	16,4	18,2	18,3	17,9
Marktgetriebene Elemente	26,8	23,1	22,0	19,8	16,6	16,8
Marktwert EEG-Strom [9]	3,5	4,4	4,8	4,2	4,1	4,7
Erzeugung und Vertrieb [10]	23,3	18,6	17,2	15,6	12,5	12,0

*teilweise vorläufig

- [1] Erlöse aus dem Stromabsatz gemäß Destatis (2016b), abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß BMF (2015)
- [2] Destatis (2016d)
- [3] Schätzung auf Basis von Destatis (2012a, 2012b)
- [4] Netztransparenz (2016)
- [5] ÜNB Jahresabrechnungen KWKG
- [6] ÜNB Jahresabrechnungen §§ 17F, 18 EnWG
- [7], [8] Eigene Berechnung und Annahmen auf Basis persönlicher Mitteilungen der BNetzA zu Erlösobergrenzen 2012 bis 2016
- [9] BMWi (2016b)
- [10] Residuum

323. Zusätzlich zur Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung zeigt Abbildung 26 die Letztverbraucherausgaben in Relation zur allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung in Form des nominalen Bruttoinlandsprodukts. Der Grafik ist zu entnehmen, dass der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP mit 2,3 % sich wieder auf dem Niveau von 2012 befindet.

Abbildung 26: Anteil der Letztverbraucherenausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Letztverbraucherenausgaben für Elektrizität vgl. Tabelle 11, BIP gemäß Destatis (2016h)

Box 3: Die politische Dimension der Kernenergie Rückstellungen

Im Kapitel 8.3 des Monitoring-Berichts beschreibt die Bundesregierung ihre Strategie zu den offenen Fragestellungen rund um den Kernenergieausstieg. U. a. werden Ergebnisse der „Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs“ (KFK, 2016) dargelegt, welche die Handlungsfelder der Bundesregierung bei der Ausgestaltung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs diskutiert. Dabei geht es einerseits um die Frage inwiefern die bereits gebildeten Rückstellungen voraussichtlich auskömmlich sind und weiterhin wie eine gerechte Verteilung der mit dem Ausstieg verbundenen Kostenrisiken zwischen Staat und Unternehmen ausgestaltet sein könnte. Zur Sicherung der Kosten für Rückbau, Stilllegung, Verpackung und Rückführung, die bei den Betreibern verbleiben, schlägt die Kommission vor, Rückstellungen in Höhe von 22,6 Mrd. Euro bei den Betreibern zu belassen. Gleichzeitig sollen Mittel in Höhe von 23,3 Mrd. Euro zur finanziellen Sicherung von Zwischen- und Endlagerkosten an den Staat übergehen. Diese ergeben sich aus von der Kommission veranschlagten Mitteln und beinhalten einen Risikoaufschlag von rund 35 %. Damit sollen die Risiken, die mit den langfristigen Verpflichtungen der Endlagerung an den Staat übergehen, abgegolten werden. Eine nähere Begründung zur Wahl des Risikozuschlags ist nicht aufgeführt. Die Mittel sollen auf Empfehlung der Kommission von den Betreibern schrittweise bis zur Beendigung des Leistungsbetriebs der Kernkraftwerke einem zweckgebunden öffentlich-rechtlichen Fonds zugeführt werden. Die Summe aus vorgeschlagenen Rückstellungen und der Einzahlungen in den Fonds übersteigt die heutigen Rückstellungen um 7,4 Mrd. Euro. Im Jahr 1999 hatte die Bundesregierung die Energieversorger verpflichtet, die Kernenergie-Rückstellungen von mehr als 70 Mrd. DM um gut die Hälfte zu reduzieren (Spiegel online, 1999). Die heutige Problematik bei der Finanzierung des Kernausstiegs kann zumindest teilweise auf diese politische Intervention zurückgeführt werden.

7.4 Die verborgenen Kosten der Vorhaltung von Kraftwerksleistung

324. Eine angemessene Bewertung von Kraftwerken orientiert sich in den Bilanzen der Unternehmen an den zukünftigen Deckungsbeiträgen der jeweiligen Kraftwerke. Ist ein Kraftwerk aktuell und voraussichtlich auch zukünftig nicht mehr in der Lage, die zu einer regulären Abschreibung erforderlichen positiven Deckungsbeiträge zu generieren, so erfolgt eine Bewertungskorrektur in Form einer außerplanmäßigen Abschreibung.

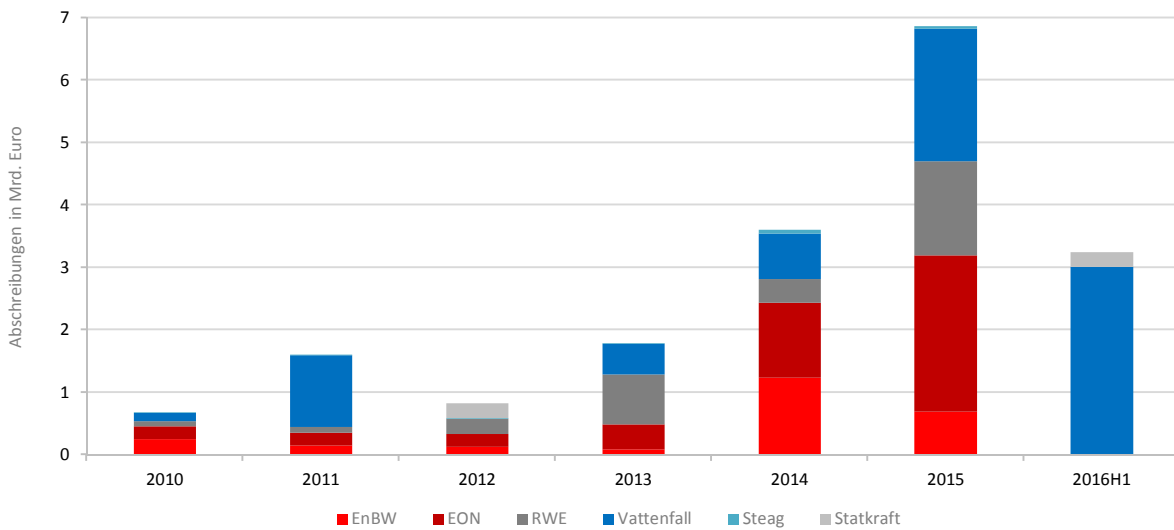
325. Laut Medienberichten haben Kraftwerksbetreiber in den letzten Jahren in erheblichem Umfang solche außerplanmäßigen Abschreibungen auf konventionelle Erzeugungskapazitäten vorgenommen. Nach Einschätzung der Financial Times (2016) haben die 12 größten Energieversorger Europas zwischen 2010 und 2015 insgesamt über 100 Mrd. Euro abgeschrieben. Mit 86 Mrd. Euro Wertverlust der 16 größten Versorger Europas gelangt Ernst & Young (2015) zu einer ähnlichen Größenordnung für den Zeitraum von 2010 bis einschließlich 2014. Diese Zahlen beinhalten sowohl Abschreibungen auf Assets jeglicher Art als auch die Einbußen der Firmenwerte. Als Ursachen werden die gesunkenen Stromgroßhandelspreise, ein rückläufiger Elektrizitätsabsatz, politische Unsicherheiten, Überkapazitäten und der unerwartet expansive Ausbau erneuerbarer Energien angeführt. Das FÖS (2015) hebt hervor, dass der Werteverlust deutscher Kraftwerksbetreiber auch auf Fehlinvestitionen und unrentable Unternehmenskäufe im Ausland zurückzuführen ist.

326. Unabhängig von den Ursachen gehören außerplanmäßige Abschreibungen zu den gesamtwirtschaftlichen Kosten der Elektrizitätsversorgung, nur werden diese nicht von den Letztverbrauchern, sondern von den Kraftwerkseigentümern getragen. Um ein genaueres Bild über die Entwicklung in Deutschland zu erlangen, kann man die Geschäftsberichte der sechs großen in Deutschland tätigen Energieversorger RWE, EON, EnBW, Vattenfall, STEAG und Statkraft heranziehen.⁴⁰ Im Jahr 2010 verfügten diese Unternehmen zusammen über eine konventionelle Kraftwerksleistung von 90 GW, die bis 2015 auf 74 GW gesunken ist. Gemessen an der installierten Leistung war RWE in 2015 der größte Versorger, gefolgt von Vattenfall, EON, EnBW, STEAG und Statkraft. Während die ersten vier über ein breites Portfolio konventioneller Erzeugungsanlagen verfügen, beschränkt sich der Kraftwerkspark von STEAG mit 8,3 GW fast ausschließlich auf Steinkohlekraftwerke und der von Statkraft mit 2,4 GW fast ausschließlich auf Gaskraftwerke.

327. In Abbildung 27 sind die außerplanmäßigen Abschreibungen der letzten Jahre aggregiert dargestellt. Es handelt es sich um die Wertberichtigungen auf konventionelle Erzeugungsanlagen in Deutschland infolge geringerer Ertragswartungen. Nicht enthalten sind Wertminderungen des Firmenwerts. Insgesamt belaufen sich die außerplanmäßigen Abschreibungen zwischen 2010 und 2015 auf kumuliert knapp 19 Mrd. Euro, mit einem zuletzt stark ansteigenden Trend. Der Ausschlag bei Vattenfall in 2011 bspw. bezieht sich auf die mit der Abschaltung der Kernkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel einhergehenden Wertberichtigungen. Die bereits verfügbaren Zahlen aus den Quartalsberichten für 2016 von Vattenfall und Statkraft deuten auf weiterhin hohe Wertberichtigungen hin. Einen weiteren Hinweis in dieser Richtung liefert die Abspaltung von Uniper aus dem EON-Konzern. Analysten zufolge ist der Wert konventioneller Erzeugungsanlagen in den Büchern des neuen Unternehmens erheblich überbewertet (Handelsblatt, 2016).

⁴⁰ Es sei ergänzend hinzugefügt, dass neben den großen Kraftwerksbetreibern auch kleinere Erzeuger in Deutschland außerordentliche Wertberichtigungen vorgenommen haben, über die jedoch selbst beim BDEW keine statistischen Angaben vorliegen. Es wird daher empfohlen, im Rahmen des Energiewende-Monitorings entsprechende Daten zu erheben.

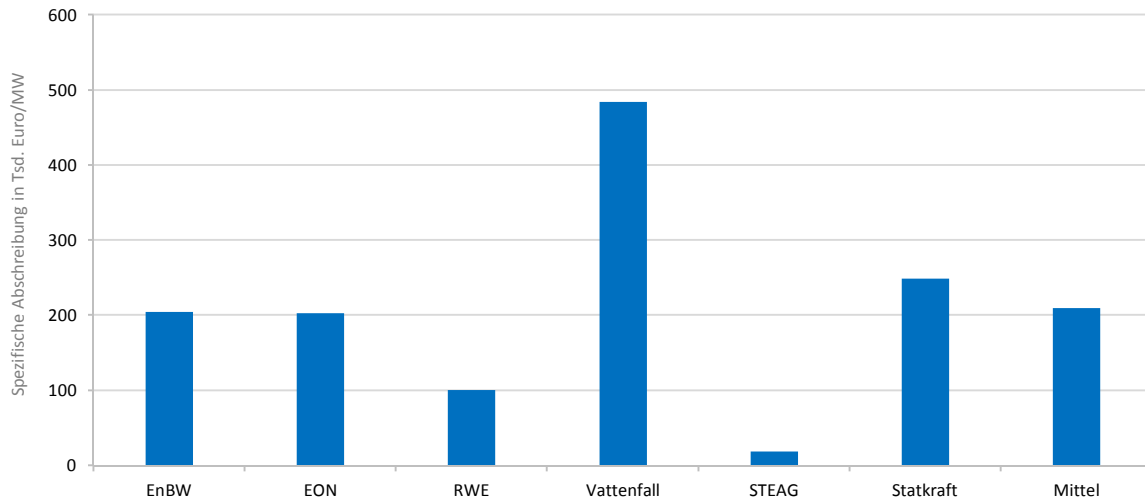
Abbildung 27: Außerplanmäßige Abschreibungen auf Erzeugungsanlagen großer Versorger in Deutschland



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der jeweiligen Geschäftsberichte von E.ON SE (2011-2016), EnBW AG (2011-2016), RWE AG (2011-2016), Statkraft AS (2011-2016), STEAG GmbH (2011-2016) und Vattenfall AB (2011-2016)

328. Man kann die Entwicklung der außerordentlichen Abschreibungen in drei Phasen unterteilen. Mit dem Moratorium nach der Katastrophe von Fukushima wurden in den Bilanzen der Versorger noch im selben Jahr Wertberichtigungen auf die Kernkraftwerke getätigt. In den darauffolgenden Jahren wurden außerplanmäßige Abschreibungen hauptsächlich auf Gaskraftwerke verbucht. In jüngster Zeit trifft es auch die Stein- und Braunkohlekraftwerke. Dies sind allerdings nur Tendenzaussagen, denn in den meisten Geschäftsberichten sind die Wertberichtigungen weder einzelnen Erzeugungsanlagen noch Kraftwerkstypen zugeordnet. Anhaltspunkte lassen sich jedoch gewinnen, indem die außerordentlichen Wertminderungen der einzelnen Unternehmen mit den installierten Leistungen in Beziehung gesetzt werden (vgl. Abbildung 28). Die Bandbreite der Ergebnisse reicht von 19.000 Euro pro MW bei STEAG bis zu knapp 500.000 Euro pro MW bei Vattenfall. Dies könnte darauf hindeuten, dass bei manchen Unternehmen noch weiterer Wertminderungsbedarf besteht, insbesondere bei Kraftwerken, deren Investitionszeitpunkt noch nicht lange zurückliegt. Tatsächlich meldete STEAG (2016) mit Pressemitteilung vom 02.11.2016 die Stilllegung von fünf Steinkohle-Kraftwerksblöcken an, die voraussichtlich Wertberichtigungen in der kommenden Bilanz nach sich ziehen wird. Außerplanmäßige Abschreibungen können nur solange verbucht werden, bis die Assets in den Bilanzen wertlos sind, da negative Positionen nicht erlaubt sind. Doch selbst wenn dieser Punkt erreicht wird, bleibt die Finanzierungslücke neuer Kraftwerke weiterhin bestehen.

329. Der beträchtliche Umfang außerordentlicher Kraftwerksabschreibungen in Deutschland und Europa deutet darauf hin, dass die Letztverbraucher momentan nicht die vollen Kosten der Elektrizitätsversorgung bezahlen. Sofern die Kraftwerksinvestitionen der Vergangenheit nicht auf Fehlentscheidungen der Betreiber beruhen, etwa einer Überschätzung der Nachfrageentwicklung, sondern notwendig sind für eine dauerhaft gesicherte Elektrizitätsversorgung, kann ein solcher Zustand nur vorübergehender Natur sein. Man wird die Kraftwerkseigentümer nicht dauerhaft zur Kasse bitten können. Die Entwicklung der außerordentlichen Abschreibungen deutet damit an, dass zur künftigen Versorgungssicherheit noch einmal höhere Letztverbraucherleistungen erforderlich sein werden, wobei es von der staatlichen Regulierung abhängt, ob dies über steigende Großhandelspreise, über Zahlungen zugunsten von Kapazitätsmechanismen oder über andere Finanzierungswege umgesetzt werden wird.

Abbildung 28: Spezifische außerplanmäßige Abschreibungen auf Erzeugungsassets ausgewählter Kraftwerksbetreiber

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der jeweiligen Geschäftsberichte von E.ON SE (2011-2016), EnBW AG (2011-2016), RWE AG (2011-2016), Statkraft AS (2011-2016), STEAG GmbH (2011-2016) und Vattenfall AB (2011-2016)

7.5 Stromnetzentgelte

330. Die momentane Ausgestaltung der staatlich induzierten und regulierten Strompreisbestandteile bewirkt, dass die Preissignale des Strommarktes nicht ausreichend an Verbraucher weitergegeben werden können. Die regulierten Strompreisbestandteile stellen damit ein Hemmnis für verbrauchsseitige Flexibilitäten und die Sektorkopplung dar. Eine Vielzahl von Ausnahmetatbeständen bewirkt zudem eine verzerrte Verteilung der Lasten innerhalb der Verbrauchergruppen und erschwert die Akzeptanz der Energiewende. Diskussionen über die Höhe und Verteilung der Energiewendekosten sind immer wieder Gegenstand medialer Aufmerksamkeit. Die Expertenkommission hat sich daher entschieden, in ihrem Bericht vertiefend auf die zwei wesentlichen staatlich regulierten und induzierten Strompreisbestandteile einzugehen. In Kapitel 7.5 werden die Netzentgelte und in Kapitel 7.6 die EEG-Umlage analysiert, damit verbundene Verzerrungswirkungen und Ansätze zur Weiterentwicklung werden aufgezeigt.

331. Die Kosten für den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau der Stromnetze werden über die Netzentgelte von den Verbrauchern getragen. Für 2015 genehmigten die Regulierungsbehörden den Netzbetreibern Erlöse in Höhe von 21,4 Mrd. Euro⁴¹. Die Summe der von den Letztverbrauchern tatsächlich gezahlten Netzentgelte ist nicht öffentlich bekannt. Die Erlösobergrenze gibt insofern nur einen Anhaltspunkt für die Größenordnung der Netzentgelte.⁴² Die Netzbetreiber passen die Netzentgelte nach den Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zum 01. Januar eines Jahres an.⁴³ Alle Netzbetreiber haben eine Veröffentlichungspflicht.⁴⁴

⁴¹ BNetzA (2016g) und eigene Berechnungen.

⁴² Aufgrund des Wälzungsmechanismus der Netzkosten entstehen Zahlungsströme unter den Netzbetreibern, durch die die summierte Erlösobergrenze höher ausfällt als die Summe der gezahlten Netzentgelte.

⁴³ ARegV § 17 (3), unterjährige Anpassung möglich.

⁴⁴ Nach StromNEV § 27.

Jährliche Preisblätter geben Auskunft über die grund- bzw. leistungsbezogenen Preisbestandteile und die Arbeitspreise nach Art der Leistungsmessung (SLP, rLM)⁴⁵, der Anschlussnetzebene und der Jahresbenutzungsdauer.

332. Die Netzentgelte auf der Niederspannungsebene sind generell höher als auf der Mittel- und Hochspannungsebene. Wegen der Nichtdiskriminierung sind die Netztarife für alle Kunden eines Netzgebiets und einer Spannungsebene gleich (Ausnahme: individuelle Netzentgelte nach § 19 StromNEV). Weil industrielle Verbraucher meist in der Mittel- und Hochspannungsebene angeschlossen sind, zahlen sie ein durchschnittliches Netzentgelt von 2,06 ct/kWh⁴⁶, während Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh im Durchschnitt 6,71 ct/kWh zahlen müssen⁴⁷ (BNetzA/BKartA, 2016).

333. Zu den Gründen für die, im Vergleich zu Hoch- und Mittelspannungsnetzen, höheren Kosten auf der Niederspannungsebene gehört die Kostenwälzung nach StromNEV. Dabei wird unterstellt, dass die Kunden der nachgelagerten Netzebenen auch die vorgelagerten Netzebenen nutzen und sich daher auch an den entsprechenden Kosten beteiligen müssen. Das bedeutet, dass ein am Hochspannungsnetz angeschlossener Stromkunde lediglich die Kosten der Höchst- und Hochspannungsebene zahlt, während ein Haushaltskunde, der an das Niederspannungsnetz angeschlossen ist, die Kosten für alle Netzebenen zahlen muss.

334. Die Ausgestaltung des Wälzungsmechanismus rührt von einer überholten Betrachtungsweise, nach der elektrische Erzeuger nur auf der höchsten Spannungsebene einspeisen und das Netz für die Verbraucher bis auf die unterste Netzebene ausgebaut werden musste. Dies vernachlässigt aber, dass mittlerweile die meisten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten an das Nieder- oder Mittelspannungsnetz angeschlossen sind (erneuerbare Energien hatten im Jahr 2015 einen Anteil von 31,6 % an der Bruttostromerzeugung). Dadurch kommt es zeitweise zur Umkehrung der Stromflüsse von den unteren zu den höheren Netzebenen. Bisher bekommen die in Nieder- und Mittelspannungsnetze einspeisenden Erzeuger eine finanzielle Kompensation in Höhe der von den Verteilnetzbetreibern eingesparten Netzentgelte. Diese vermiedenen Netzentgelte beruhen auf der Überlegung, dass der Verteilnetzbetreiber weniger Elektrizität aus den höheren Netzebenen beziehen und daher weniger Netzkosten der vorgelagerten Ebenen zahlen muss. Durch die Einspeisung auf den unteren Netzebenen entfallen in Wirklichkeit aber keine Netzkosten, sondern es sind im Gegenteil oft zusätzliche Netzverstärkungen notwendig.

335. Die Netzentgelte weisen auch regional große Unterschiede auf. Interessanten Aufschluss über die Leistungswirkungen der Netzentgelte bietet ein Blick auf Abbildung 29, in der die Bundesnetzagentur die durchschnittlichen Netzentgelte zum Januar 2016 für verschiedene Verbrauchergruppen in regionaler Auflösung darstellt. Die erhobenen grund- bzw. leistungsbezogenen Preisbestandteile sowie die Arbeitspreise werden auf die jährlich bezogenen Energiemengen umgelegt, um die Verbrauchergruppen vergleichbar zu machen.

⁴⁵ SLP – Standardlastprofil, rLM – registrierte Leistungsmessung.

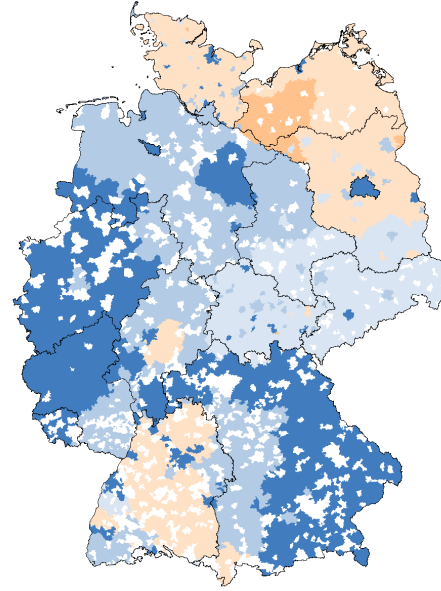
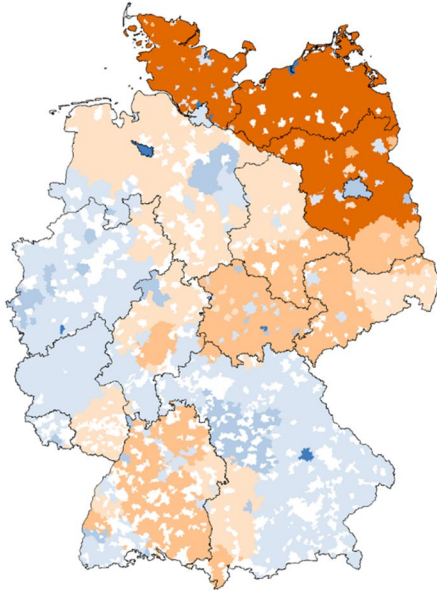
⁴⁶ Am Beispiel eines Industriekunden mit einer Jahresabnahmemenge von 24 GWh, der nicht unter Entlastungsregelungen fällt.

⁴⁷ Preisstand zum 01. April 2016.

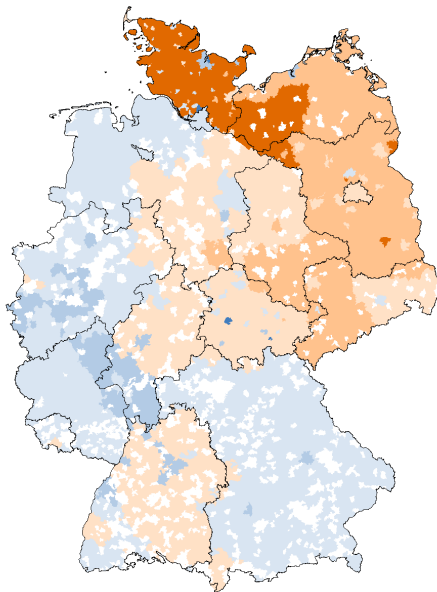
Abbildung 29: Durchschnittliche Strom-Netzentgelte nach Verbrauchergruppen













Haushaltskunden⁴⁸

Gewerbekunden⁴⁹



Industriekunden⁵⁰



Haushalt und Gewerbe		Industrie	
ct/kWh		ct/kWh	
	< 5,0		<= 1,2
	5,0 bis 6,0		1,21 bis 1,7
	6,0 bis 7,0		1,71 bis 2,2
	7,0 bis 8,0		2,21 bis 2,7
	8,0 bis 9,0		2,71 bis 3,2
	> 9,0		> 3,2

Quelle: BNetzA (2016i)

⁴⁸ Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in der Niederspannung ohne Leistungsmessung.

⁴⁹ Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in der Niederspannung ohne Leistungsmessung.

⁵⁰ Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in der Mittelspannung.

336. Die hier aufgeführten Daten lassen den Rückschluss zu, dass sehr viele Verbraucher einen geringfügig geringeren Anteil an den Netzentgelten als den durchschnittlichen Wert zahlen, während eine kleinere Gruppe von Verbrauchern aufgrund der regionalen Besonderheiten einer erheblich höheren Belastung ausgesetzt ist (vgl. Box 4).

Box 4: Beispielrechnung zur Mehr- und Minderbelastung regional differenzierter Netzentgelte für Haushalte

Die folgende Tabelle 12 zeigt beispielhaft, welche durchschnittliche jährliche Belastung sich für Haushaltskunden durch die Zahlung der Netzentgelte ergibt und mit welcher Mehr- oder Minderbelastung die Haushalte in Hochpreis- bzw. Niedrigpreisgebieten für Netzentgelte rechnen müssen.

Durchschnittlich zahlt ein Haushalt 221 Euro im Jahr Netzentgelte. In Hochpreisgebieten für Netzentgelte zahlen Haushaltskunden über 130 % dieses Betrages, während in Niedrigpreisgebieten nur knapp 75 % gezahlt werden müssen. Würde man die Netzentgelte gleichmäßig auf alle Haushalte verteilen, würde man dadurch in den teuersten Netzgebieten zu einer Minderbelastung von 76 Euro pro Haushalt kommen, während die Haushalte in den Niedrigpreisgebieten mit einer Erhöhung der jährlichen Belastung von bis zu 56 Euro rechnen müssten.

Tabelle 12: Belastung von Haushaltskunden durch Netzentgelte

Haushaltsgröße	Jährlicher Stromverbrauch [1]	Durchschnittliche Belastung Netzentgelte [2]	Mehrbelastung Hochpreisgebiet Netzentgelte [3]	Minderbelastung Niedrigpreisgebiet Netzentgelte [3]
		(6,71 ct/kWh)	(9 ct/kWh)	(5 ct/kWh)
	[kWh/Jahr]	[Euro/Jahr]	[Euro/Jahr]	[Euro/Jahr]
2-Personen-Haushalt (Durchschnitt)	3.300	221	+76	-56

[1] Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen (Destatis, 2016e)

[2] Durchschnittliche Netzentgelte 2015 (BNetzA/BKartA, 2016)

[3] Spannbreite der Netzentgelte 2016 (BNetzA, 2016i)

Ein aktueller Gesetzesentwurf zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur⁵¹ beinhaltet die Einführung einheitlicher Übertragungsnetzentgelte. Da die Kosten des Übertragungsnetzes jedoch nur einen geringen Anteil an den Netzentgelten der Letztverbraucher in der Niederspannungsebene ausmachen, wäre die Wirkung für Haushaltskunden mit einer jährlichen Mehrbelastung von bis zu 5 Euro bzw. einer Minderbelastung von bis zu 8 Euro gering. Für Industrie- und Gewerbekunden, die in höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, könnte der Effekt allerdings beträchtlich sein (Möst et al., 2015).

337. Es lässt sich beobachten, dass insbesondere ländliche Regionen, die sich durch eine niedrige Besiedlungsdichte und gleichzeitig hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien auszeichnen, besonders hohe Netzentgelte ausweisen. Tendenziell liegen die Netzentgelte in den neuen Bundesländern höher als in den alten. Zudem ist ein deutliches Stadt-Land-Gefälle zu beobachten. Weitere Ursachen für regional unterschiedliche Netzentgelte sind verbrauchsseitige, strukturelle Faktoren (z. B. Netzanschlüsse je Flächeneinheit) und der Zustand der Netze

⁵¹ Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz – NEMoG). Referentenentwurf vom 04.11.2016.

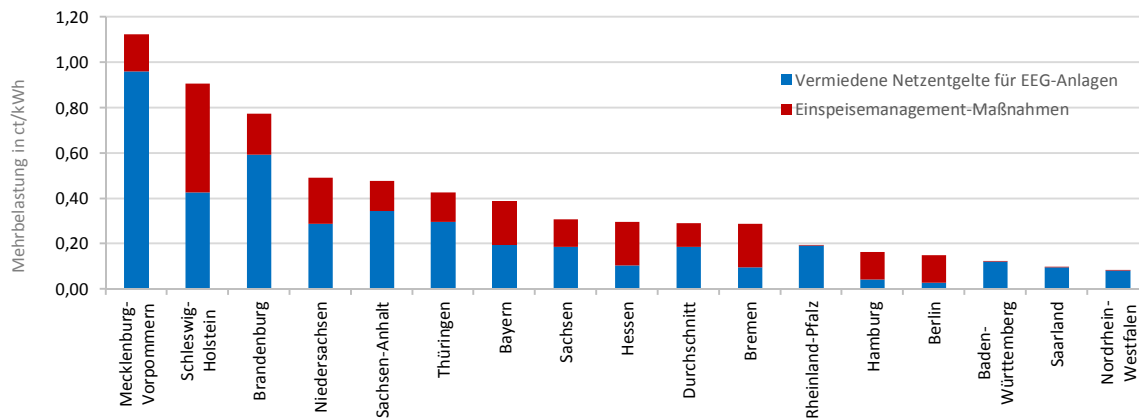
bzw. der Zeitpunkt maßgeblicher Netzinvestitionen. So wurde in den Ost-Bundesländern nach der Wende erheblich in die Netze investiert (RAP, 2014, BNetzA, 2015a und Möst et al., 2015).

338. Diese Studien nennen auch die Energiewende als Kostentreiber für die regionalen Unterschiede in den Netzentgelten. Mögliche Ursachen sind insbesondere der Ausbau der Netze für die Integration erneuerbarer Erzeugung, aber auch die Entschädigungszahlungen für die Abregelungen erneuerbarer Anlagen und die vermiedenen Netzentgelte der EEG-Anlagen. Während die durch Erneuerbare getriebenen Mehrkosten des Netzausbaus nur schwierig zu quantifizieren sind, soll zumindest näherungsweise versucht werden, die Auswirkungen der Abregelungen und der vermiedenen Netzentgelte auf die Höhe der regionalen Netzentgelte zu quantifizieren. Dazu werden die Mehrkosten je Bundesland ins Verhältnis zum Letztverbrauch gesetzt. Dabei wird der tatsächliche Effekt für den nicht-privilegierten Letztverbrauch noch stark unterschätzt, da nur der gesamte Letztverbrauch je Bundesland bekannt ist.

339. Aufgrund von Netzengpässen regeln die Stromnetzbetreiber immer öfter erneuerbare Anlagen und KWK-Anlagen ab (Einspeisemanagementmaßnahmen). Eine Analyse der Maßnahmen und der Kosten findet sich in Kapitel 6.2. Die Entschädigungszahlungen für die Anlagenbetreiber werden über die Netzentgelte des Netzbetreibers finanziert, in dessen Netzgebiet der Engpass auftritt. Unter Berücksichtigung der verursachergerechten Wälzung über das Übertragungs- und Verteilernetz ergibt sich eine durchschnittliche Mehrbelastung von lediglich 0,11 ct/kWh. Abbildung 30 illustriert aber eine deutliche Verteilungswirkung auf Bundeslandebene. In Schleswig-Holstein ergeben sich Mehrkosten von 0,48 ct/kWh.

340. Im Jahr 2015 fielen 1.547 Mio. Euro vermiedene Netzentgelte durch die Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen an (BNetzA/BKartA, 2016). Die vermiedenen Netzentgelte führen jedoch nicht zu einer tatsächlichen Reduktion der Netzkosten, sondern haben lediglich eine Umverteilungswirkung. Der Netzbetreiber zahlt den dezentralen, konventionellen Anlagenbetreibern sowie den KWK-Anlagenbetreibern die vermiedenen Netzentgelte aus und erhöht dafür die Netzentgelte der Letztverbraucher. Über die Hälfte der vermiedenen Netzentgelte im Jahr 2015 (841,6 Mio. Euro) (ÜNB, 2016a) sind auf die Einspeisung von EEG-geförderten Anlagen zurückzuführen. Im Gegensatz zu konventionellen Erzeugern werden die vermiedenen Netzentgelte allerdings nicht an die Betreiber von EEG-geförderten Anlagen ausgezahlt, denn sie sind bereits in der EEG-Förderung berücksichtigt. Der Netzbetreiber, in dessen Netzgebiet die EEG-geförderte Anlage einspeist, zahlt die vermiedenen Netzentgelte daher an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber, der sie als Guthaben auf dem EEG-Umlagekonto verbucht. Die Netzentgeltstudie von RAP (2014) weist bereits auf den Umstand hin, dass damit ein nicht unwesentlicher Anteil der Kosten der EEG-Förderung zu Lasten der Letztverbraucher in Regionen mit hoher regenerativer Einspeisung geht, da die Netzentgelte – im Gegensatz zur EEG-Umlage – nicht überregional umverteilt werden. Die Umverteilungswirkung der vermiedenen Netzentgelte für EEG-Anlagen in 2015 führte zu einer durchschnittlichen Erhöhung der Netzentgelte um 0,19 ct/kWh. Abbildung 30 verdeutlicht jedoch, wie hoch die Mehrbelastungen regional ausfallen. In Mecklenburg-Vorpommern beträgt die Mehrbelastung 0,96 ct/kWh.

Abbildung 30: Mehrkosten der vermiedenen Netzentgelte für EEG-Anlagen und des Einspeisemanagements in ct/kWh nach Bundesländern



Anmerkung: Die tatsächliche Mehrbelastung für den nicht-privilegierten Letztverbrauch wird stark unterschätzt, da nur der gesamte Letztverbrauch je Bundesland bekannt ist.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BNetzA (2016a, 2016l) und Destatis (2016c)

341. Die überschlägigen Untersuchungen legen nahe, dass die regional sehr hohen Netzentgelte in Abbildung 29 zumindest zum Teil auf die vermiedenen Netzentgelte für EEG-Anlagen und die Entschädigungszahlungen für EEG-Anlagenbetreiber aufgrund von Abregelungen zurückzuführen sind. Damit sind ein Teil der Mehrkosten direkte Folgen der Energiewende und sollten bundesweit gewälzt werden. Die Expertenkommission begrüßt in diesem Zusammenhang den im Strommarktgesetz gefassten Entschluss, die vermiedenen Netzentgelte für Anlagen, die ab dem 01. Januar 2021 neu errichtet werden, zu streichen. Der Zubau an EEG-geförderten Anlagen bis 2020 wird die Problematik allerdings weiter verschärfen. Es wird empfohlen, die bestehende ungleiche regionale Beteiligung an den Kosten der Energiewende über die Netzentgelte detailliert zu untersuchen und zeitnah zu korrigieren. Für eine verursachergerechte Verteilung der EE-getriebenen Mehrkosten des Netzausbaus würde sich neben einer bundesweiten Wälzung auch die Einführung von Netzentgelten für Erzeuger (Entry-Komponente) anbieten (vgl. Kapitel 6.3).

342. Um Verbrauchern zu ermöglichen, flexibel auf Preissignale am Strommarkt reagieren zu können, müssten die Arbeitspreise der Netzentgelte entlastet werden. Dies könnte durch eine Verlagerung hin zu höheren Leistungspreisen erreicht werden. Zusätzlich sollten die Arbeitspreise zeitlich und regional dynamisiert werden. Die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) gewährt Letztverbrauchern derzeit in zwei Fällen ein individuelles Netzentgelt:

- Atypische Netznutzung⁵² – die individuelle Jahreshöchstlast weicht erheblich von der Jahreshöchstlast aller Entnahmen im Netz ab. Das Netzentgelt darf in diesem Fall um bis zu 80 % reduziert werden.
- Ein Letztverbraucher hat einen hohen jährlichen Verbrauch von mehr als 10 GWh und über 7.000 Benutzungsstunden⁵³. Das Netzentgelt darf um bis zu 90 % reduziert werden.

⁵² § 19 (2) S. 1 StromNEV.

⁵³ § 19 (2) S. 2 u. 3 StromNEV. Erhöhen sich die Benutzungsstunden auf mehr als 8.000 Stunden sind sogar 90 % Ermäßigung erlaubt.

343. Auf der Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber⁵⁴ werden Jahresabrechnungen zu den individuellen Netzentgelten veröffentlicht. Danach belief sich die Höhe der Vergünstigungen auf über 754 Mio. Euro in 2015 (2014: 685 Mio. Euro). Davon entfielen knapp 40 % auf die atypische Netznutzung und über 60 % auf die hohen Verbräuche (ÜNB 2015, 2016b). Die durch die Gewährung der individuellen Netzentgelte entgangenen Erlöse der Netzbetreiber werden über eine Sonderumlage (§ 19-StromNEV-Umlage) ausgeglichen und auf alle Letztverbraucher umgelegt. Die Umlage für Jahresverbräuche unterhalb von 1 Mio. kWh betrug im Jahr 2015 0,227 ct/kWh. Damit zahlte ein durchschnittlicher Haushalt⁵⁵ im Jahr 2015 7,50 Euro für die Gewährung individueller Netzentgelte. Für Jahresverbräuche von mehr als 1 Mio. kWh galt 2015 eine reduzierte Umlage von 0,05 ct/kWh und für stromintensive Unternehmen 0,025 ct/kWh⁵⁶ (ÜNB, 2016c).

344. Die individuellen Netzentgelte sollen nach StromNEV dem Beitrag des Letztverbrauchers zur Senkung oder Vermeidung der Netzkosten Rechnung tragen. Die atypische Netznutzung wird aktuell durch einen Netzbezug definiert, der nicht in das vom Netzbetreiber veröffentlichte Hochlastzeitfenster fällt. Theoretisch sollte eine solche atypische Netznutzung zu einer geringeren insgesamt benötigten Netzkapazität führen. Jedoch sollte diese Methodik weiter entwickelt werden (zeitlich höhere Auflösung und dynamische Festlegung der Hochlastzeitfenster), um der zunehmend volatilen Netzeinspeisung gerecht zu werden (vgl. Kapitel 6.3). Während die Argumentation zur Gewährung reduzierter Netzentgelte im Fall der atypischen Netznutzung noch nachvollziehbar ist, ist nicht ersichtlich, wie sich die Reduktion der Netzentgelte für hohe Verbräuche bei gleichzeitig hohen Benutzungsstunden rechtfertigen lässt. Gerade ein hoher gleichmäßiger Verbrauch verursacht einen entsprechend hohen Bedarf an Netzkapazität.

7.6 EEG-Umlage

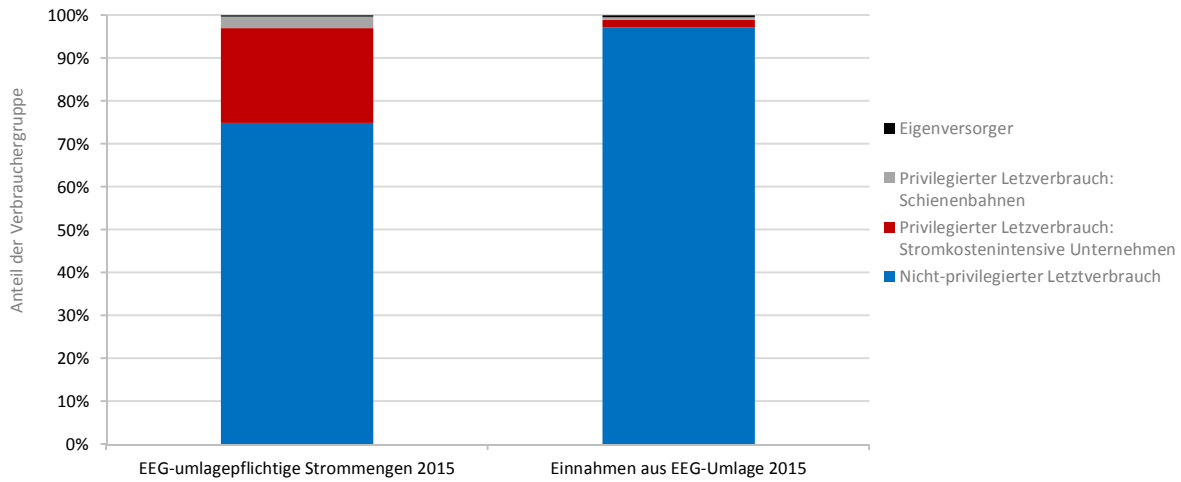
345. Neben den Netzentgelten ist auch die EEG-Umlage ein wesentlicher Kostenbestandteil der Stromkosten für Letztverbraucher. Nach Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber betragen die Einnahmen aus der EEG-Umlage im Jahr 2015 rund 22 Mrd. Euro bei einer umlagepflichtigen Stromabnahme von 463 TWh (ÜNB, 2016a). Die EEG-Umlage wird bundesweit gewälzt, sodass keine regionalen Verteilungswirkungen zu erwarten sind. Jedoch führt eine Reihe von Ausnahmetatbeständen dazu, dass die Verbrauchergruppen sehr unterschiedliche Anteile der Umlage tragen müssen. Die Abbildung 31 illustriert die Anteile der Verbrauchergruppen am Letztverbrauch und an der gezahlten EEG-Umlage. Nicht-privilegierte Letztverbraucher zahlten eine Umlage in Höhe von 6,17 ct/kWh (ÜNB, 2016a).

⁵⁴ https://www.netztransparenz.de/de/umlage_19StromNEV.htm.

⁵⁵ Ein durchschnittlicher Haushalt hat einen Jahresverbrauch von 3.300 kWh (Destatis, 2016e).

⁵⁶ Im Jahr 2016 stieg die § 19-StromNEV-Umlage für Jahresverbräuche unterhalb von 1 Mio. kWh deutlich auf 0,378 ct/kWh. Für 2017 steigt sie nochmals leicht an auf 0,388 ct/kWh. Die Umlagen für Verbräuche oberhalb von 1 Mio. kWh und energieintensive Unternehmen sind für 2016 und 2017 gleich geblieben (ÜNB, 2016c).

Abbildung 31: Anteil an EEG-umlagepflichtigem Letztverbrauch und gezahlter EEG-Umlage nach Verbrauchergruppen in 2015



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von ÜNB (2016a)

346. Durch die besondere Ausgleichsregelung⁵⁷ zahlen stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen auf Antrag eine verminderte EEG-Umlage. Im Jahr 2015 betrug diese durchschnittlich 0,37 ct/kWh für stromkostenintensive Unternehmen und 1,23 ct/kWh für Schienenbahnen. Die Expertenkommission hat bereits in vorangegangenen Stellungnahmen auf den Umstand hingewiesen, dass die Anzahl der privilegierten Unternehmen sowie der privilegierte Letztverbrauch kontinuierlich zunehmen. Bei gleichzeitig steigenden EEG-Differenzkosten steigt somit die EEG-Umlage für den nicht-privilegierten Letztverbrauch übermäßig an. 2015 wurden 2.239 Unternehmen in diese Ausnahmeregel genommen. Sie verbrauchten insgesamt 108 TWh Strom, was einem Anteil von 22 % des gesamten Letztverbrauches entsprach. Die gewährte Entlastung betrug 4,8 Mrd. Euro, was zu einer Erhöhung der allgemeinen EEG-Umlage um 1,38 ct/kWh führte. In den privilegierten Unternehmen waren 2015 rund 720.000 Arbeitnehmer beschäftigt. Dies entspricht 1,6 % aller Erwerbstätigen in Deutschland (BMWi/BAFA 2014, 2015, 2016 und Destatis, 2016a). Aufgrund der Höhe der Entlastung und der verhältnismäßig geringen Anzahl der Beschäftigten, kann die Expertenkommission der Argumentation der Bundesregierung in Kapitel 9.3 nicht in Gänze folgen, die besondere Ausgleichsregelung sei von gesamtwirtschaftlichem Interesse und notwendig für den Erhalt industrieller Arbeitsplätze.

347. Auch die zunehmende Eigenversorgung bewirkt, dass sich die nicht-privilegierte Energiemenge reduziert und damit die EEG-Umlage für die in der öffentlichen Versorgung verbleibenden Verbraucher erhöht. Der genaue Umfang der Eigenversorgung ist unbekannt. Nach Schätzungen (vgl. Kapitel 5.5) liegt der Eigenverbrauch bei der Photovoltaik bei 2 TWh. Angaben zur Eigenversorgung mit anderen erneuerbaren Energien liegen nicht vor. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen haben einen geschätzten Eigenverbrauch von 35 bis 40 TWh (vgl. Kapitel 5.5). Durch die Einführung einer (teils verminderten) EEG-Umlage auf Eigenversorgung im EEG 2014 konnte diesem Effekt bisher nur gering entgegengewirkt werden. Nur ein kleiner Teil der Strommengen in der Eigenversorgung, 2015 waren es 1,6 TWh, sind bisher EEG-umlagepflichtig. Die Beteiligung an den EEG-Differenzkosten liegt nur bei 0,34 % (ÜNB, 2016a) und hat damit nur symbolischen Wert. Die gewährte Entlastung für Eigenversorgung

⁵⁷ Besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen gemäß §§ 63 ff. EEG 2017.

betrug geschätzte 2,2 Mrd. Euro. Eine vollumfängliche Beteiligung der Eigenversorgung an den Kosten hätte eine Absenkung der EEG-Umlage um 0,64 ct/kWh bewirkt⁵⁸.

348. Die beiden oben genannten Ausnahmetatbestände haben einen merklichen Einfluss auf die Höhe der EEG-Umlage für die nicht-privilegierten Letztverbraucher. Sie sind immer wieder Gegenstand von Diskussionen in den Medien und gefährden somit die Akzeptanz der Energiewende. Im Rahmen einer Neugestaltung der Finanzierung der EEG-Differenzkosten sollten die Verteilungswirkungen adressiert werden. Es wäre beispielsweise denkbar, die Kosten der besonderen Ausgleichsregelung über Steuern zu finanzieren (vorbehaltlich einer rechtlichen Vereinbarkeit).

349. Um Verbrauchern zu ermöglichen, flexibel auf Preissignale am Strommarkt reagieren zu können, müssten die Arbeitspreise für Elektrizität von der EEG-Umlage entlastet werden. Dies könnte zukünftig entweder durch eine

- Integration der EEG-Umlage in die Leistungspreise für die Netznutzung oder in dynamische Netzentgelte (vgl. Kapitel 6.3), oder durch eine
- Umlagen-Finanzierung durch einen proportionalen Zuschlag auf den Großhandelsstrompreis, wodurch die Höhe der Umlagen zeitlich dynamisiert würde, analog der Mehrwertsteuer, erreicht werden. Nach dem Impulspapier Strom 2030 scheint das BMWi dieses Modell zu präferieren.

Alternativ wäre die Finanzierung der EEG-Differenzkosten auch außerhalb des Strommarkts möglich, z. B. über eine CO₂-Abgabe oder einen Zuschlag auf die bereits vorhandene Energiesteuer auf fossile Energien (vgl. Kapitel 2).

7.7 Effekte der Preisänderung bei heterogenen Haushalten

350. Ausgehend von dieser Gesamtbetrachtung der aggregierten Letztverbraucherausgaben bzw. von bereichsübergreifenden Aspekten werden im Folgenden die Belastungswirkungen in den einzelnen Sektoren thematisiert. Im Haushaltssektor soll zunächst auf die unterschiedliche Kostenbelastung durch Energie bei armen und reichen Haushalten eingegangen werden. Auch wenn die fossilen Brennstoffpreise aktuell vergleichsweise niedrig sind, stimmt die Expertenkommission mit der Aussage im Monitoring-Bericht überein, dass die Kostenbelastung durch Energie für bestimmte Haushaltsgruppen weiterhin eine Herausforderung darstellt (vgl. Kapitel 9.1 in BMWi, 2016a). So ist der Haushalts-Strompreis auch in jüngster Zeit kontinuierlich gestiegen. Betrag dieser im Jahr 2010 noch 24 ct/kWh, lag der Preis 2015 schon bei 29 ct/kWh. Der Anstieg der Haushalts-Strompreise ist vorwiegend auf die deutsche Energiepolitik bzw. auf den Fördermechanismus für erneuerbare Energien und weitere Umlagetatbestände zurückzuführen. Gleichzeitig sind Haushalte bezüglich ihres zur Verfügung stehenden Einkommens sehr heterogen. Für einkommensschwache Haushalte haben Strompreissteigerungen teils starke Effekte auf ihre ökonomische Situation. Nachfolgend sollen die Wohlfahrts- und Anpassungseffekte von Strompreisänderungen noch einmal herausgearbeitet werden.

351. In einem ersten Schritt wird die optimale Wahl des Stromkonsums eines Haushalts betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass die Haushalte kurzfristig ihre Ausstattung mit Stromverbrauchern (Kühlschrank, Herd, Beleuchtung, Waschmaschine, Fernsehgerät etc.) unverändert lassen, d. h. es finden keine Investitionen in neue Haushaltsgeräte etc. statt. Ferner verwenden alle Haushalte das ihnen zur Verfügung stehende Einkommen für ein aus ihrer Sicht optimales Konsumportfolio. Strom ist hier nur ein Produkt von vielen. Ein Anstieg des Strompreises ist dann für die Haushalte (unabhängig vom Einkommen) immer mit einem Wohlfahrtsverlust verbunden.

⁵⁸ Eigene Berechnungen auf Basis der genannten Daten zur Eigenversorgung.

Trotz kurzfristig möglicher Anpassungen hinsichtlich ihres Konsumportfolios, sind die Haushalte nicht in der Lage, den Strompreisanstieg auszugleichen. Die Preiserhöhung entzieht den Haushalten Einkommen und zwar umso stärker, je mehr der entsprechende Haushalt Strom verbraucht. Letztlich werden alle Haushalte ärmer. Für ärmere Haushalte stellt dies natürlich eine größere Belastung dar. Empirische Evidenz zeigt zudem, dass beim Konsum von Strom nur eine geringe Preiselastizität (die Autoren Espey und Espey (2004) gehen von einem Wert von -0,35 für Deutschland aus) sowie eine geringe Einkommenselastizität der Nachfrage (0,1 nach Narayan et al., 2007) existieren. Das bedeutet, der Konsum von Strom reagiert relativ schwach auf Veränderungen des Preises bzw. des Einkommens und zeigt damit einen vergleichsweise hohen „Fixbedarf“ mit geringer Substitutionstätigkeit in der kurzen Frist.

352. Worin bestehen nun die entscheidenden Unterschiede zwischen einkommensschwachen und einkommensstarken Haushalten? Wohlfahrtsverluste ergeben sich aus dem durch die Strompreissteigerung marginal entzogenen Nutzen des Einkommens multipliziert mit dem ursprünglichen Stromkonsum. Da Haushalte mit geringem Einkommen einen höheren Grenznutzen des Einkommens besitzen, ist bei Strompreisanstiegen auch ihr Wohlfahrtsverlust größer als bei einkommensstärkeren Haushalten. Hinsichtlich der Preiselastizitäten wurden für Haushalte in der Grundsicherung zudem Werte unterhalb des Mittels für Deutschland ermittelt (- 0,08 bis - 0,17 vs. - 0,35 im Durchschnitt (Aigeltinger et al., 2015)). Haushalte in der Grundsicherung zeigen also eine geringere Reaktion auf Strompreise als der Schnitt. Dies erscheint plausibel, zumal geringe Preiselastizitäten der Nachfrage nach Grundgütern nachgewiesen werden konnten (Kohn und Missong, 2003). Eine Absenkung des Stromkonsums bei Strompreissteigerungen ist somit für diese Bevölkerungsgruppe relativ schwierig. In einer ebenfalls aktuellen Studie wird gezeigt, dass die Haushalte sich auch hinsichtlich der Einkommenselastizitäten der Stromnachfrage unterscheiden (Schulte und Heindl, 2016). Die Autoren ermittelten z. B. bei den 25 % einkommensstärksten Single-Haushalten (ohne Kinder) eine Einkommenselastizität von 0,45 gegenüber einer Einkommenselastizität von 0,25 bei den 25 % einkommensschwächsten Haushalten. Ein weiterer Aspekt, der bisher wenig Aufmerksamkeit in der öffentlichen Diskussion findet, ist, dass reichere Haushalte auch mit energieeffizienteren Geräten ausgestattet sind als arme. Bei gleichem Energieverbrauch können reiche Haushalte mehr Energiedienstleistungen konsumieren. In diesem Fall wird die Differenz in der Wohlfahrtswirkung zwischen armen und reichen Haushalten noch verstärkt.

353. Langfristig werden die Haushalte jedoch auch ihre Geräteausstattung anpassen (z. B. Kauf eines energieeffizienteren Kühlschranks). Auch in der langfristigen Betrachtung ergibt sich der Wohlfahrtsverlust aus dem Grenznutzen des Einkommens multipliziert mit dem ursprünglichen Stromkonsum. Ist der Haushalt allerdings grundsätzlich nicht in der Lage, solche Anpassungen vorzunehmen, z. B. weil diesem das Geld fehlt, so ergibt sich ein zusätzlicher Wohlfahrtsverlust. Geringere Preis- und Einkommenselastizitäten sowie eingeschränkte Anpassungsspielräume bei Stromverbrauchern sind gute Gründe, das Problem tiefer zu analysieren.

354. Einen Sonderfall stellen Haushalte dar, die von Stromsperren betroffen sind. Ab einem Zahlungsrückstand von 100 Euro sind Stromversorger berechtigt, diese zunächst anzudrohen und nach Ankündigung und mit Frist von vier Wochen auch in Auftrag zu geben. Nach Informationen der Bundesnetzagentur wurden im Jahr 2014 bei ca. 0,8 % der Haushaltskunden in Deutschland Stromsperren angewendet mit leicht steigender Tendenz in den vergangenen Jahren (BNetzA/BKartA, 2015). Dabei ist auch festzustellen, dass ein vergleichsweise niedriges Nettoäquivalenzeinkommen zwar ein charakteristisches Merkmal für das Auftreten von Stromsperren ist, es aber das Auftreten nicht determiniert, d. h. ein großer Teil der Haushalte mit geringen Einkommen ist nicht von Stromsperren betroffen. Theoretische Überlegungen und empirische Forschung und Erfahrung aus der Praxis weisen darauf hin, dass Stromsperren aus der Überschneidung mehrerer Problemlagen herrühren (z. B. geringe Finanz- und Planungskompetenz, bestehende Schulden, (sehr) schlechte Energieeffizienz oder kritische Lebensereignisse). Neben energiepreisbezogenen Instrumenten gibt es auch noch weitere Instrumente, die ergriffen werden können, um dem Problem entgegenzuwirken. Dazu zählen beispielsweise die Stärkung von energiebezogenen

Beratungsangeboten für sozial schwache Haushalte oder eine Konkretisierung des Mahnverfahrens. Letzteres sollte zum Ziel haben, den Konsumenten die Konsequenzen des Zahlungsrückstands einfach und leicht nachvollziehbar aufzuzeigen. Auf freiwilliger Basis sollten Verweise auf mögliche Beratungs- bzw. Hilfsangebote von Seiten der Grundversorger im Falle eines Mahnverfahrens gestärkt werden (Heindl und Löschel, 2016).

355. Die oben angestellten Überlegungen gelten in ähnlicher Weise auch für Energiepreissteigerungen abseits von Strom. Wie die Expertenkommission in ihrer letzten Stellungnahme darstellte (vgl. Kapitel 8 in EWK, 2015), lagen die Erlöse des Wärmeabsatzes in Haushalten im Jahr 2013 bei 36 Mrd. Euro. Hinzu kamen weitere 84 Mrd. Euro Letztverbraucher Ausgaben im Straßenverkehr, die auch zum großen Teil von Haushalten getragen werden. Die Ausgaben für Wärme und Mobilität übertreffen also teilweise die Ausgaben für Strom, spielen also im Haushaltsbudget von Verbrauchern eine deutlich größere Rolle als Strom. Gerade im Winter ist Wärme ein Grundbedürfnis bzw. dient dem Erhalt der Gesundheit. Die Armutsdiskussion sollte daher nicht nur auf den Strombereich beschränkt bleiben, sondern könnte v. a. im Wärmebereich sogar relevanter sein. Aufgrund der derzeit fehlenden Daten und bestehenden Wissenslücken empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung Ursachen und Wirkungszusammenhänge von Energiearmut und Energiepreissteigerungen in allen Sektoren (Strom, Wärme und Mobilität) eingehender zu untersuchen.

7.8 Energiestückkosten

356. In diesem abschließenden Abschnitt des Kapitels zur Preiswürdigkeit werden die Belastungswirkungen im Unternehmenssektor bzw. die Energiestückkosten aufgegriffen. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung äußert sich relativ kritisch zu der Energiekostenbelastung in der deutschen Industrie. Die Expertenkommission kam in ihren vergangenen Stellungnahmen zu dem Schluss, dass die Energiekostenbelastung generell, gerade mit Blick auf europäische bzw. internationale Wettbewerber, aktuell nicht als kritisch eingestuft werden kann. Aussagen, die von Entlastungsregelungen als „*unverzichtbarem Beitrag*“ zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland sprechen (vgl. u. a. Kapitel 9.3 in BMWi, 2016a), sollten daher differenzierter getroffen werden. Die Internationalisierung hat in den vergangenen Jahren zu einer größeren Verflechtung der globalen Wertschöpfungsketten beigetragen. In diesem Zusammenhang wird der „*Erhalt geschlossener Wertschöpfungsketten*“ angestrebt (vgl. Kapitel 9.3 in BMWi, 2016a). Dabei ist jedoch nicht unmittelbar einleuchtend, warum geschlossene Wertschöpfungsketten überlegene Charakteristika hätten und warum „*gerade die energieintensiven Industrien*“ eine Voraussetzung für den Erhalt geschlossener Wertschöpfungsketten darstellen. Ferner steht für die Bundesregierung fest, dass „*die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie nicht gefährdet werden darf*“. Es wird davon ausgegangen, dass wenn die Besondere Ausgleichsregelung abgeschafft werden würde, Unternehmen Maßnahmen „*wie etwa Standortverlagerungen zur Vermeidung der EEG-Kosten*“ (vgl. Kapitel 9.3 in BMWi, 2016a) ergreifen würden. Der Monitoring-Bericht formuliert an dieser Stelle Argumente, die von Interessensgruppen gerne aufgenommen werden, um Druck auf die Bundesregierung und die Energiewende auszuüben. Die Gefahr der Abwanderung besteht zwar perspektivisch durchaus immer. Aktuelle empirische Belege energiepolitisch getriebener Abwanderung finden sich dafür aber kaum (Martin et al., 2014, 2016).

357. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung werden auch Aussagen zum Energiestückkosten-Indikator selbst getroffen, die zu kommentieren sind. Demnach sei die „*Aussagekraft zur Kostenbelastung der Unternehmen und zur Wettbewerbsfähigkeit [...] nicht unumstritten*“. Kritisiert wird u. a., dass „*indirekte Kosten und Wirkungszusammenhänge unberücksichtigt bleiben. In der Debatte um Energiekosten spielten diese aber eine wichtige Rolle.*“ (vgl. Kapitel 9.3 in BMWi, 2016a).

- Dazu soll zunächst vorausgeschickt werden, dass die Energiestückkosten in der Debatte um die Belastung von deutschen Industrien mit Energiekosten Transparenz auf breiter Basis geschaffen hat, die es vor der

Stellungnahme zum Berichtsjahr 2013 (vgl. Kapitel 11 in EWK, 2014a) nicht gab. Deutsche Industrien können in ihrer Kostenbelastung mit ausländischen Industrien verglichen werden und auch zwischen den verschiedenen Industrien in Deutschland sind Vergleiche möglich. Für die meisten Unternehmen besitzen die Energiestückkosten eine große Aussagekraft. Die Einschränkung, dass (direkte) Energiestückkosten die indirekten Kosten nicht berücksichtigen, wurde in der vergangenen Stellungnahme ausführlich adressiert und der Indikator zu den „Totalen Energiestückkosten“ entsprechend erweitert (vgl. Kapitel 8.4 in EWK, 2015, Löschel et al., 2015 und Kaltenecker et al., im Erscheinen). Grund hierfür war, dass indirekte Energiekosten wichtige Informationen liefern, die es zu berücksichtigen gilt. Es ist die Differenz der totalen Energiekosten, welche mit Blick auf die internationale (energiebezogene) Wettbewerbsfähigkeit von Bedeutung ist. Die Belastung durch Energiekosten kann demnach nur umfassend beurteilt werden, wenn direkte und indirekte Kosten berücksichtigt werden. Nationale politische Entscheidungsträger neigen dazu, entweder nur direkte Energiepreise oder Energiekosten zu berücksichtigen, da diese leichter zu ermitteln, eingängiger bei Wettbewerbsdebatten zu erklären und leichter beeinflussbar sind. Je höher aber die totale Energiekostenbelastung ausfällt, je kleiner ist der Handlungsspielraum für nationale politische Entscheidungsträger hinsichtlich ihrer Politikmaßnahmen, welche (lediglich) an den direkten Energiekosten ansetzen. Auch der Entscheidungsspielraum von Entscheidern in Unternehmen wird mit größerer indirekter Last kleiner, denn auch das Potential für Energieeffizienzmaßnahmen in Unternehmen ist nicht beliebig groß.

- Hinsichtlich der Wirkungszusammenhänge wurden in der vergangenen Stellungnahme ebenfalls die Komponenten und Einflussfaktoren der Energiestückkosten breit diskutiert (vgl. Kapitel 8.4 in EWK, 2015). Mit Hilfe einer Dekomposition wurden wichtige Treiber der Energiestückkosten am Beispiel der Chemieindustrie und der Metallindustrie dargestellt. Die zentralen Wirkungszusammenhänge sind im Energiestückkostenindikator erfasst. Wie für alle Indikatoren gilt: Weitergehende Analysen zu Wirkungszusammenhängen und insbesondere der Frage des Ursache-Wirkungs-Zusammenhangs sind weitergehenden empirischen Analysen vorbehalten. Der Indikator der Energiestückkosten beschreibt – wie ausführlich in den Stellungnahmen der Expertenkommission dargelegt – auch besser als alternative Indikatoren wie die Höhe der Energiepreise, die EEG-Umlage oder die Summe aus EEG-Umlage und Erzeugungskosten etc. die Auswirkungen der Energiepolitik auf die Kostensituation der Unternehmen.

358. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung geht insgesamt nur sehr knapp auf die Entwicklung der Energiestückkosten ein. Eine quantitative Betrachtung erfolgt lediglich für den Zeitraum zwischen 2013 und 2014 und für die Industrie insgesamt und nicht nach Sektoren differenziert. Dies mag u. a. daran liegen, dass aktuell kein international vergleichbarer Energiestückkostenindikator für die letzten Jahre existiert. Nachfolgend wird ein entsprechender Berechnungsrahmen vorgestellt.

Fortschreibung des Energiestückkostenindikators am aktuellen Rand

359. Seit der erstmaligen Anwendung des Indikators der Energiestückkosten, d. h. seit der Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung, greift die Expertenkommission auf die WIOD (World Input-Output Database; Timmer et al., 2015) als Datenbasis für ihre Berechnungen zu. Die Datenbank, erstmals veröffentlicht im Jahr 2013, hat den Nachteil, dass sie nicht regelmäßig aktualisiert wird. Dies führte dazu, dass ab Berichtsjahr 2011, das letzte verfügbare Berichtsjahr in der Datenbank, die Lücke zum aktuellen Jahr immer größer wurde. Im November 2016 wurde nun die WIOD Datenbank aktualisiert und sogar erweitert. Statt ursprünglich 40 sind nun 43 Länder in der Datenbank (28 EU Länder und 15 weitere wichtige Länder) und statt ursprünglich 35 Sektoren wurde die Datenblattstruktur auf 56 Sektoren erweitert. Zeitreihen stehen jetzt für die Periode von 2000 bis 2014 zur Verfügung. Leider gingen mit der Umstellung auf die aktuellere Systematik der Wirtschaftszweige (ISIC Rev.°4) Details bei der darstellbaren Energieträgerstruktur verloren. Waren ursprünglich (kurz gesprochen) die vier Energieträgergruppen „Steinkohle und Braunkohle“, „Rohöl und Erdgas“, „Koks und raffinierte

Mineralölzeugnisse“ und „Elektrizität, Gas und Fernwärme“ unterscheidbar, stehen nach der Aktualisierung lediglich noch die beiden letztgenannten Kategorien zur Verfügung. Da die WIOD Datenbank voraussichtlich auch zukünftig, wenn überhaupt, nur unregelmäßig fortgeschrieben werden wird, soll ein Berechnungsrahmen erarbeitet werden, der eine Fortschreibung des Indikators sicherstellt. Dieser soll im Sinne eines Umweltökonomischen Gesamtrechnungsansatzes entwickelt werden, welcher mit den verfügbaren amtlichen statistischen Tabellen (also auch mit den Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen und ihren Input-Output-Tabellen) kompatibel ist. Der Zeitraum ab Berichtsjahr 2008 soll abgedeckt werden, da zu diesem Zeitpunkt ein Umstieg in der Wirtschaftszweig-Systematik erfolgte.

360. Für die Konstruktion des Indikators bedarf es zunächst der Mengenangaben für den Energieverbrauch nach Wirtschaftszweigen und Energieträgern. Die erste Wahl wären die Tabellen zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen zur Verwendung von Energie nach Energieträgern und Produktionsbereichen (Destatis, 2016f). Diese unterscheiden ca. 60 Wirtschaftssektoren (einschließlich private Haushalte) und 17 Energieträger. Die Tabellen berücksichtigen den sektoralen Energieverbrauch durch Eigenerzeugung und stellen zusätzlich eine Zurechnung der Umwandlungsverluste und des Eigenverbrauchs der Kraftwerke auf den Endverbraucher zur Verfügung. Leider existiert diese Rechnung momentan lediglich für Deutschland und nicht auf internationaler Ebene. Daher wären sie für die Konstruktion eines rein nationalen Indikators ein sehr guter Ansatzpunkt, aber für die Konstruktion eines international vergleichbaren Indikators bleiben aktuell nur die Energiebilanzen der Länder als Ausgangsbasis – bis Eurostat die oben erwähnten und geeigneteren „Physical Energy Flow Accounts (PEFA)“ für alle EU28-Mitgliedsstaaten zur Verfügung stellt. Die Eurostat-Energiebilanzen liefern sehr detaillierte Daten zu Energieträgern (ca. 60 Energieträger) und liegen regelmäßig für alle EU28-Mitgliedstaaten vor (aktuell bis einschließlich Berichtsjahr 2014). Sie haben aber den Nachteil, dass lediglich 13 industrielle Wirtschaftszweige dargestellt werden (zuzüglich private Haushalte, Verkehr und Sonstige) und Eigenerzeugung, Umwandlungsverluste und Eigenverbrauch der Kraftwerke nur in Summe bekannt sind, nicht auf sektoraler Ebene. Diese Einschränkung ist bei der Interpretation der Ergebnisse aktuell zu berücksichtigen.

361. Des Weiteren sind Preisangaben (Verbraucherpreise) für die verschiedenen Energieträger erforderlich. Dazu werden die länderspezifischen Eurostat-Angaben für Strom, Erdgas, Benzin, Diesel, Heizöl und Flüssiggas genutzt. Hinzu treten EU-weite Angaben für wichtige Energieträger (insbesondere Anthrazit und Rohöl) aus weiteren öffentlichen Quellen (insbesondere Weltbank und IEA). Für die meisten anderen der insgesamt ca. 60 Energieträger der Eurostat-Energiebilanzen können mit obigen Angaben und mit Hilfe der UN Comtrade Datenbank über Import-/Export-Angaben implizite Preise berechnet werden. Aktuell werden dazu lediglich EU-weite Verhältnisse zwischen den Hauptenergieträgern (z. B. Anthrazit) und den Nebenprodukten (z. B. Steinkohlenbriketts) herangezogen.

362. Angaben zur sektoralen Wertschöpfung für die EU28-Mitgliedsstaaten finden sich in den Eurostat-Tabellen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung. Bei den Mengenangaben für den Energieverbrauch nach Wirtschaftszweigen und Energieträgern ergeben sich in der Regel keine Lücken in den Zeitreihen. Bei den Preis-Zeitreihen werden fehlende nationale Angaben entweder mit EU28-Veränderungsraten fortgeschrieben oder (bei vollständigem Fehlen) mit EU28-Angaben ersetzt. Für die Fortschreibung am aktuellen Rand werden Wertschöpfung (liegen auf gewünschter Gliederungstiefe nur bis Berichtsjahr 2014 vor) und Mengenangaben (ebenfalls nur bis 2014) mit Hilfe von sektoralen Produktionsindizes fortgeschrieben. Bei den Preisangaben ist eine Fortschreibung für die wichtigsten Energieträger entbehrlich, da Preisangaben in der Regel auch bis 2016 vorliegen. Bei den Energieträgern aus der UN Comtrade Datenbank wird mit Hilfe der Verhältniszahlen aus dem Vorjahr und der aktuellen Preisentwicklung bei den wichtigsten Energieträgern fortgeschrieben. Die fortgeschriebenen Werte werden ersetzt und die restliche Fortschreibung überarbeitet, sobald neue amtliche Werte vorliegen.

363. Die Matrizen aus Mengenangaben (nach EU28-Ländern, Wirtschaftszweigen, Energieträgern und Jahren), Preisen (nach EU28-Ländern, Energieträgern und Jahren) und Wertschöpfung (nach EU28-Ländern, Wirtschaftszweigen und Jahren) müssen in das bestehende System der Eurostat Input-Output-Tabellen (nach EU28-Ländern, Wirtschaftszweigen, CPA-Gruppen⁵⁹ und Jahren) integriert werden.

- Dazu bedarf es Korrespondenztabelle zwischen den Energieträgern und den CPA-Gruppen. Die entscheidenden CPA-Gruppen in den Eurostat-Input-Output-Tabellen sind „B: Bergbauerzeugnisse; Steine und Erden“, „19: Kokereierzeugnisse und Mineralölerzeugnisse“, „20: Chemische Erzeugnisse“ und „D: Energie und Dienstleistungen der Energieversorgung“. Beispielsweise können der CPA-Gruppe „B: Bergbauerzeugnisse; Steine und Erden“ die Energieträger Anthrazit, Koks, bituminöse Kohle, subbituminöse Kohle, Braunkohle, Rohöl (ohne NGL), Erdgaskondensate (NGL), Ölschiefer und bituminöse Sande, Naturgas und Torf zugeordnet werden.
- Eine wichtige Nebenbedingung lautet, dass die Kosten (Mengenangaben mal Preisangaben) der Energieträger in einer CPA-Gruppe in Summe nicht den Wert der CPA-Kategorie selbst überschreiten dürfen. Hinzu tritt eine weitere Bedingung: Die Kosten aller Energieträger (in allen CPA-Gruppen) sollen den Energiekosten insgesamt in der Strukturellen Unternehmensstatistik von Eurostat entsprechen (liegen nach EU28-Ländern, Wirtschaftszweigen und Jahren vor).
- Beim Harmonisierungsprozess muss es zu einer Abstimmung zwischen Bottom-up-Angaben (detaillierte Mengenangaben und – weniger detaillierte – Preisangaben) und Top-down-Angaben (Werte in den Input-Output-Tabellen und der Strukturellen Unternehmensstatistiken) kommen. Dazu werden die Mengenangaben sowie die Top-down-Angaben unverändert gelassen, die Preise jedoch angepasst. Dies stimmt mit der Tatsache überein, dass Preisangaben gerade in einem geringeren Detailgrad vorliegen. Durch den Abstimmungsprozess ergibt sich eine länderspezifische und sektorspezifische Differenzierung der Preise, die auch die unterschiedliche Preissituation (aufgrund unterschiedlicher Abnahmemengen, Vertragskonstellationen etc.) im Idealfall berücksichtigt. Die Güte der Preisangaben ist umso besser, je besser die Situation bei den Top-down-Angaben und den Bottom-up-Mengenangaben ist.
- Die neue Methode stellt somit auf sektorale Durchschnittspreise ab. Innerhalb der Sektoren können Preise bei unterschiedlichen Unternehmen natürlich unterschiedlich ausfallen. Beispielsweise sind Elektrizitätspreise zwischen einzelnen Kundengruppen und Elektrizitätsanwendungen heterogen und außerdem durch diverse Sonderregelungen zugunsten bestimmter Kundengruppen reduziert.

364. Die Methodik hat zwei bedeutsame Limitationen, die es anzusprechen gilt. Wie beschrieben werden die wichtigen Einflussgrößen Eigenerzeugung, Umwandlungsverluste und Eigenverbrauch des Kraftwerksparks nur unbefriedigend berücksichtigt. Auch die sektorale Gliederung ist derzeit mit ca. einem Dutzend Industrien relativ grob. Diese Limitation wird jedoch in dem Moment überwunden, wenn auf Eurostat-Ebene PEFA-Tabellen für alle EU28-Mitgliedsstaaten ausgewiesen werden. Eine zweite Limitation betrifft die Preisangaben. Zwar kommt es durch den Harmonisierungsprozess zwischen Bottom-up- und Top-down-Angaben zu einer regionalen und sektoralen Ausdifferenzierung der Preise, die Ergebnisse können aber verbessert werden, wenn mit genaueren Ausgangspreisen der Harmonisierungsprozess gestartet wird. Darauf sollte ein Augenmerk gelegt werden. Zudem würde die Qualität der Ergebnisse weiter verbessert werden, wenn klar wäre, wie hoch der Wert der nicht-energetischen Produkte in den einzelnen CPA-Kategorien ist. Momentan lautet die entscheidende Nebenbedingung nur, dass die Kosten (Mengenangaben mal Preisangaben) der Energieträger in einer CPA-Gruppe in Summe

⁵⁹ Statistische Güterklassifikation in Verbindung mit den Wirtschaftszweigen in der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft.

nicht den Wert der CPA-Kategorie selbst überschreiten sollten. Durch zusätzliche Angaben zu den nicht-energetischen Produkten in den CPA-Kategorien, könnte errechnet werden, wie deutlich sie unter der Grenze bleiben müssten. Auch der Umgang mit statistischen Differenzen zwischen den Datenquellen ist zu verbessern.

365. Die Methodik hat aber auch bedeutsame Stärken: Zunächst einmal ist es mit diesem Berechnungsrahmen möglich, international und intersektoral Energiestückkosten mit hoher Aktualität zu generieren. Das ist eine wesentliche Verbesserung gegenüber der WIOD Datenbank, da diese wahrscheinlich auch in Zukunft nur unregelmäßig aktualisiert wird. Sobald neue amtliche Ergebnisse vorliegen, werden die ursprünglich fortgeschriebenen Werte ersetzt und die Fortschreibung für die Lücke bis zum aktuellen Rand überarbeitet. Die WIOD Datenbank kann zur Ergänzung weiterhin als wichtige Quelle genutzt werden insbesondere für Länder außerhalb der EU28. Einen weiteren wesentlichen Vorteil gegenüber der WIOD Datenbank stellt die Tatsache dar, dass grundsätzlich detaillierte Preis-Mengen-Kombinationen (für 28 EU-Länder, 13 Sektoren, ca. 60 Energieträger, Zeitreihe ab Berichtsjahr 2008) zur Verfügung stehen. Die WIOD Datenbank lieferte ursprünglich nur 4 Energieträger (jedoch 40 Länder, 35 Sektoren und Jahre 1995-2011), deren Kosten insgesamt bekannt waren, und deren Preise nur implizit errechnet werden konnten. Der Detailgrad bei den Energieträgern hat sich durch die Aktualisierung der WIOD Datenbank im November 2016, wie oben beschrieben, leider zusätzlich verschlechtert. Eine weitere wesentliche Stärke des gezeigten Ansatzes ist die Passfähigkeit zum System der Volkswirtschaftlichen bzw. Umweltökonomischen Gesamtrechnungen. In wichtigen Aggregationsstufen des Datenmodells stimmen die Werte exakt mit den in der europäischen amtlichen Statistik veröffentlichten Werten überein (alle Mengenangaben in den Energiebilanzen, Energiekosten in der Strukturellen Unternehmensstatistik) oder sind damit kongruent (CPA-Kategorien in den Input-Output-Tabellen). Darüber hinaus ist der Berechnungsrahmen flexibel anpassbar, sobald z. B. das Eurostat-PEFA-Modul mit detaillierteren sektoralen Mengenangaben zur Verfügung steht oder wenn detaillierte Preise ermittelt und eingepflegt werden können. Diese Daten liefern dadurch besseres Ausgangsmaterial für den Harmonisierungsprozess zwischen Top-down- und Bottom-up-Angaben.

366. Werden die Berechnungen wie oben beschrieben durchgeführt, ergeben sich folgende Ergebnisse (vgl. Abbildung 32): Im Zeitraum zwischen 2008 und 2013, dem letzten Jahr mit amtlich verfügbaren Daten zu Energiekosten in der Eurostat-Datenbank, reduzierte sich die Stückkostenbelastung (für Energieträger insgesamt) im deutschen Verarbeitenden Gewerbe⁶⁰ um 3 % von 7,8 % auf 7,6 %. Auf europäischer Ebene ergab sich im selben Zeitraum eine Reduktion um 11 % von 9,2 % auf 8,2 %. Die Stückkostenbelastung bleibt damit weiterhin in Deutschland knapp niedriger als im europäischen Durchschnitt.

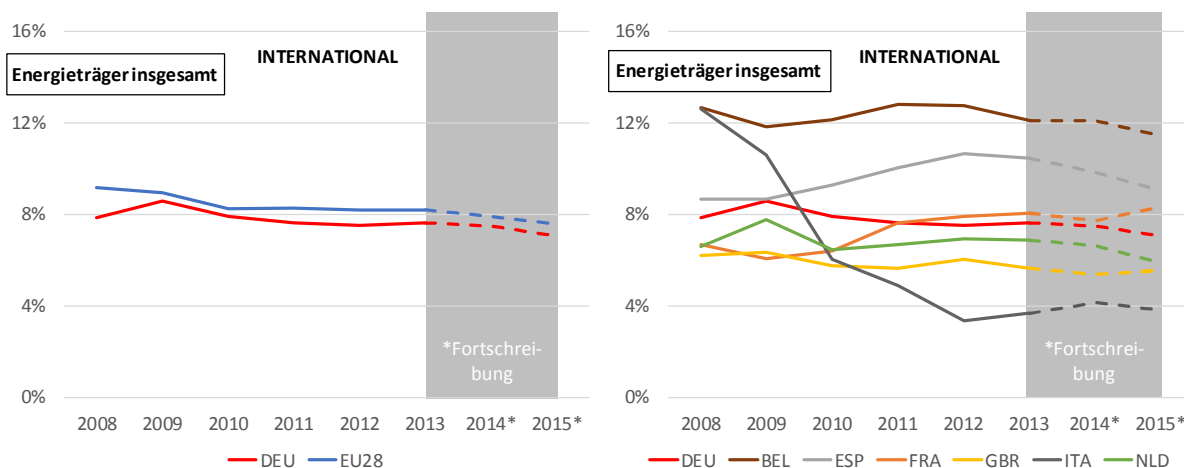
367. Für den Zeitraum 2013 bis 2015 wurde zudem die oben beschriebene Fortschreibung auf Basis aktueller Preise und extrapolierte Verbrauchsmengen durchgeführt. Hier zeigt sich der Wert der Fortschreibung, denn in den letzten zwei Jahren ergab sich eine zusätzliche Abwärtsdynamik. Die Energiestückkosten in Deutschland und in Europa nahmen allein in diesen zwei Jahren um 7,2 % bzw. 7,7 % ab. Der oben diskutierte Preisverfall bei den fossilen Brennstoffen (vgl. Kapitel 1.4) führte zu deutlichen Entlastungswirkungen in der Industrie. Dadurch eröffnen sich für die Firmen finanzielle Spielräume, ggf. sogar für Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen. Denkbar sind aber auch Rebound-Effekte durch einen geringeren Energiekostendruck.

368. Ein Blick auf wichtige europäische Länder im Einzelnen zeigt, dass die Entwicklung unterschiedlich ausfiel (vgl. Abbildung 32). In Frankreich und Spanien nahmen die Belastungen über die Jahre tendenziell zu, während in Belgien oder Großbritannien ebenfalls ein Rückgang der Energiestückkosten zu beobachten war. Ein überraschend deutlicher Rückgang war in Italien zu verzeichnen. Dies ist der schlechten konjunkturellen Lage geschuldet. Während in Deutschland die Bruttowertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe zwischen 2008 und 2013

⁶⁰ Einschließlich Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, ohne Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren, ohne Raffinerien.

um 9 % zunahm, ging diese in Italien um 11 % zurück. Die italienische Energiekostenbelastung reduzierte sich überproportional und führte damit zu sinkenden Stückkosten. Bereits in der letzten Stellungnahme wurde das Phänomen dokumentiert, dass bei wirtschaftlichem Abschwung in der Regel die Energiekosten stärker zurückgehen als die Wertschöpfung.

Abbildung 32: Internationale Energiestückkosten (total) in Deutschland, EU sowie in ausgewählten EU-Ländern 2008-2015

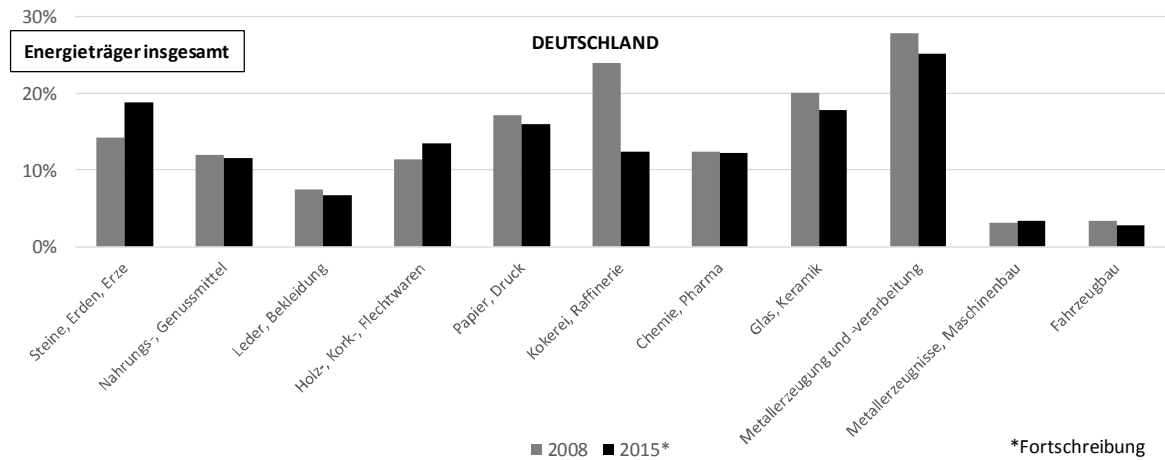


Quelle: Eigene Berechnungen

369. Trotz des zuletzt deutlichen Rückgangs der Energiekostenbelastung im deutschen Verarbeitenden Gewerbe, entwickelten sich die unterschiedlichen Sektoren uneinheitlich (vgl. Abbildung 33). Zwar gingen die Energiestückkosten zwischen 2008 und 2015, dem kompletten Zeitraum für unsere Berechnungen, in den meisten Fällen zurück. Es finden sich aber auch Sektoren, in denen die Energiekostenbelastung zunahm. Dies ist der Fall für den Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, für die Holzindustrie und in Summe für die Sektoren der Metallenerzeugnisse, der Datenverarbeitungsgeräte, der elektrischen Ausrüstungen und Maschinenbau. Am auffälligsten ist der Rückgang bei den Raffinerien, die in die Abbildung 33 extra aufgenommen wurden. Hier wird auf Grundlage der Fortschreibung geschätzt, dass die Stückkosten von 24 % im Jahr 2008 auf 12 % im Jahr 2015 zurückgegangen sind. Darin wird der Effekt deutlich, den der für die Raffinerien wichtige Inputfaktor Rohöl besitzt. Der Rohölpreis stieg zunächst von 2008 bis 2011/2012 um ca. 15 % an und fiel dann bis 2015 um fast 50 % (gegenüber 2008). Dies hat entsprechende Auswirkungen auf die Energiekostenbelastung.

370. Die energieträgerspezifischen Energiestückkosten sind in Abbildung 34 als Indizes für den Zeitraum zwischen 2011 und 2015 dargestellt. Das Berichtsjahr 2011 wurde für diese Betrachtung als Basisjahr gewählt, weil dies das letzte Jahr ist, welches in den vergangenen Stellungnahmen der Expertenkommission betrachtet wurde. Das wesentliche Ergebnis der Berechnungen ist, dass bei allen Energieträgern im Zeitraum zwischen 2011 und 2015 die Energiekostenbelastung teilweise sehr stark gesunken ist, mit Ausnahme beim Strom. Der Indexwert bei den deutschen Stromstückkosten liegt im Jahr 2015 um 5 % höher als im Jahr 2011, der europäische Index ist demgegenüber um 2 % zurückgegangen. Im Energiewendekontext sind die Stromstückkosten besonders interessant, da bei diesen die Energiepolitik besonderen Einfluss besitzt. Sofern also (deutsche) Sektoren stark von Strom abhängig sind und weniger von fossilen Energieträgern, so kam die Entlastungswirkung aus dem Preisverfall bei den Fossilen nicht bei diesen an. Für solche Firmen wird der finanzielle Handlungsspielraum sogar trotz niedriger fossiler Brennstoffpreise eingeschränkt. Im internationalen Vergleich mit ausgewählten Ländern zeigt sich, dass lediglich in Frankreich der Anstieg bei den Stromstückkosten seit 2011 höher ausfiel als in Deutschland (vgl. Abbildung 35).

Abbildung 33: Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe 2008 und 2015



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 34: Index (2011=100) der energieträgerspezifischen Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe

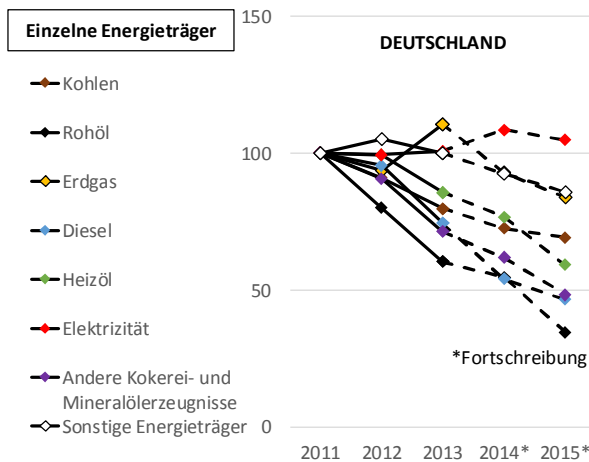
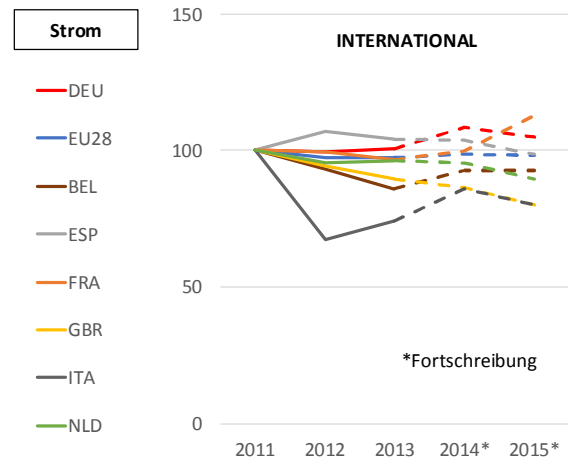


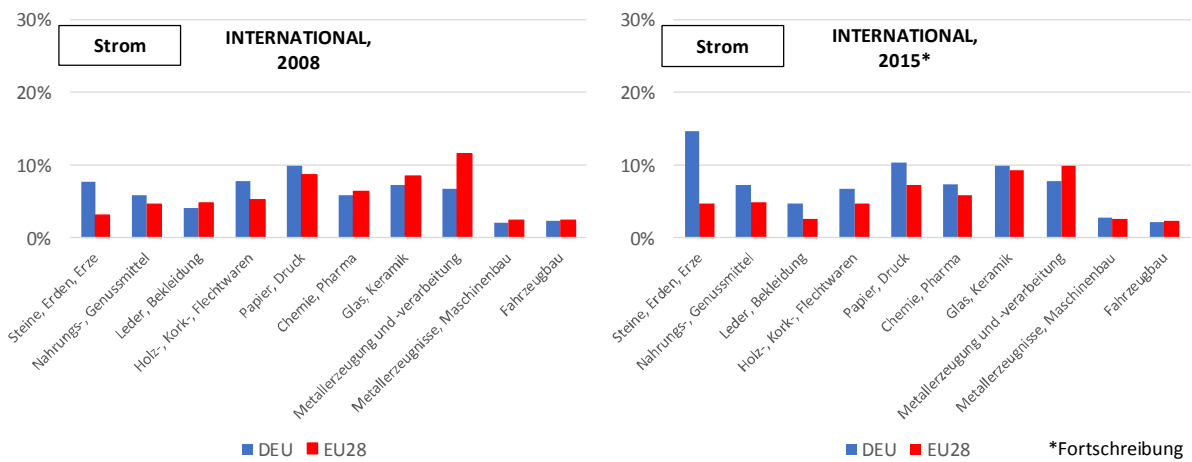
Abbildung 35: Index (2011=100) der Stromstückkosten in Deutschland, in der EU28 und in ausgewählten EU-Ländern



Quelle: Eigene Berechnungen

371. In Abbildung 36 werden die absoluten Stromstückkosten im deutschen und europäischen Verarbeitenden Gewerbe gegenübergestellt. Es zeigt sich ein deutlicher Trend hin zu relativ steigenden Stromstückkosten in Deutschland gegenüber dem europäischen Durchschnitt. Lagen die Stromstückkosten 2008 in den Sektoren „Leber und Bekleidung“, „Chemie und Pharma“, „Glas und Keramik“ sowie „Metallerzeugnisse, Datenverarbeitungsgeräte, elektronische und optische Erzeugnisse sowie Maschinenbau“ noch unter dem europäischen Durchschnitt, so liegen diese 2015 darüber. Lediglich in der deutschen Metallerzeugung und -verarbeitung sowie im deutschen Fahrzeugbau liegen die Stromstückkosten noch unter EU28-Niveau. Dies ist ein wichtiges Indiz dafür, dass die deutsche Energiewende sich in den Stromstückkosten deutscher Unternehmen gegenüber dem europäischen Ausland bemerkbar macht. Hinsichtlich der Kernaussage darf auch nicht übersehen werden, dass oben festgestellt wurde, dass in den letzten Jahren die Energiestückkostenbelastung (über alle Energeträger insgesamt) in Deutschland grundsätzlich nicht gegenüber dem europäischen Durchschnitt anstieg.

Abbildung 36: Stromstückkosten im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland und in der EU 2008 und 2015



Quelle: Eigene Berechnungen

372. Das Bundeswirtschaftsministerium nimmt an, dass mit der Reform des EEG 2014 die Kostendynamik bei den Strompreisen gebremst wurde und mit dem EEG 2017 ein Übergang zu mehr Planbarkeit, Wettbewerb und Kosteneffizienz erfolgend werde (vgl. Kapitel 9.1 in BMWi, 2016a). Die Expertenkommission geht allerdings davon aus, dass die EEG-Umlage auch weiterhin steigen wird (so auch 2017 von derzeit 6,35 Cent auf 6,88 ct/kWh) und regt ein grundsätzliches Überdenken der Erneuerbaren-Förderung an.

8 Chance der Digitalisierung nutzen

Das Wichtigste in Kürze

Die Digitalisierung ist ein zentrales Zukunftsthema. Die global zu beobachtende Transformation mittels Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) ist so bedeutsam, dass von der Digitalisierung als der 4. Stufe der industriellen Revolution gesprochen wird. Gerade für die Energiewirtschaft ist das Thema richtungweisend. Die Expertenkommission kommt zu dem Schluss, dass Deutschlands Erfolg bei der Energiewende und im Klimaschutz auch davon abhängen wird, inwieweit die erforderlichen Infrastrukturen für die Digitalisierung in den kommenden Jahren zügig aufgebaut und die damit verbundenen Risiken glaubwürdig kontrolliert werden können.

Im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte ebenso wie durch die Dezentralität der Energiewende hat die Anzahl der Akteure stark zugenommen. Dabei sind Funktions- und Informationsketten, die in der Vergangenheit innerhalb eines Unternehmens angesiedelt waren, heute häufig auf mehrere Beteiligte verteilt. Teilweise sind auch neue Markrollen entstanden. Dies wird durch die Digitalisierung noch verstärkt. Die Verteilung auf viele Akteure verlangt nach klaren und eindeutigen Schnittstellen zwischen den Akteuren. Dies ist bislang nicht ausreichend gewährleistet. Hier sind, ebenso wie im Bereich des Datenschutzes, effiziente und effektive Regelungen einzuführen. Dies ist nicht zuletzt für die Entwicklung und Erschließung neuer datenbasierter Geschäftsmodelle erforderlich. Hierzu zählen kundenorientierte Ansätze wie die Entwicklung last- und zeitabhängiger Tarife, der Einsatz und die Steuerung von virtuellen Kraftwerken, Smart Home-Anwendungen oder Energieeffizienz-Anwendungen in der Fläche ebenso wie unternehmensbezogene Ansätze etwa die datengestützte Optimierung der Instandhaltung von Erzeugungsanlagen und Netzinfrastrukturen.

Für den Strommarkt hat die Digitalisierung nach Ansicht der Expertenkommission das Potential, Energieangebot und -nachfrage zu flexibilisieren und Lastspitzen abzumildern. Davon sind erhebliche wirtschaftliche Vorteile zu erwarten. Für die junge Branche der digitalen Stromwirtschaft macht die Expertenkommission einen Vorschlag für ein Gründungs-Monitoring, das für den Monitoring-Prozess dauerhaft umsetzbar wäre.

Wegen der besonderen Bedeutung der Digitalisierung für die Wertschöpfung, wird in diesem Kapitel zunächst ein Grundverständnis für Wertschöpfungsketten im Strommarkt und deren Digitalisierung erarbeitet. Die Wertschöpfungsstufen in der digitalen Stromwirtschaft (Erzeugung, Handel, Übertragung, Verteilung, Speicherung, Vertrieb, Sektorkopplung und Verbrauch) werden durch IKT unterstützt und sind eingebettet in ein Geflecht von vor- und nachgelagerten Ketten. Darauf aufbauend wird eine Metrik vorgeschlagen, mit der der Stand der Digitalisierung und die Wertschöpfungsbeiträge für den Strommarkt und für jede Wertschöpfungsstufe abgeschätzt werden können.

373. Die Stellungnahme widmet sich in diesem abschließenden Kapitel mit der Digitalisierung bewusst einem zukunftsgerichteten Thema. Gemäß der Definition des BMWi steht der Begriff „Digitalisierung“ für die „umfassende Vernetzung aller Bereiche von Wirtschaft und Gesellschaft sowie die Fähigkeit relevante Informationen zu sammeln, zu analysieren und in Handlungen umzusetzen“ (vgl. BMWi, 2015d, S. 3). Ein häufig in diesem Zusammenhang genannter Begriff ist „Big Data“. Die global zu beobachtende Transformation mittels Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) ist so bedeutsam, dass von der Digitalisierung als der 4. Stufe der industriellen Revolution gesprochen wird.

374. Der fünfte Monitoring-Bericht der Bundesregierung unterstreicht die Bedeutung der Digitalisierung für die Energiewende und widmet ihr im Monitoring-Bericht erstmals ein ganzes Unterkapitel (vgl. Kapitel 11.2 in BMWi, 2016a). Das Kapitel beschreibt die digitale Transformation als einen Prozess, der „alle Stufen der energie-wirtschaftlichen Wertschöpfungskette“ betrifft (vgl. Kapitel 11.2 in BMWi, 2016a), geht auf das Thema neuer möglicher Geschäftsfelder für Unternehmen in diesem Bereich ein, nennt ausgewählte Indikatoren, welche den

Digitalisierungsgrad in der Stromwirtschaft greifbarer machen, und schildert zentrale Maßnahmen der Bundesregierung in dem Bereich. Die Expertenkommission möchte in diesem Kapitel der Stellungnahme die wichtigsten Punkte aufnehmen und einen deutlichen Schritt in der Analyse weitergehen:

- Als wichtigste Branche der Digitalisierung der Energiewende wird der Strommarkt herausgegriffen. Wegen der besonderen Bedeutung der Digitalisierung für die Wertschöpfung, soll zunächst ein Grundverständnis für Wertschöpfungsketten im Strommarkt und deren Digitalisierung erarbeitet werden (vgl. Kapitel 8.1). Diesbezüglich konstatiert der Monitoring-Bericht lediglich, dass die Energie- und Wasserversorgung im Vergleich zu anderen Branchen aktuell bei der Digitalisierung im Mittelfeld liegt (vgl. Kapitel 11.2 in BMWi, 2016a). In dieser Stellungnahme wird eine Metrik vorgeschlagen, mit der spezifisch für den Strommarkt und für jede Wertschöpfungsstufe der Stand der Digitalisierung und die Wertschöpfungsbeiträge abgeschätzt werden können.
- Die anschließenden Kapitel 8.2 und Kapitel 8.3 beschäftigen sich – aufbauend auf den Schilderungen im Monitoring-Bericht – mit sehr konkreten Fragen der Datenhoheit und Beispielen für datenbasierte Geschäftsfelder. Dies erscheint besonders dringend, da eine Grundlagenanalyse, die die Bedeutung der Digitalisierung und daraus resultierende Handlungsoptionen für die Unternehmen der Energiewirtschaft aufzeigt (BDEW, 2015), bislang nicht existiert.
- Abschließend geht das Kapitel 8.4 auf die Gründerszene und deren daten- und dienstleistungsbasierte Geschäftsmodelle ein, die an vielen Stellen entlang der Wertschöpfungsketten entstehen. Es werden Methoden und Ergebnisse für ein Gründungs-Monitoring im Bereich Digitale Stromwirtschaft präsentiert. Der Monitoring-Bericht spricht ebenfalls allgemein die Gründungspotenziale und Start-up Unternehmen der Energiewende an (vgl. Kapitel 13.2 in BMWi, 2016a), der hier dargestellte Vorschlag für ein Gründungs-Monitoring ist jedoch auf die Digitale Stromwirtschaft fokussiert und wäre für den Monitoring-Prozess umsetzbar.

375. Die Chancen der Digitalisierung für die Energiewende sollten früh erkannt und genutzt werden. Die Digitalisierung hat nach Ansicht der Expertenkommission insgesamt großes Potential, Energieangebot und -nachfrage zu flexibilisieren, Lastspitzen abzumildern und Wertschöpfungsketten umzugestalten. Hier sollen einige Beispiele genannt werden: Maßnahmen, die darauf abzielen, die Stromnachfrage zu flexibilisieren, werden allgemein unter dem Begriff Lastmanagement oder Demand Response geführt. Eine Möglichkeit dazu sind dynamische Tarife, bei denen sich Strompreise z. B. stündlich – oder in noch kürzeren Zeiträumen – auf Grundlage des aktuellen Marktgeschehens anpassen (etwa Real-Time-Pricing). Voraussetzung dafür ist das Vorhandensein von intelligenten Stromzählern, welche die Last der Nachfrager ebenfalls dynamisch abbilden können. Der verbrauchssenkende Effekt in Spitzenlastzeiten ist in Feldexperimenten dokumentiert (Faruqui und Sergici, 2010, Lynham et al., 2016). Auch durch Informationsfeedback mit Hilfe von In-Home Displays kommt es zu signifikanten Anpassungsreaktionen (Faruqui et al., 2010). Die verbrauchssenkenden Effekte zeitvariabler Tarife oder von Feedback-Systemen wurden bisher nur für die USA nachgewiesen. Die Übertragbarkeit auf Deutschland ist nicht sichergestellt, da für Deutschland bisher noch keine kausal verlässlichen Studien solcher Maßnahmen durchgeführt worden sind. Die energiewirtschaftliche Forschung im Bereich Verbraucherverhalten in Deutschland gleicht eher einem Flickenteppich. Einzelne Fallbeispiele sind aufgrund mangelnder Vergleichsgruppen oder geringer Fallzahlen weder generalisierbar noch skalierbar. Insofern ist das Potenzial von Demand Response Management und von Feedback-Systemen für Deutschland noch weitestgehend unbekannt, sollte im Zuge der weiteren Digitalisierung der Energiewirtschaft aber dringend wissenschaftlich evaluiert werden.

376. Auf der Angebotsseite können virtuelle Kraftwerke durch das Zusammenschalten von dezentralen Stromerzeugern (z. B. PV-, Wasserkraft-, Windkraft-, Biogas-Anlagen, BHKW) und Stromspeichern relativ dargebotsunabhängig Strom anbieten. Virtuelle Kraftwerke bzw. intelligente Microgrids können regional sehr konzentriert, z. B. in einem Stadtviertel, implementiert und autark betrieben werden. Die sogenannte Blockchain erlaubt es

Energiekunden ihren Strom nach eigenen Präferenzen von unterschiedlichen Erzeugern zusammenzustellen (z. B. nur Photovoltaikstrom aus eigener Region). Apps helfen bei der automatisierten Abwicklung solcher Blockchain-Kontrakte (dena, 2016a). Dabei können Stromanbieter ebenso bestimmen, ob sie Strom nicht etwa an bestimmte Gruppen spenden wollen, statt zu verkaufen. Jeder Anbieter und Kunde hätte demnach jederzeit per Smartphone die Wahl, mit wem sie wann Stromgeschäfte machen wollen. Diese Beispiele reißen das Thema nur an. Dennoch wird deutlich, dass damit traditionelle Wertschöpfungsketten aufgebrochen sowie zeitlich und räumlich reorganisiert gedacht werden müssen.

8.1 Wertschöpfung im Digitalen Strommarkt

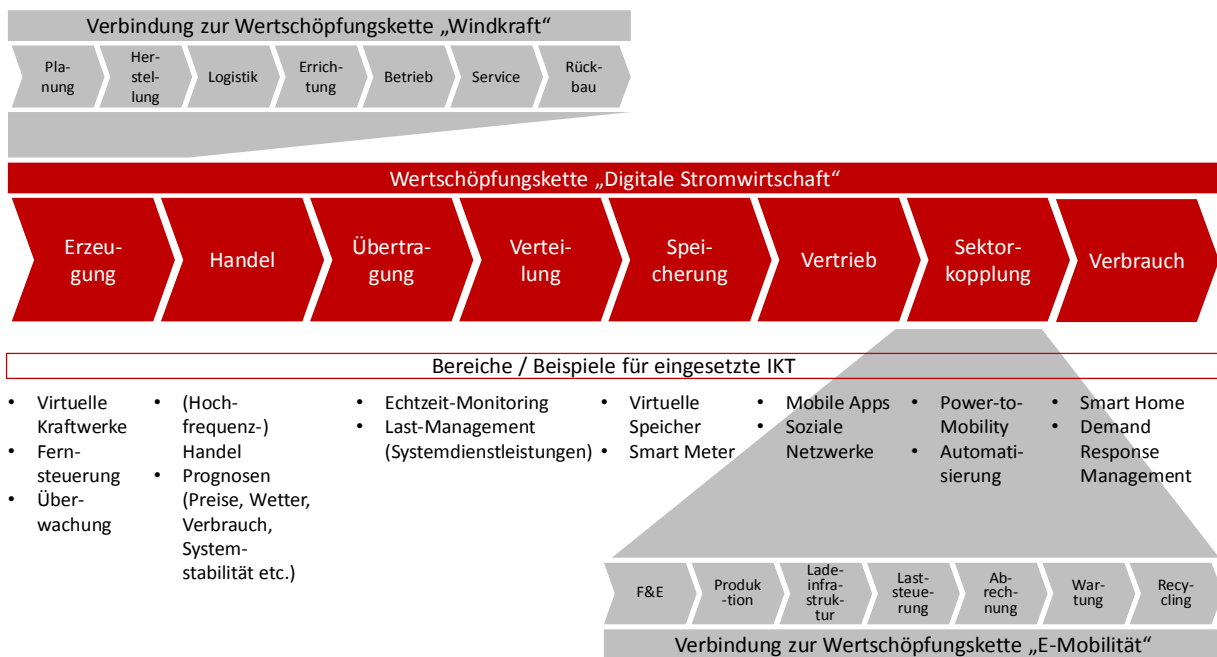
377. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung stellt richtigerweise fest, dass die Digitalisierung der Energiewende die gesamte Energiewirtschaft berührt (z. B. im Bereich Industrie 4.0 oder E-Mobility) und grundsätzlich alle Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette tangiert (vgl. Kapitel 11.2 in BMWi, 2016a). Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese Entwicklung v. a. die Stromwirtschaft verändern wird. Die im Monitoring-Bericht aufgeführten „Zentrale(n) Maßnahmen im Bereich Digitalisierung der Energiewende“, nämlich das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, das Schaufenster intelligente Energie und auch das Pilotprogramm Einsparzähler, sind im Schwerpunkt auf den Strommarkt bezogen. Dafür spricht auch die Aussage im Eckpunktepapier „Strommarkt“ (BMWi, 2015a), wonach der Strommarkt die erste voll digitalisierte Branche unserer Volkswirtschaft sein soll (z. B. entsprechend Impulspapier „Strom 2030“, BMWi, 2016h). Die vollständige Digitalisierung des Stromsektors kann nicht in der Form verstanden werden, dass alle Transaktionen vollständig digitalisiert oder ausschließlich über IKT abgewickelt werden. Schließlich bedarf es auch in Zukunft physischer Stromerzeugungsanlagen, Übertragungsnetze und Energieverbraucher ganz abseits von IKT. Das angestrebte Ziel der Volldigitalisierung des Strommarktes muss daher dahingehend interpretiert werden, dass IKT für den gesamten Produktionsprozess eine Unterstützungsfunktion innehat. Diese betrifft die gesamte stromwirtschaftliche Wertschöpfungskette, von Erzeugung, über Handel, Übertragung, Verteilung, Speicherung, Vertrieb, Sektorkopplung bis hin zum Verbrauch (vgl. Abbildung 37).

378. Die Wertschöpfungskette der „Digitalen Stromwirtschaft“ ist eingebettet in ein großes Geflecht vor- und nachgelagerter Wertschöpfungsketten. Für die Diskussion ist es sinnvoll, drei verschiedene Kategorien zu unterscheiden:

- Die im vorliegenden Kontext zentrale Wertschöpfungskette der „Digitalen Stromwirtschaft“ besitzt unmittelbaren Bezug zum Energieträger Strom und folgt diesem von der Erzeugung bis zum Verbrauch. Zu beachten ist, dass es über Speichertechnologien, seien es großtechnische Batterien oder ganz traditionell Pumpspeicherkraftwerke, eine Rückkopplung gibt: Elektrizität wird umgewandelt und bei Bedarf – mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten – neu erzeugt. Die Kette beginnt von vorne, bis der Strom beim Endverbraucher ankommt. Ähnliches gilt für die Sektorkopplung, allerdings wird hier Strom in andere Energieträger umgewandelt und geht ein in die Wertschöpfungsketten der Wärme- oder Gaswirtschaft. Ein wichtiger Sonderfall ist die Elektromobilität, bei der Strom im Verkehrssektor direkt verbraucht wird (Bereitstellung von mechanischer Energie zum Antrieb der Fahrzeuge).
- Die zweite Kategorie von Wertschöpfungsketten bezieht sich auf diejenigen Produktionsschritte, welche der „Digitalen Stromwirtschaft“ vor- oder nachgelagert sind. Diese sind sehr zahlreich und können auf jeder Stufe der Hauptwertschöpfungskette anknüpfen. In der Abbildung 37 wurden beispielhaft die Wertschöpfungskette für die Erzeugung von Elektrizität durch Windkraft und die Wertschöpfungskette für E-Mobilität als Form der Sektorkopplung herausgegriffen. Im Fall von Windkraft-Ladestationen – d. h. Stromtankstellen, die mit einer integrierten Windkraftanlage ausgestattet sind – können diese drei Wertschöpfungsketten auch lokal zusammenkommen.

- Als Teilbereich der zweiten Kategorie ist gesondert hinzuweisen auf Wertschöpfungsketten, welche in der „Informations- und Kommunikationsbranche“ bzw. in der „Digitalen Wirtschaft“ ihren Ursprung haben. Dabei geht es um Industrien, welche IKT herstellen. Die Produkte der Digitalen Wirtschaft durchdringen die Gesamtwirtschaft und gehen als Vorleistungsprodukte in den Produktionsprozess anderer Sektoren ein (z. B. Informationsdienstleistungen) oder werden Bestandteil des Kapitalstocks (z. B. Software oder Rechneinheiten). Nur aufgrund dieser Wertschöpfungsketten wird die Stromwirtschaft zur „Digitalen Stromwirtschaft“.

Abbildung 37: Wertschöpfungskette „Digitale Stromwirtschaft“ sowie zwei Beispiele für vor- und nachgelagerte Wertschöpfungsketten



Quelle: Eigene Darstellung

379. Entsprechend der statistischen Abgrenzung der OECD (2011) umfasst die „Digitale Wirtschaft“ weite Teile der Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten und von elektronischen und optischen Erzeugnissen (WZ 26 ohne WZ 26.5-26.7), den ganzen IKT-Großhandel (WZ 46.5), Teile des Verlagswesens (WZ 58.2, Verlegen von Software), die gesamte Telekommunikationsbranche (WZ 61), weite Teile der Erbringung von Dienstleistungen der Informationstechnologie (WZ 62 ohne WZ 62.03 Betrieb von Datenverarbeitungseinrichtungen für Dritte), den gesamten Bereich Datenverarbeitung, Hosting und damit verbundene Tätigkeiten sowie Webportale (WZ 63.1) und die Reparatur von Datenverarbeitungs- und Telekommunikationsgeräten (WZ 95.1). Die Wertschöpfung der IKT-Branche in Deutschland erreichte 2014 einen Wert von 93 Mrd. Euro, und rangiert damit knapp vor dem Maschinenbau (BMW, 2015e, allerdings ohne Berücksichtigung von WZ 46.5 und 95.1). Dies entspricht einem Anteil von etwa 3,2 % am Bruttoinlandsprodukt. Zum Vergleich, der deutsche Stromsektor (WZ 35.1) kommt lediglich auf einen Wertschöpfungsbetrag von knapp 40 Mrd. Euro (Destatis, 2015).

380. Interessant ist es nun, die Schnittstelle zu betrachten, d. h. zu Aussagen zu kommen, wie stark die Wertschöpfung im Strommarkt auf der Digitalisierung basiert. Der fünfte Monitoring-Bericht zur Energiewende (vgl. Kapitel 11.2 in BMW, 2016a) bzw. der Monitoring-Report Wirtschaft Digital 2016 und 2015 (BMW, 2015e, 2016g) gehen auf Grundlage einer repräsentativen Befragung durch TNS Infratest und des ZEW Mannheim davon aus, dass die Energie- und Wasserversorgung im Vergleich zu anderen Branchen aktuell bei der Digitalisierung im

Mittelfeld liegt. Der Digitalisierungsgrad wurde gemessen an der Nutzungsintensität von digitalen Technologien und Diensten, an der Ausrichtung der Unternehmen auf die Digitalisierung und an dem Einfluss der Digitalisierung auf den Geschäftserfolg. Die Unternehmen wurden beispielsweise gefragt nach dem Umsatz mit digitalen Angeboten oder nach der eigenen Nutzung von digitalen Infrastrukturen. Letztendlich wurde aus diesen Informationen ein aggregierter Digitalisierungsindex erstellt. Auch andere Initiativen, z. B. „The Digital Economy and Society Index“ (DESI) von Eurostat oder der „ICT Development Index“ (IDI) der Vereinten Nationen, bedienen sich umfangreicher Indikatoren, um den Digitalisierungsgrad (von Volkswirtschaften) darzustellen. Die letztgenannten Indizes sind international vergleichbar und beruhen auf jährlich fortschreibbaren Sekundärdaten. Allerdings, eine detaillierte Betrachtung der Wirtschaftszweige innerhalb der Energie- und Wasserversorgung, also insbesondere des Strommarktes, ist an keiner Stelle verfügbar. Der im Monitoring-Bericht herangezogene Report Wirtschaft Digital untersucht die gesamte gewerbliche Wirtschaft (vom Maschinenbau bis zu wissensintensiven Dienstleistern). Daher sind die Untersuchungsmethode und die Ergebnisse zu grob, um den Fortschritt der Digitalisierung in Teilbereichen wie der Stromwirtschaft differenziert messen zu können. Auch einzelne Wertschöpfungsstufen bzw. branchenspezifische IKT (z. B. Smart Meter) finden keine direkte Berücksichtigung.

381. Daher schlägt die Expertenkommission vor, einen entsprechenden Ansatz mit Leitindikatoren speziell für den Digitalen Strommarkt prüfen und entwickeln zu lassen. Die Indikatoren sollten sich entlang der Wertschöpfungskette organisieren, d. h. von der Erzeugung, über den Handel, bis hin zu Sektorkopplung und Verbrauch. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung nennt im Digitalisierungskapitel mit der „Fernmess- und Fernsteuerbarkeit von EE-Anlagen“ bereits einen Indikator, der auf der Wertschöpfungsstufe der Erzeugung eine Rolle spielt. An diesem Beispiel wird aber auch erkennbar, dass ein einzelner Indikator nicht eine komplette Wertschöpfungsstufe ausreichend abbilden kann. Zum einen wird nur ein Teil der Erzeugungseinheiten abgedeckt. Zum anderen bedeutet die Fähigkeit eines Systems nicht unbedingt, dass diese tatsächlich zum Einsatz gebracht wird oder alle Potentiale ausgeschöpft werden. Beispiele für weitere Indikatoren könnten sein der Einsatz von Software (insbesondere auf der Stufe des Handels) oder das Verhältnis Smart Meter zu konventionellen Zählern bei SLP- und rLM-Kunden (auf der Stufe des Verbrauchs). Im Bereich der Sektorkopplung sollten die Indikatoren aus Kapitel 5.4 aufgenommen werden. Diese Indikatoren gilt es zu einer vollständigen Liste zu erweitern, sinnvoll zu strukturieren und zu quantifizieren. Damit kann der Digitalisierungsgrad je Wertschöpfungsstufe im Digitalen Strommarkt fassbar gemacht werden. In einem weiteren Schritt sollte dann abgeschätzt werden, inwieweit der Digitalisierungsgrad die Wertschöpfung je Wertschöpfungsstufe unterstützt. Letztendlich ist auch darauf zu achten, dass die Datengrundlage jährlich aktualisierbar ist. Nur so ist eine fortschreibbare Metrik für das Monitoring der Energiewende bzw. der Digitalisierung der Stromwirtschaft möglich.

382. Die Erfassung von Wertschöpfungsbeiträgen im digitalen Strommarkt ist herausfordernd und mit Unschärfen behaftet. Nachfolgend wird auf die wichtigsten Punkte eingegangen, die sich auch an Kernbotschaften eines aktuellen Working Paper der OECD (2016) zur BIP-Messung in einer zunehmend digitalisierten Welt orientieren:

- In einer dezentralen Energielandschaft mit kleinen Erzeugungseinheiten werden Sektorzuordnungen unklarer. Die WZ-Zuordnung erfolgt nach dem Schwerpunktprinzip von Unternehmen. Spielt aber z. B. die Energieerzeugung nur eine untergeordnete Rolle, so muss sich die Erzeugungseinheit nicht im offensichtlichen WZ 35.11 (Elektrizitätserzeugung) wiederfinden. Ihre Wertschöpfungsbeiträge finden sich dann im Bruttoinlandsprodukt insgesamt wieder, aber das Auffinden und Herunterbrechen auf die konkrete Wertschöpfungsstufe der „Digitalen Stromwirtschaft“ wird dadurch erschwert.
- Die neue Stromwelt bindet den Haushaltssektor immer mehr als Produzent von Energie (oder auch als Akteur der Speicherung, des Handels, der Verteilung etc.) mit ein. Die Grenze der Produktion zwischen Unternehmens- und Haushaltssektor wird dadurch unscharf. Der Haushaltssektor wird allerdings nicht

vollständig im Rahmen der BIP-Messung einbezogen (ganz ähnlich zum Thema Hausarbeit, Kochen, Babysitting usw.). Dies liegt zum einen an Bewertungsproblemen, zum anderen auch an der Sorge vor potentiellen Verzerrungen des BIP als Maß für die ökonomische Aktivität einer Volkswirtschaft.

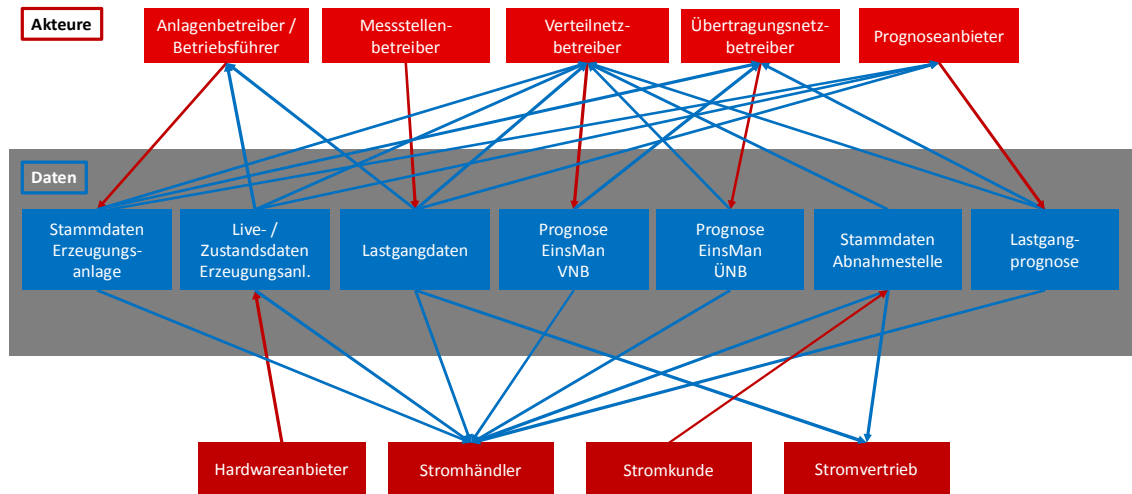
- Hinzu kommt, dass sehr kleine, unternehmerisch tätige Akteure unterhalb statistischer Abschneidegrenzen bleiben können und damit nicht erfasst werden (in der Umsatzsteuerstatistik gilt dies beispielsweise für Kleinunternehmen). Im Strommarkt 2.0 ist vermehrt mit solchen Fällen zu rechnen, da u. a. webbasierte Anwendungen (auch kleine) Transaktionen für alle Marktbeteiligten, einschließlich Zwischenhändler, leichter durchführbar machen.
- Gegenstand der Forschung bleibt aktuell auch die Frage, inwiefern „kostenlose“ Services, die lediglich mit dem Bereitstellen eigener Daten „bezahlt“ werden, die Messung der Wertschöpfung beeinflussen.

8.2 Datenflüsse

383. Im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte, aber auch durch die Dezentralität der Energiewende hat die Anzahl der Akteure in diesem Sektor stark zugenommen. Dabei sind Funktions- und Informationsketten, die in der Vergangenheit innerhalb eines Unternehmens angesiedelt waren, heute häufig auf mehrere Beteiligte verteilt, teilweise sind auch neue Marktrollen entstanden. Durch die Verteilung auf viele Akteure werden Datenflüsse unterbrochen und Schnittstellen zwischen den Akteuren müssen eingerichtet werden. Abbildung 38 zeigt beispielhaft verschiedene Akteure des Strommarkts mit ihrem Datenbedarf und der Datenherkunft. Teilweise benötigen Akteure Daten, deren Ursprung bei anderen Akteuren liegt, mit denen sie keine direkte Geschäftsbeziehung unterhalten. Die Datenweitergabe erfolgt hier zum Teil durch das Weiterleiten von Daten über mehrere Beteiligte hinweg. In einigen Fällen findet die Weitergabe von benötigten Informationen nicht oder nur in unzureichendem Maß statt.

384. So ist beispielsweise nicht sichergestellt, dass bilanzkreisverantwortliche Stromhändler rechtzeitig über Einspeisemanagementmaßnahmen durch Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber informiert werden. Dies führt zu Ausgleichsenergiekosten bei den Stromhändlern, obwohl diese die Ursache der Bilanzkreisabweichung nicht zu vertreten haben. Auch bei einer rechtzeitigen Information durch die Netzbetreiber und einem Nachhandeln am Intraday-Markt entstehen ggf. Mehrkosten. Die Entschädigung für die entstandenen Kosten kann vom Stromhändler jedoch nicht direkt mit den Netzbetreibern abgerechnet werden, da es hierzu keine Rechtsgrundlage gibt. Stattdessen können die Kosten nur über den Umweg des Entschädigungsanspruchs des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber geltend gemacht werden. Dies führt zu zusätzlichem Aufwand sowohl bei den Anlagenbetreibern, wie auch bei Stromhändlern und Netzbetreibern, was, ebenso wie die angesprochene, unzureichende Informationsweitergabe in diesem Zusammenhang, als ineffizient zu bewerten ist. Durch das 2013 eröffnete „Festlegungsverfahren zur energetischen und bilanziellen Abwicklung von Einspeisemanagement-Maßnahmen bei EEG-Anlagen“ (BK6-13-049) (BNetzA, 2013) sollte die Abwicklung in diesem Zusammenhang effizienter gestaltet werden. Ein weiteres Ziel war die Schaffung von klareren Festlegungen hinsichtlich der Informationspflichten in Bezug auf das Einspeisemanagement. Mit der Ruhendstellung des Verfahrens durch die Bundesnetzagentur (BNetzA, 2016k) ist eine effizientere Lösung derzeit nicht in Sicht und der aktuelle Informationsfluss zwischen den beteiligten Akteuren weist in dieser Hinsicht ein deutliches Verbesserungspotenzial auf.

Abbildung 38: Beispielhafte Darstellung der Datenherkunft (rot) und des Datenbedarfs (blau) von Akteuren im Strommarkt



Quelle: Eigene Darstellung ZSW

385. Ein ähnliches Problem ergibt sich bei der Verfügbarkeit von Echtzeit-Daten der Erzeugungsanlagen für Prognoseanbieter. Die Verbesserung der Einspeiseprognosen ist in einem zunehmend dargebotsabhängigen Energiesystem ein zentraler Aspekt für den stabilen Betrieb des Stromnetzes sowie die effiziente Bewirtschaftung von Bilanzkreisen. Echtzeit-Daten sind für Prognoseanbieter dabei wichtig, um die Vorhersage mit der real eingetretenen Situation abzugleichen, Prognosen ggf. zu korrigieren und Prognosemodelle langfristig zu verbessern. Durch die lange Informationskette vom Hardwareanbieter über den Anlagenbetreiber zum Energiehändler bis zum Prognoseanbieter, ist die Verfügbarkeit der Echtzeit-Daten nicht zwangsläufig gewährleistet (Rentzing, 2015). Neben der Anzahl zwischengeschalteter Akteure und einzurichtender Schnittstellen können sich Hindernisse auch dadurch ergeben, dass ein Akteur mehrere Rollen einnehmen kann. Je nach Marktmacht und sich ergebenden Interessenskonflikten kann dies den Zugang zu benötigten Daten verhindern. So ist es beispielsweise denkbar, dass ein Hardwareanbieter gleichzeitig als Prognoseanbieter auftritt. Damit ist die Echtzeit-Daten-Verfügbarkeit für den angesprochenen Anbieter zwar in jedem Fall gegeben, Probleme treten jedoch auf, wenn der Anlagenbetreiber oder Stromhändler eine parallele Zusammenarbeit mit weiteren Prognoseanbietern anstrebt. Durch die Investition in die Hardware ist der Anlagenbetreiber an den Anbieter gebunden. Verfügt dieser über eine gewisse Marktmacht und weigert er sich, die Echtzeit-Daten der Hardware Dritten zur Verfügung zu stellen, entstehen daraus Wettbewerbsnachteile für die übrigen Prognoseanbieter. Weitere Konstellationen dieser Art sind denkbar und treten zum Teil auch real auf.

386. Um Wettbewerbsnachteile zu verhindern und zur Beseitigung von Ineffizienzen im Energiemarkt sollte der diskriminierungsfreie Zugang zu relevanten Daten sichergestellt und eine möglichst weitgehende Standardisierung von Schnittstellen angestrebt werden. Denkbar ist hier die Definition eines Sets an grundlegenden Daten, die den jeweils notwendigen Akteuren mit Zustimmung des Dateneigentümers – in vielen Fällen der Anlagenbetreiber – zentral bereitgestellt werden. Im dem im „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ vom 29.08.2016 enthaltenen Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) wird der Einsatz von „intelligenten Messsystemen“ geregelt, welches auch eine zentrale Zugriffsmöglichkeit („Smart-Meter-Gateway“) für berechnigte Akteure vorsieht. Damit lassen sich Probleme hinsichtlich der Datenverfügbarkeit zwar bezüglich Stamm- und Lastgangdaten sowie möglicherweise auch Echtzeit- und Zustandsdaten lösen, jedoch ist aufgrund der Regelung in § 19 (5) MsbG mit einer

vollständigen Verbreitung von intelligenten Messsystemen frühestens ab 2025 zu rechnen. Zudem ist die Verfügbarkeit von Prognosedaten in diesem Zusammenhang nicht geregelt.

387. Weitere keinesfalls zu vernachlässigenden Aspekte im Zusammenhang mit der Digitalisierung des Energiesystems sind neben dem angesprochenen Datenzugang insbesondere der Datenschutz und die Datensicherheit, nicht zuletzt weil immer größere Datenmengen erfasst und verarbeitet werden. Dabei handelt es sich zu einem großen Teil auch um personenbezogene Daten, wie die viertelstündlich erhobenen Verbrauchswerte der Letztverbraucher, die von Smart Metern aufgezeichnet werden. Täglich im Viertelstundentakt erhobene Verbrauchswerte gewähren jedoch tiefe Einblicke in die Privatsphäre des Einzelnen, da punktuell und in Echtzeit einzelne Aktivitäten erkennbar werden. In der zeitlichen Abfolge entstehen Ablaufprotokolle, die sehr wesentliche Informationen für die Erstellung von Persönlichkeitsprofilen enthalten. Technisch möglich wäre mit Smart Metern sogar eine Verbrauchserfassung im Sekundentakt. Je höher zeitlich aufgelöst die Verbrauchserfassung, desto präzisere Aussagen können über die jeweilige Aktivität abgeleitet werden. Dies geht bis zu Rückschlüssen auf das jeweils genutzte Fernsehprogramm (BfDI, 2015).

388. Das Bundesverfassungsgericht hat im sog. Volkszählungsurteil klargestellt, dass das Recht auf informationelle Selbstbestimmung die Befugnis des Einzelnen gewährleistet, grundsätzlich selbst über die Preisgabe und Verwendung seiner persönlichen Daten zu bestimmen. Viertelstündlich erhobene Verbrauchswerte an einem bestimmten Anschlusspunkt können mit einzelnen Verbrauchern in Beziehung gesetzt werden. Sie sind nach § 3 Absatz 1 Bundesdatenschutzgesetz personenbezogene Daten, zu denen nach dieser Vorschrift Einzelangaben über persönliche oder sachliche Verhältnisse einer bestimmten oder bestimmbarer natürlichen Person gehören (BfDI, 2015). Gemäß den Ausführungen der Bundesbeauftragten für den Datenschutz und Informationsfreiheit kommt es dabei v. a. darauf an, ob zwischen der jeweiligen Information und der Person eine Verbindung herstellbar ist. Die Art der Information ist hierfür irrelevant. Damit sind aber nicht nur die viertelstündlich erhobenen Verbrauchswerte personenbezogen, sondern potentiell alle im Zusammenhang mit dem Smart Metering erhobenen Messwerte und Netzzustandsdaten. Schon im Volkszählungsurteil hat das Bundesverfassungsgericht ausgeführt, dass es „unter den Bedingungen der automatischen Datenverarbeitung kein belangloses Datum mehr“ gebe. Es kommt also nicht darauf an, ob die Information als solche besonders sensibel ist, sondern nur darauf, ob sie dem Betroffenen zugeordnet werden kann. Noch so unscheinbare Informationen können in anderem Kontext, etwa verknüpft mit anderen Informationen oder in einem bestimmten Verwendungszusammenhang, Risiken für das Recht auf informationelle Selbstbestimmung des Betroffenen mit sich bringen. Viertelstündlich erhobene Verbrauchswerte sind hier nur ein Beispiel für besonders sensible Informationen, die deshalb auch einen besonders strengen Schutz erfordern. Somit bedarf es umfassender Regelungen und eines ganzheitlichen Sicherheitskonzepts, damit die Digitalisierung für den Energiesektor zum Erfolgsfaktor werden kann.

389. Hier sind im Rahmen der Gesetzgebungsverfahren und der Einführung technischer Richtlinien auch bereits wesentliche Regelungen erfolgt, die insbesondere die technischen Sicherheitsanforderungen an den Smart Meter selbst, die Definition der Anforderungen an das Smart Meter Gateway ebenso wie an den Smart Meter Gateway Administrator betreffen. Die Smart Meter Gateway Administratoren sind dabei für den sicheren, technischen Betrieb des intelligenten Messsystems verantwortlich ebenso wie für die Installation, Inbetriebnahme, Konfiguration, Administration, Überwachung und Wartung des Smart Meter Gateways und der informationstechnischen Anbindung von Messgeräten und von anderen an das Smart Meter Gateway angebotenen technischen Einrichtungen. Der Smart Meter Gateway Administrator repräsentiert in diesem Kontext eine „Funktion“, die durch Technik, Menschen und technisch-organisatorische Maßnahmen sowie etablierte Prozesse wahrgenommen wird. Und damit diese Funktion ordnungsgemäß und sicher ausgeführt werden kann, werden Anforderungen an diese Smart Meter Gateway Administration definiert. Diese finden sich im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), wo ein ganzheitliches Sicherheitsniveau angestrebt wird (Maseberg, 2015). Dies ist nur ein Beispiel der umfangreichen Regelungsaktivitäten, die erforderlich sind, um bei zunehmender Digitalisierung nicht nur dem

Persönlichkeitsschutz des Individuums gerecht zu werden, sondern auch die Sicherheit der Energieversorgung aufrecht zu erhalten bzw. weiter zu verbessern. Die Expertenkommission hätte sich im Monitoring-Bericht der Bundesregierung eine detailliertere Analyse zu sicherheitsrelevanten Fragestellungen im Zusammenhang mit der Digitalisierung des Energiesystems gewünscht. Dies sollte die Bundesregierung im kommenden Fortschrittsbericht ebenso beleuchten wie die Chancen, die sich aus der Digitalisierung für die Energiewende ergeben.

8.3 Datenbasierte Geschäftsfelder

390. Die Zahlen zu den Neugründungen machen deutlich, dass die Digitalisierung neue Geschäftsfelder für junge (aber auch etablierte) Unternehmen eröffnet. Die digitale Transformation sorgt für ein zunehmendes Datenaufkommen, welches sich Unternehmen zu Nutze machen können. Dabei besteht die wesentliche Herausforderung darin, die erfassten Datenmengen für die Automatisierung all jener Prozesse zu nutzen, in denen erhebliche Effizienzgewinne zu erwarten sind. Der Monitoring-Bericht greift das Thema auf und nennt ebenfalls die Chancen für neue Geschäftsmodelle. Als Beispiele werden u. a. das „Pilotprogramm Einsparzähler“ oder das „Smart Home“ genannt (Kapitel 11.2 in BMWi, 2016a). Der Bericht geht jedoch nicht in gebührender Tiefe auf die entscheidenden Aspekte datenbasierter Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft ein. Grundsätzlich sind darunter alle logischen Zusammenhänge zu verstehen, mit denen Unternehmen in der Energiewirtschaft mittels sinnvoller Datensammlung und -analyse einen Mehrwert für Kunden schaffen und letztendlich einen Ertrag für sich selbst sichern. Die folgenden Abschnitte geben hierzu einen Überblick.

391. Start-Ups und Unternehmen, beispielsweise aus der IKT-Branche, könnten zukünftig eine verstärkte Rolle in der Energiebranche spielen. Ähnlich wie in anderen Industriezweigen droht auch hier immer mehr die Konkurrenz internationaler datenbasierter Konzerne, wie Google, Facebook, Apple etc., die die Energiewirtschaft für sich entdecken. So bietet Apple beispielweise ein ganzes Produktportfolio zur intelligenten Steuerung des Heizungssystems – steuerbar über alle bekannten Apple-Endgeräte – an (Apple, 2016). Diese Konkurrenz ist insbesondere in den Bereichen ernst zu nehmen, wo die generierbaren Informationen wertvoller werden als Sachwerte, also v. a. an der direkten Schnittstelle zum Kunden (Peters und Mohr, 2015). Gleichwohl eröffnet die Digitalisierung Energieversorgern eine Vielzahl von Gelegenheiten neue Geschäftsfelder zu entwickeln, die ergriffen werden müssen, um auch zukünftig im Markt bestehen zu können.

392. Eine dieser Möglichkeiten liegt in der gezielten Nutzung der dezentralen Erzeugung. Mit der genauen Kenntnis der Erzeugungs- und Verbrauchsprofile einzelner Kunden durch die Auswertung der Smart-Meter-Daten können Energieversorger kundenorientiert passgenaue Produkte entwickeln. Im Bereich der Tarifgestaltung eröffnet die Nutzung von Big Data zusätzliche Chancen. Bisher basieren zeit- und lastvariable Tarife – sofern sie überhaupt angeboten werden – auf im Vorfeld berechneten fixen Last- oder Tarifgrenzen. Die Nutzung von Big Data-Analysen könnte es ermöglichen, diese fixen Grenzen durch variable Online-Werte zu ersetzen. Die Zielgrößen können dann z. B. kundenindividuell durch Abgleich der jeweils verfügbaren Beschaffungspotenziale mit dem aktuellen und prognostizierbaren Verbrauchsverhalten ermittelt werden (BDEW, 2015).

393. Ein weiteres Geschäftsmodell könnte im Anbieten spezieller Wartungsverträge für dezentrale Anlagen liegen, die einen Zugriff auf die Anlagendaten bieten. Durch deren Analyse und Auswertung können die angebotenen Instandhaltungs-Serviceleistungen konsequent optimiert werden. Ein weiteres Konzept zur Nutzung der dezentralen Erzeugung für Energieversorger ist, selbst Eigentümer der dezentralen Anlagen zu sein und nicht die Anlage oder eine Serviceleistung, sondern direkt Betriebsstunden bedarfsgerecht an Kunden zu verkaufen. Bei Modellen wie diesen wird die Verbindung von Kundennähe, technologischer Kompetenz und Digitalisierung zum echten Wettbewerbsvorteil (Peters und Mohr, 2015).

394. Zudem bietet die Verfügbarkeit großer Datenmengen und deren Auswertung dem Energieversorger auch intern Optimierungsmöglichkeiten, da sie die Option eröffnen, in der Instandhaltung von Netz- oder Erzeugungsanlagen von der zustandsorientierten stärker auf die prospektive Instandhaltung umzuschwenken (BDEW, 2015). Während bei der zustandsorientierten Instandhaltung allein der aktuelle Zustand der Anlage oder ein vorab definierter Wert über die Ausführung von Instandhaltungsmaßnahmen entscheidet, wird bei der prospektiven Instandhaltung versucht, über Prognosewerkzeuge vor oder zum Erreichen eines definierten Zustands die erforderlichen Maßnahmen einzuleiten. Vorteilhaft an diesem Ansatz ist, dass Maßnahmen geplant zustandsorientiert erfolgen. Dies reduziert adhoc-Prozesse und kann zur Senkung der aktuellen systembedingt hohen Bereitschaftskosten beitragen. Ausgehend von der These, dass Anlagen über eine Digitalisierung Zustandsdaten online erfassen und übermitteln können, ermöglicht eine Big Data-Analyse die Auswertung dieser Daten in Verbindung z. B. mit historischen Instandhaltungsdaten, Instandhaltungsdaten von Vergleichsanlagen, Planungsdaten für die Anlage, Online-Erzeugungs- oder Belastungsinformationen und Temperatur- oder allgemeine Umfelddaten. Über diese Art der Datenanalyse würde für die bereits bestehenden Strategien zur Instandhaltung eine vollständig neue Datengrundlage entstehen, so dass Prozesse und Methoden neu gestaltet werden können (BDEW, 2015).

395. Ein weiteres denkbare Geschäftsmodell stellt die gezielte Nutzung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Fläche dar, die mit einem intensiven Anlagenwartungsservice verknüpft angeboten wird. Energieeffizienzmaßnahmen bezogen auf den einzelnen Endkunden stellen häufig kein Geschäftsmodell für Versorger dar, bei einem flächendeckenden Angebot z. B. für ganze Siedlungen kann sich dies jedoch anders darstellen (Peters und Mohr, 2015). Gerade wenn die Energieversorger Kooperationen mit Immobiliengesellschaften und Anlagenherstellern eingehen, kann sich ein Modell ergeben, das dem Energieversorger einen direkten Zugang zu Verbrauchs- und Erzeugungsdaten ermöglicht, die er wiederum gezielt für die Optimierung seines Serviceangebots nutzen kann.

396. Auch im Bereich „Smart Home“ und/oder „Connected Building“ (Peters und Mohr, 2015) können Energieversorger gezielt aktiv werden. Dabei ist die Idee der automatisierten Gebäudesteuerung selbst nicht neu und viele Versorger bieten bereits heute Lösungen für die vernetzte Energiesteuerung im Gebäude an. Die im Zuge des Smart-Meter-Roll-Outs sukzessive zusätzlich generierbaren Informationen müssen hier genutzt werden, um weitere Serviceleistungen zu entwickeln, die für den Kunden einen Zusatznutzen darstellen, da gerade in diesem Segment mit wachsender Konkurrenz aus den datengestützten Branchen zu rechnen sein dürfte (Peter und Mohr, 2015).

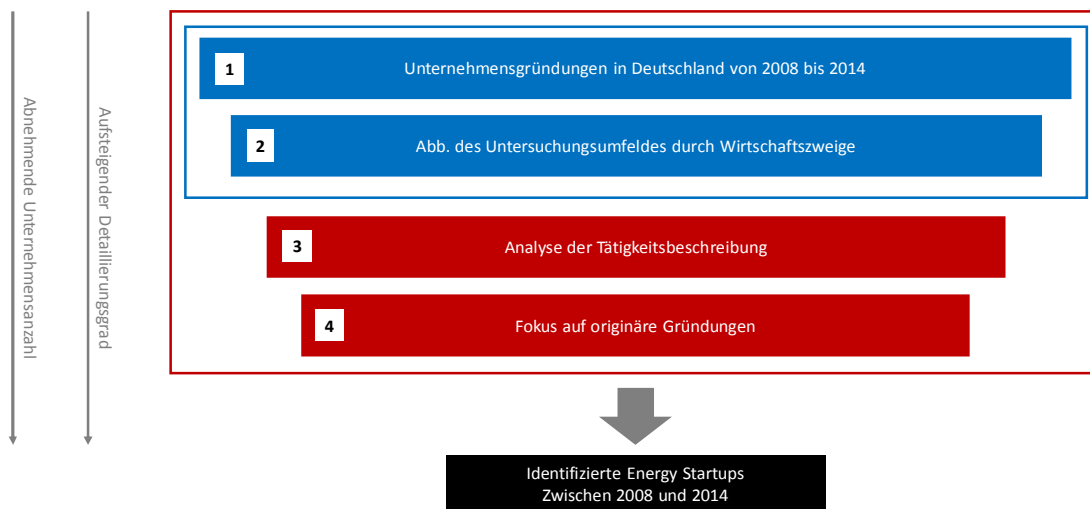
397. Aus Sicht der Kunden könnte die Digitalisierung im Endkundenbereich viele Vorgänge deutlich vereinfachen und kostengünstiger gestalten. So ist beispielsweise ein Lieferantenwechsel über das Smartphone denkbar. Hierzu müsste der Kunde seinen Verbrauchsdatensatz einem Vergleichsportale oder einem Lieferanten zur Analyse zur Verfügung stellen. Das Portal schlägt dann einen Lieferantenwechsel auf Basis bestehender Rahmendaten von potentiellen Lieferanten vor. Der neue Lieferant stellt eine App oder eine Web-Anwendung zur Verfügung, die bereits die im Vorfeld übermittelten historischen Daten übernommen und einen entsprechenden Tarif hinterlegt hat. Über sein Smartphone empfängt der Kunde vom Messsystem oder dem Zähler einen signierten Endzählerwert. Dieser Wert wird mit einer Kundenidentifikation an den neuen und alten Lieferanten übermittelt und auf diese Weise würde der Lieferantenwechsel angestoßen (BDEW, 2015).

8.4 Unternehmensgründungen

398. Die Überlegungen führen zu einer Leitfrage im Impulspapier „Strom 2030“ (BMWi, 2016h): „Mit der Digitalisierung werden in zunehmendem Maße Akteure auf den Plan treten, die sich vorrangig mit der Erfassung und Verarbeitung von Daten befassen. Zeichnen sich neue Geschäftsmodelle ab und was bedeutet das für die Struktur der Energiewirtschaft?“. Entsprechend dem Mannheimer Unternehmenspanel gab es im Zeitraum 2012 bis 2014 etwa 6.700 Unternehmensgründungen pro Jahr in der IKT-Branche in Deutschland. Bezogen auf den Unternehmensbestand entspricht dies einer hohen Gründungsrate von 6,9 %. Lediglich die Gründungsrate in der Energie- und Wasserversorgung ist mit 7,8 % höher, bedingt durch den Gründungsboom bei den Erneuerbaren (BMWi, 2015e). Eine Sonderauswertung im Rahmen der am Karlsruher Institut für Technologie in Kooperation mit dem Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung durchgeführten Studie „Monitoring Energy Entrepreneurship“ (Lau und Terzidis, 2016) erlaubt es, genauer auf die Schnittstelle zwischen Digitalisierung und Energiewirtschaft bzw. Stromwirtschaft einzugehen.

399. Im Rahmen dieser Studie wurde die Energiewirtschaft im Einklang mit den energiepolitischen Zielen des Energiekonzeptes der Bundesregierung (BMWi, 2010) und der Taxonomie des BMUB (Büchtele et al., 2014) anhand dreier Leitmärkte – „Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Energie“, „Energieeffizienz“ und „Nachhaltige Mobilität“ – abgegrenzt. Diese drei Leitmärkte wurden wiederum in dazugehörige Marktsegmente (z. B. „Digitale Stromwirtschaft“) und untergeordnete Technologielinien (z. B. „Virtuelle Kraftwerke“) aufgegliedert. Um das Energy Entrepreneurship, also das Gründungsgeschehen in der Energiewirtschaft, basierend auf dieser Abgrenzung analysieren zu können, wurde eine Datenbank geschaffen, welche ausführliche Informationen zu thematisch relevanten Unternehmensgründungen – den sogenannten Energy Startups – enthält. Dazu wurden Unternehmensinformationen aus verschiedensten Quellen, hauptsächlich aus den Unternehmensdatenbanken von Creditreform und Hoppenstedt, zusammengetragen und harmonisiert. Die Ausgangsdatenbanken wurden entsprechend dem Untersuchungsumfeld, -gegenstand und -zeitraum gefiltert mit dem Ziel, die Datensätze durch genauere Abgrenzung schrittweise zu reduzieren und dabei den Detaillierungsgrad der zugehörigen Unternehmensinformationen zu erhöhen. Die Studie betrachtet Unternehmen welche zwischen 2008 und 2014 in Deutschland gegründet und gemeldet wurden und im Jahr 2014 wirtschaftlich aktiv waren. Als erster Filterschritt wurden die drei Leitmärkte mitsamt dazugehörigen Marktsegmenten und Technologielinien in die Wirtschaftszweigklassifikation des Statistischen Bundesamtes (WZ 2008) überführt. Der zweite und wesentliche Filterschritt bestand anschließend in der Analyse der Tätigkeitsbeschreibungen sowie der Produkte und Dienstleistungen der Unternehmen. Mittels eines Textanalysealgorithmus wurden die Tätigkeitsbeschreibungen der Unternehmen sowie eine Beschreibung deren Hauptprodukte oder Dienstleistungen nach Schlagwörtern durchsucht, die auf eine Verbindung mit den relevanten Technologielinien schließen lassen. Dieses Vorgehen ermöglicht neben der Identifikation der Energy Startups aus den Ausgangsdatenbanken auch deren genaue Zuordnung zu den Marktsegmenten und Leitmärkten sowie einer Zuordnung zu Abschnitten der Wirtschaftszweigklassifikation WZ 2008. Für zukünftige Studien soll der Analysealgorithmus weiter verbessert werden. Ziel ist es durch eine Schlagwortanalyse basierend auf Informationen der Unternehmenswebseiten eine detailliertere Zuordnung der Startups zu erreichen. Langfristig soll dadurch nicht nur eine Zuordnung nach Technologie, Produkten oder Dienstleistungen, sondern auch eine Zuordnung nach Art des Geschäftsmodells ermöglicht werden (vgl. Abbildung 39).

Abbildung 39: Filterschritte zur Identifikation der Energy Startups

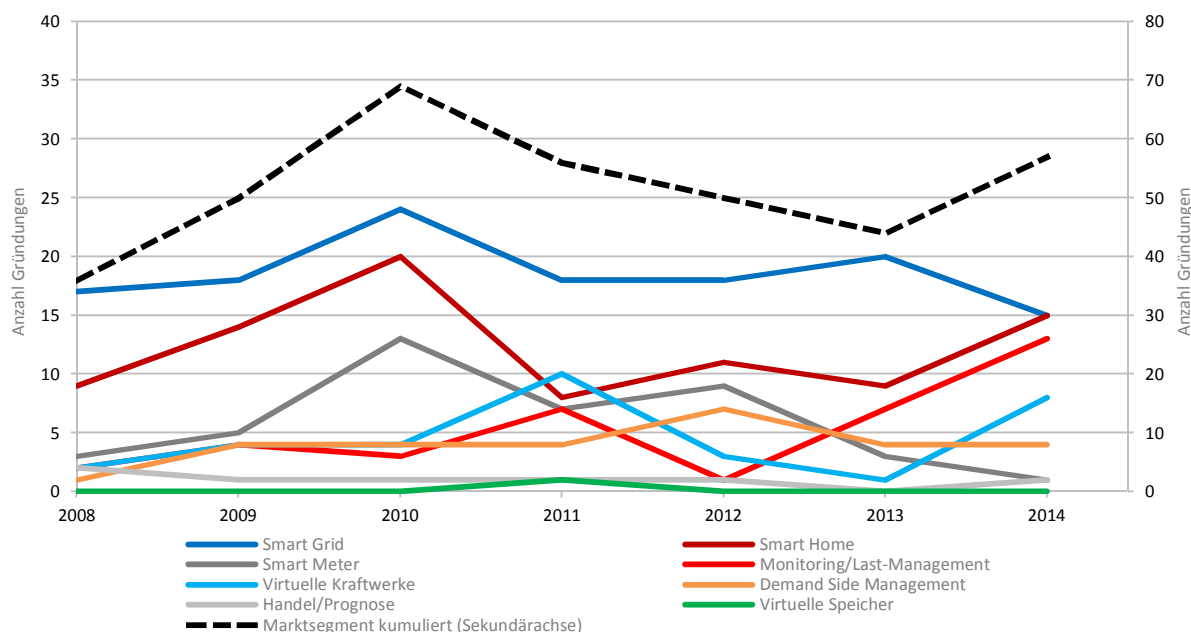


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Lau und Terzidis (2016)

400. In der Studie „Monitoring Energy Entrepreneurship“ wurden über den Untersuchungszeitraum von 2008 bis 2014 insgesamt ca. 28.000 originäre Energy Startups in Deutschland identifiziert. Ca. 70 % dieser Energy Startups können dem Leitmarkt „Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Energie“ zugeordnet werden. Die Entwicklung innerhalb dieses Leitmarktes wird dabei besonders stark von der Entwicklung im Marktsegment „Erneuerbare Energien“ geprägt, welches mit einer durchschnittlichen jährlichen Gründungszahl von etwa 2.500 Energy Startups das größte Gründungssegment im Energy Entrepreneurship darstellt. Für die Schnittstelle zwischen Digitalisierung und Energiewirtschaft bzw. Stromwirtschaft ist v. a. das Marktsegment „Digitale Stromwirtschaft“ von Belang, welches ebenfalls im Leitmarkt „Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Energie“ angesiedelt ist. Die zugehörigen Technologielinien zu diesem Marktsegment stellen dabei eine Auswahl wesentlicher Bereiche entlang der gesamten stromwirtschaftlichen Wertschöpfungskette dar, in denen IKT eingesetzt werden. Innerhalb dieses Marktsegments konnten in der Studie über den gesamten Untersuchungszeitraum ca. 360 originäre Gründungen identifiziert werden. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Gründungszahl von 51 Energy Startups im Segment „Digitale Stromwirtschaft“. Im Vergleich zur Entwicklung des gesamten Energy Entrepreneurship mit einer durchschnittlichen jährlichen Gründungszahl von etwa 4.000 Energy Startups, erscheint das Marktsegment „Digitale Stromwirtschaft“ zunächst als eher kleines Gründungssegment. Zu beachten ist jedoch, dass es sich bei den identifizierten Gründungen des Energy Entrepreneurship im Wesentlichen nicht um innovative Technologie- oder Dienstleistungsunternehmen handelt, sondern mehrheitlich um sogenannte diffusionstreibende Gründungen, also um solche, die die Verbreitung bestehender Technologien und Dienstleistungen vorantreiben. Nur eine nachgelagerte Detailanalyse der 28.000 identifizierten Energy Startups kann zu einem späteren Zeitpunkt belegen, wie viele dieser Gründungen tatsächlich einen innovativen Charakter besitzen. Da die Technologielinien aus dem Segment „Digitale Stromwirtschaft“ jedoch allesamt noch sehr jung sind, lässt sich davon ausgehen, dass es sich bei diesen 360 originären Gründungen verstärkt um innovative technologie- oder dienstleistungsgetriebene Gründungen handelt. Eine Analyse der jährlichen Gründungszahlen mit Bezug zu den entsprechenden Technologielinien zeigt seit 2013 einen aufsteigenden Trend im Marktsegment „Digitale Stromwirtschaft“, hervorgerufen durch einen Anstieg der Gründungszahlen in den Bereichen des Monitoring/Last-Management, der Smart Home Applikationen sowie der virtuellen Kraftwerke (vgl. Abbildung 40). Mit einem Anteil von 36 % der Energy Startups im Marktsegment „Digitale Stromwirtschaft“ spielen Technologien rund um die Thematik des Smart Grid eine entscheidende Rolle und prägen die Entwicklung des Marktsegments

wesentlich. Auffallend ist der Rückgang der jährlich gegründeten Energy Startups zu Technologien des Smart Metering seit 2012. Im Zuge der Bestrebungen zur nachhaltigen Modernisierung der Zählerinfrastruktur, wäre in diesem Bereich intuitiv mit einem Anstieg der Gründungen zu rechnen. Der negative Trend kann als Indiz für weiteren Handlungsbedarf im Bereich Smart Metering gedeutet werden.

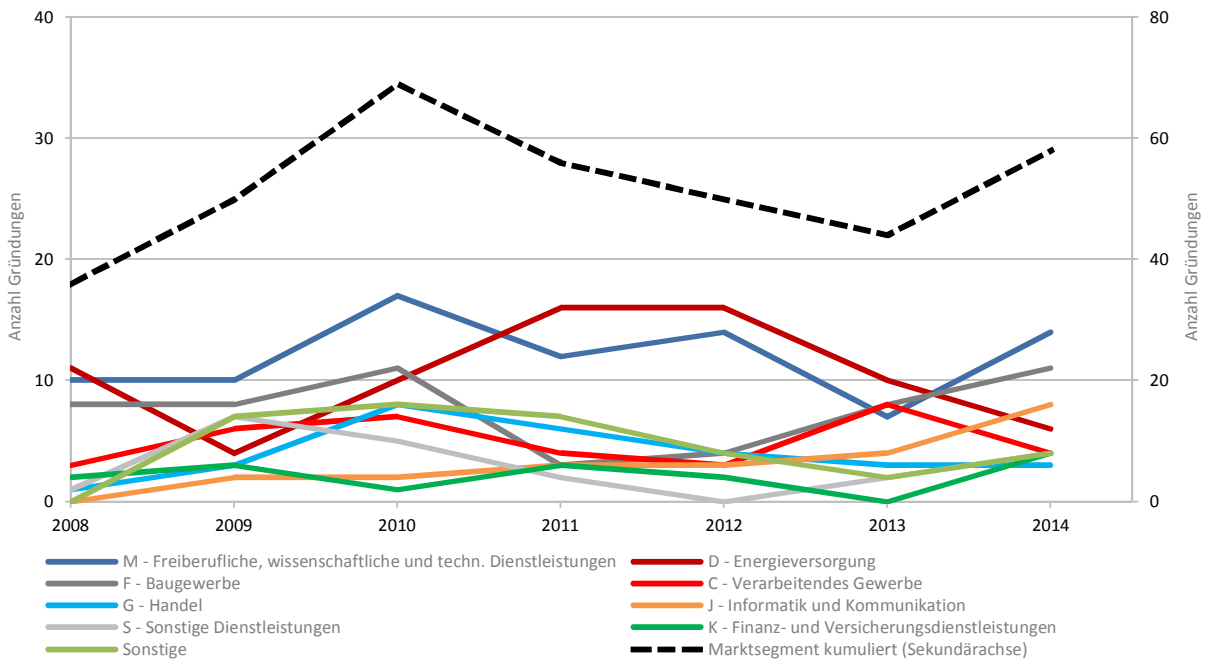
Abbildung 40: Zusammensetzung und Entwicklung des Marktsegments „Digitale Stromwirtschaft“ nach Technologielinien



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Lau und Terzidis (2016)

401. Eine Betrachtung des Marktsegments „Digitale Stromwirtschaft“ auf Basis der Wirtschaftszweigklassifikation WZ 2008 gibt Aufschluss über die heterogene Zusammensetzung des Marktsegments. So zeigt sich eine deutliche Prägung durch die Abschnitte „Freiberufliche, wissenschaftliche und technische Dienstleistungen“ sowie „Energieversorgung“ mit Anteilen von 23 % bzw. 20 % an den jährlichen Gründungszahlen (vgl. Abbildung 41). Die jährlichen Gründungszahlen der Energy Startups aus dem Abschnitt „Energieversorgung“ weisen von 2009 bis 2011 einen deutlichen Anstieg auf. Hier kann ein Zusammenhang zwischen den Gründungszahlen und der verstärkten Integration erneuerbarer Energien in die Stromwirtschaft vermutet werden. Ab 2012 sind die jährlichen Gründungszahlen der Energy Startups aus dem Abschnitt „Energieversorgung“ rückläufig und werden in den Folgejahren mehr und mehr durch Energy Startups aus den Dienstleistungssektoren sowie aus den Abschnitten „Informatik und Kommunikation“ und „Baugewerbe“ substituiert. Letzteres kann v. a. durch den Anstieg der Smart Home Applikationen begründet werden.

Abbildung 41: Zusammensetzung und Entwicklung des Marktsegments „Digitale Stromwirtschaft“ nach Wirtschaftsklassen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Lau und Terzidis (2016)

402. Die Digitalisierung stellt ein zentrales Handlungsfeld in der Energiewende dar. Wertschöpfungsketten werden zukünftig immer mehr reorganisiert, neue Geschäftsfelder entlang der Ketten entstehen schon heute. Deutschland sollte die Chancen der Digitalisierung für die Energiewende nutzen. Zusätzliche Wertschöpfungspotentiale und neue Geschäftsfelder (und damit einhergehend Beschäftigung) in der digitalen Transformation sind auch ein bedeutsames Vehikel, um bei der Energiewende und auch im Klimaschutz eine globale Vorreiterrolle einzunehmen. Dies ist aber keine Selbstverständlichkeit. Deutschland ist einer der größten Industriestandorte der Welt und die digitale Transformation der Industrie bietet vielversprechende Möglichkeiten der digital vernetzten Produktion, aber auch hinsichtlich der Integration mit dem Energiesystem. So werden Effizienzpotentiale in technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Hinsicht geschaffen. Die Vorreiterrolle bei der Energiewende und im Klimaschutz wird auch davon abhängen, inwieweit die erforderlichen Infrastrukturen für die Digitalisierung in den kommenden Jahren zügig aufgebaut werden können.

9 Literaturverzeichnis

- Achtnicht, M., von Graevenitz, K., Koesler, S., Löschel, A., Schoeman, B., Tovar Reaños, M. (2015). Including road transport in the EU-ETS – An alternative for the future? ZEW Expertises – Research Reports, commissioned by Adam Opel AG and BMW AG. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.zew.de/publikationen/including-road-transport-in-the-eu-ets-an-alternative-for-the-future/>.
- ADAC (2016). ADAC-Autokostenvergleich: auch mit Kaufprämie nur wenige Elektroautos rentabel. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://presse.adac.de/meldungen/technik/adac-autokostenvergleich-auch-mit-kaufpraemie-nur-wenige-elektroautos-rentabel.html>.
- ADAC (2014). ADAC Autokostenvergleich: Von Rentabilität noch weit entfernt – was Elektroautos den Verbraucher kosten. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://presse.adac.de/meldungen/technik/autokostenvergleich-elektroautos.html>.
- AGEB (2016a). Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland. Berlin.
- AGEB (2016b). Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2015. AG Energiebilanzen. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>.
- AGEB (2016c). Bruttostromerzeugung von 1990 bis 1995 nach Energieträgern. Stand: 19.10.2016. Abgerufen am 01. November 2016 von <http://www.ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html>.
- AGEB (2016d). Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland. Berlin.
- AGEB (2016e). Pressedienst Nr. 04/2016 vom 03.11.2016. Energieverbrauch bleibt 2016 stabil. AG Energiebilanzen. Berlin.
- AGEE-Stat (2016). Investitionszahlen zu PV-Dachanlagen. Persönliche Mitteilung.
- AGORA Energiewende (2015). Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende. Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/ETS/Agora_Hintergrund_Rolle_des_Emissionshandels_11022015_web.pdf.
- Aigeltinger, G., Heindl, P., Liessem, V., Römer, D., Schwengers, C., Vogt, C. (2015). Zum Stromkonsum von Haushalten in Grundsicherung: Eine empirische Analyse für Deutschland. ZEW Discussion Paper, 15–075. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp15075.pdf>.
- Amstalden, R.W., Kost, M., Nathani, C., Imboden, D.M. (2007). Economic potential of energy-efficient retrofitting in the Swiss residential building sector: The effects of policy instruments and energy price expectations. *Energy Policy*, 35(3), 1819-1829.
- Anderson, M., Auffhammer, M. (2011). Pounds that kill: The external costs of vehicle weight. NBER Working Paper No. 17170.
- Apple (2016). Hausautomatisierung. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.apple.com/de/shop/accessories/all-accessories/home-automation>.
- Avicenne Energy (2016). The rechargeable battery market and main trends 2014-2025. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.avicenne.com/articles_energy.php.
- BAFA (2016a). Amtliche Mineralölkosten für die Bundesrepublik Deutschland. Aufkommen zum Inlandsverbrauch an Otto-, Diesel- und Biokraftstoffen. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Eschborn.
- BAFA (2016b). Amtliche Mineralölkosten für die Bundesrepublik Deutschland. Entwicklung der Inlandsablieferungen für Mineralölprodukte. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Eschborn.

- Bardt, H., Chrischilles, E., Growitsch, C., Hagspiel, S., Schaupp, L. (2014). Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom – Stand, Potentiale und Trends. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.iwkoeln.de/storage/asset/161790/storage/master/file/4363409/download/EWI_IW_Gutachten_Eigenerzeugung_Selbstverbrauch.pdf.
- Bayerischer Rundfunk (2016). Baugenehmigung für Stromtrasse erst 2023. Abgerufen am 20. September 2016 von <http://www.br.de/nachrichten/niederbayern/inhalt/tennet-gleichstrom-trasse-oberpfalz-niederbayern-100.html>.
- BDEW (2015). Strategiepapier Digitalisierung in der Energiewirtschaft – Bedeutung, Treiber und Handlungsempfehlungen für die IT-Architektur in den Unternehmen. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von [https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/B62300F1678E91A9C1257E7B00509CBA/\\$file/Energie_Info_Digitalisierung_09_06_2015_clean_oe.pdf](https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/B62300F1678E91A9C1257E7B00509CBA/$file/Energie_Info_Digitalisierung_09_06_2015_clean_oe.pdf).
- BDH (2016). Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2004-2015. Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.baulinks.de/heizung/heizungsmarkt.php>.
- BEI/IWU (2010). Datenbasis Gebäudebestand, Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Bremer Energie Institut und Institut für Wohnen und Umwelt. Bremen, Darmstadt.
- BfDI (2015). Datenschutz kompakt – Datenschutz und Smart Metering. Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bfdi.bund.de/SharedDocs/Publikationen/DatenschutzKompaktBlaetter/Smart%20Metering.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- Billinton, R., Allan, R.N. (1984). Reliability evaluation of power systems. Pitman Advanced Publishing Program.
- BMF (2015). Achtzehnter bis Fünfundzwanzigster Subventionsbericht. Berichte der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 1999-2015. Bundesministerium der Finanzen. Berlin.
- BMUB (2016a). Klimaschutzplan 2050 – Kabinettsbeschluss vom 14. November 2016. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutz-plan_2050_bf.pdf.
- BMUB (2016b). Projektionsbericht 2015 gemäß der Verordnung (EU) Nr. 525/2013/EU (Bericht wurde ergänzt durch Ergebnisse des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/projektionsbericht-der-bundesregierung-2015/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=289.
- BMUB (2015). Leitfaden Nachhaltiges Bauen. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.bmub.bund.de/themen/bauen/bundesbauten/nachhaltiges-bauen/leitfaden/>.
- BMUB (2013). Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen für Bundesgebäude (BNB). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.bnb-nachhaltigesbauen.de/>.
- BMVI (2016). Bundesverkehrswegeplan 2030. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://f-cdn-o-002.l.farm.core.cdn.streamfarm.net/18004initag/ondemand/3706initag/bmvi/bvwp2030/konzeption/20160803_bvwp_2030.pdf.
- BMWi (2016a). Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende 2016, ENTWURF vom 21.11.2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

- BMWi (2016b). EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-xls.html>.
- BMWi (2016c). EEG-Novelle 2016. Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG. 15. Februar 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.
- BMWi (2016d). Ergänzende Informationen zum Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Energieleitungsbaus. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/stromnetze-der-zukunft,did=747434.html>.
- BMWi (2016e). Grünbuch Energieeffizienz. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/gruenbuch-energieeffizienz,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi (2016f). KfW-Programme. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende-im-Gebaeudebereich/kfw-programme.html>.
- BMWi (2016g). Monitoring-Report Wirtschaft DIGITAL 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoring-report-wirtschaft-digital-2016,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi (2016h). Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Impulspapier. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/strom-2030,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi (2016i). Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.
- BMWi (2016j). Zahlen und Fakten. Energiedaten. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der AGEE-Stat. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 09. Juni 2016 von http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html.
- BMWi (2015a). Eckpunkte-Papier „Strommarkt“. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember von <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-papier-strommarkt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi (2015b). Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi (2015c). Energieeffizienzstrategie Gebäude – Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.
- BMWi (2015d). Industrie 4.0 und Digitale Wirtschaft – Impulse für Wachstum, Beschäftigung und Innovation. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/I/industrie-4-0-und-digitale-wirtschaft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi (2015e). Monitoring-Report Wirtschaft DIGITAL 2015. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoring-report-wirtschaft-digital-2015,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

- BMWi (2014). Mehr aus Energie machen. Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/nationaler-aktionsplan-energieeffizienz-nape,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi/BAFA (2016). Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2015 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Berlin, Eschborn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/H/hintergrundinformationen-zur-besonderen-ausgleichsregelung-antragsverfahren-2015,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi/BAFA (2015). Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2014 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2015. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Berlin, Eschborn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/H/hintergrundinformationen-zur-besonderen-ausgleichsregelung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi/BAFA (2014). Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Berlin, Eschborn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/I/informationen-zur-besonderen-ausgleichsregelung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi/Fichtner (2014). Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Fichtner GmbH & Co. KG. Berlin, Stuttgart.
- BNetzA (2016a). 3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Be-richte/2016/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- BNetzA (2016b). Anlagenregister. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen im Juni 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_node.html.
- BNetzA (2016c). BBPIG-Monitoring. Stand des Ausbaus nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) zum ersten Quartal 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.
- BNetzA (2016d). Beschluss BK4-16-160 vom 05.10.2016 hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen nach § 7 Abs. 6 StromNEV. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.
- BNetzA (2016e). Bundesfachplanung für Gleichstrom-Vorhaben mit gesetzlichem Erdkabelvorrang. Positionspapier der Bundesnetzagentur für Anträge nach § 6 NABEG. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.
- BNetzA (2016f). EnLAG-Monitoring. Stand des Ausbaus nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum ersten Quartal 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

- BNetzA (2016g). Erlösobergrenzen Elektrizitätsnetzbetreiber. Persönliche Kommunikation vom 06. Oktober 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.
- BNetzA (2016h). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019. Stand: April 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1617_1819.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- BNetzA (2016i). Grafiken zur regionalen Verteilung der Höhe der Strom-Netzentgelte, persönliche Kommunikation vom 30. November 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.
- BNetzA (2016j). Kraftwerkliste – Zu- und Rückbau von Kraftwerken. Stand: 10. Mai 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 07. Oktober 2016 von http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html.
- BNetzA (2016k). Mitteilung BK6-13-049. Festlegungsverfahren zur energetischen und bilanziellen Abwicklung von Einspeisemanagement-Maßnahmen bei EEG-Anlagen. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2013/2013_0001bis0999/2013_001bis099/BK6-13-049/Mitteilung%20Ruehendstellung.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- BNetzA (2016l). Vermiedene Netzentgelte für EEG-Anlagen je Bundesland. Persönliche Mitteilung vom 30. November 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.
- BNetzA (2015a). Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltssystematik Elektrizität. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.
- BNetzA (2015b). EEG in Zahlen 2014. Stand: 06.11.2015. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGINZahlen_2014.xlsx.
- BNetzA (2014). Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.
- BNetzA (2013). BK6-13-049. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 07. Oktober 2016 von http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2013/2013_0001bis0999/2013_001bis099/BK6-13-049/BK6-13-049Verfahrenser%20B6ffnung.html.
- BNetzA (2011). Beschluss BK4-11-304 vom 31.10.2011 hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen nach § 7 Abs. 6 StromNEV. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.
- BNetzA/BKartA (2016). Monitoringbericht 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf;jsessionid=3AEED0CCB26C614478121CBD7C71398F?__blob=publicationFile&v=2.

- BNetzA/BKartA (2015). Monitoringbericht 2015. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf;jsessionid=3AEED0CCB26C614478121CBD7C71398F?blob=publicationFile&v=4.
- BNetzA/BKartA (2014). Monitoringbericht 2014. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf;jsessionid=3AEED0CCB26C614478121CBD7C71398F?blob=publicationFile&v=4.
- BNetzA/BKartA (2010). Monitoringbericht 2010. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2010.pdf;jsessionid=3AEED0CCB26C614478121CBD7C71398F?blob=publicationFile&v=1.
- Börjesson, M., Eliasson, J., Hugosson, M.B., Brundell-Freij, K. (2012). The Stockholm congestion charges – 5 years on. Effects, acceptability and lessons learnt. *Transport Policy*, 20, 1-12.
- Börjesson, M., Kristoffersson, I. (2015). The Gothenburg congestion charge. Effects, design and politics, *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 75, 134-146.
- Brauneis, A., Mestel, R., Palan, S. (2013). Inducing low-carbon investment in the electric power industry through a price floor for emissions trading. *Energy Policy*, 53, 190-204.
- Büchele, R., Henzelmann, T., Panizza, P., Wiedemann, A. (2014). GreenTech made in Germany 4.0 – Umwelttechnologie-Atlas für Deutschland. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/greentech_atlas_4_0_bf.pdf.
- Bundesrat (2016). Beschluss des Bundesrates – Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Eine europäische Strategie für emissionsarme Mobilität. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/387-16%28B%29.pdf;jsessionid=60C8FE597E22CD837955BDFC012FA27A.2_cid382?blob=publicationFile&v=1.
- Bundestag (2015). Bundesdrucksache 18/6096 vom 22.09.2015. Unterrichtung durch die Bundesregierung: Bericht zur Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Erforderlichkeit und Eignung abschaltbarer Lasten, um Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen.
- Bundestag (2011). Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften. Berlin.
- Cahill, C., Gallachóir, B.Ó. (2009). Comparing the use of ODEX indicators with divisia decomposition analysis to measure true energy efficiency achievements: Case study Irish industry. *Proceedings of European Council for an Energy Efficient Economy (ECEEE) Summer School*, 1-6.
- Calel, R., Dechezleprêtre, A. (2016). Environmental Policy and Directed Technological Change: Evidence from the European Carbon Market. *The Review of Economics and Statistics*, 98(1), 173-191.
- Canfin, P., Grandjean, A., Mestrallet, G. (2016). Proposals for aligning carbon prices with the Paris Agreement. Mission Report submitted to Ségolène Royal, President of COP21. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.engie.com/wp-content/uploads/2016/07/executive-summary.pdf>.
- C.A.R.M.E.N. e. V. (2015). Preise für E85 Kraftstoff. Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie Netzwerk e. V. Straubing.

- CE Delft/INFRAS/Fraunhofer ISI (2011). External costs of transport in Europe. Update study for 2008. CE Delft, INFRAS AG und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Delft, Zürich, Karlsruhe. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://ecocalc-test.ecotransit.org/CE_Delft_4215_External_Costs_of_Transport_in_Europe_def.pdf.
- CEP (2016). H2 Infrastruktur – ein Tankstellennetz für Deutschland. Abgerufen am 15. November 2016 von <https://cleanenergypartnership.de/h2-infrastruktur/cep-tankstellen/>.
- Chargemap (2016). Statistiken über Ladestationen in Germany. Abgerufen am 15. November 2016 von <https://de.chargemap.com/stats/germany>.
- Clarke, L., Jiang, K., Akimoto, K., Babiker, M., Blanford, G., Fisher-Vanden, K., van Vuuren, D. (2014). Assessing Transformation Pathways. IPCC, 2014, Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, New York. Cambridge University Press.
- clean air (2016). Klagen und Urteile. Deutsche Umwelthilfe e. V. Radolfzell. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://legal.cleanair-europe.org/de/recht/deutschland/klagen-und-urteile/>.
- Clearingstelle EEG (2016). Wann endet der gesetzliche Vergütungszeitraum bei vor 2000 in Betrieb genommenen Anlagen und welche Rechte bestehen danach? Abgerufen am 31. August 2016 von <https://www.clearingstelle-eeeg.de/beitrag/1551>.
- Clò, S., Battles, S., Zoppoli, P. (2013). Policy options to improve the effectiveness of the EU emissions trading system: A multi-criteria analysis. Energy Policy, 57, 477-490.
- Consentec (2016). Konventionelle Mindestenergieerzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung. Abgerufen am 30. Mai 2016 von http://www.netztransparenz.de/de/file/Consentec_UeNB_MinErz_Ber_AP1_2_20160415.pdf.
- Consentec/r2b (2015). Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.
- CPUC (2016). Website of the Californian Public Utility Commission. California Public Utility Commission; Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://cpuc.ca.gov/General.aspx?id=5267>.
- DEHSt (2016). Treibhausgasemissionen 2015 – Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2015). Deutsche Emissionshandelsstelle. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/VET-Bericht_2015.pdf?blob=publicationFile.
- dena (2016a). Blockchain in der Energiewende. Eine Umfrage unter Führungskräften der deutschen Energiewirtschaft. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Meldungen/blockchain_deutsch.pdf.
- dena (2016b). Strategieplattform Power to Gas. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.powertogas.info/>.
- DEPI (2016). Jahresdurchschnittspreise von Holzpellets. Deutsches Pelletinstitut GmbH. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.depi.de/media/filebase/files/infothek/images/DEPI_Jahresdurchschnittspreise_Pellet.jpg.
- Destatis (2016a). Arbeitsmarkt: Bevölkerung und Erwerbstätigkeit (Inländer). Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 13. November 2016 von <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Indikatoren/LangeReihen/Arbeitsmarkt/Irwrw011.html;jsessionid=DBCC1D3A2688E6363CF372FB40237A5C.cae2>.

- Destatis (2016b). Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Stromhändler. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 07. Oktober von <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Qualitaetsberichte/Energie/StromabsatzErlueseStromhaendler083.pdf? blob=publicationFile>.
- Destatis (2016c). Letztverbrauch nach Bundesländern. Persönliche Kommunikation. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- Destatis (2016d). Steuerhaushalt. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/FinanzenSteuern/Steuern/Steuerhaushalt/SteuerhaushaltVj2140400163224.pdf;jsessionid=DOE3A6D533CA0C7E8A97CC8361097A73.cae1? blob=publicationFile>.
- Destatis (2016e). Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 07. Oktober 2016 von <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Umwelt/UmweltoekonomischeGesamtrechnungen/MaterialEnergiefluesse/Tabellen/StromverbrauchHaushalte.html>.
- Destatis (2016f). Umweltnutzung und Wirtschaft – Tabellen zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen – Teil 2: Vorbericht Energie. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/UmweltoekonomischeGesamtrechnungen/Querschnitt/UmweltnutzungundWirtschaftVorberichtEnergiePDF_5850014.pdf? blob=publicationFile.
- Destatis (2016g). Unfallbilanz 2015: Mehr Unfälle und mehr Verkehrstote. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2016/07/PD16_242_46241.html;jsessionid=A37BF576C5450D3DC98327BDFC59C937.cae1.
- Destatis (2016h). Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Bruttoinlandsprodukt, Bruttonationaleinkommen, Volkseinkommen. Lange Reihen ab 1925. Stand: November 2016. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- Destatis (2015). Beschäftigung, Umsatz, Investitionen und Kostenstruktur der Unternehmen in der Energieversorgung, Wasserversorgung, Abwasser und Abfallentsorgung, Beseitigung von Umweltverschmutzungen. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Energie/Struktur/BeschaeftigungUmsatzKostenstruktur2040610147004.pdf? blob=publicationFile>.
- Destatis (2012a). Jahresrechnungsergebnisse der kommunalen Haushalte. Wirtschaftliche Unternehmen, allgemeines Grund- und Sondervermögen, Einnahmen aus Konzessionsabgaben. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- Destatis (2012b). Staatliche Haushalte: Einnahmen der Stadtstaaten aus Konzessionsabgaben 2000 bis 2009. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Deutsche Bank (2016). Lithium 101. Deutsche Bank AG. Sydney. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://resourceswire.com/wp-content/uploads/2016/05/Lithium-Report-May-2016.pdf>.
- Diekmann, J., Eichhammer, W., Neubert, A., Rieke, H., Schlomann, B., Ziesing, H.-J. (2013). Energieeffizienz-Indikatoren: Statistische Grundlagen, theoretische Fundierung und Orientierungsbasis für die politische Praxis. 32. Springer-Verlag. Berlin, Heidelberg.
- DIW (2016). Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Berlin.
- DLR/IWES/IfnE (2012). „BMU-Leitstudie 2011“ Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE). Stuttgart, Kassel, Teltow. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf.

- DVFG (2016). Preiszeitreihen. Deutscher Verband Flüssiggas. Berlin.
- E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014). Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Abschlussbericht. E-Bridge Consulting GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Oldenburger Forschungs- und Entwicklungsinstitut für Informatik (OFFIS). Bonn, Aachen, Oldenburg. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteiler-netzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- E.ON SE (2011-2016). Geschäftsberichte 2010-2015. Düsseldorf, Essen.
- ECF (2016). Efficiency first: A new paradigm for the European energy system. European Climate Foundation. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://europeanclimate.org/wp-content/uploads/2016/06/ECF_Report_v9-screen-spreads.pdf.
- EEA (2016a). Explaining road transport emissions – A non-technical guide. European Environment Agency. Kopenhagen. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.eea.europa.eu/publications/explaining-road-transport-emissions>.
- EEA (2016b). Nitrogen oxides (NOx) emissions. European Environment Agency. Kopenhagen. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/eea-32-nitrogen-oxides-nox-emissions-1>.
- EEA (2016c). Ten EU countries continue to breach National Emission Ceilings Directive limits. Ten EU countries continue to breach National Emission Ceilings Directive limits. European Environment Agency. Kopenhagen. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.eea.europa.eu/highlights/ten-countries-continue-to-breach?utm_medium=email&utm_campaign=NECD%20briefing_CRM&utm_content=NECD%20briefing_CRM+CID_3551f93bb7389975291594b4f3826793&utm_source=EEA%20Newsletter&utm_term=Read%20more.
- EICom (2016). Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016. Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom. Bern.
- Eliasson, J. (2009). A cost-benefit analysis of the Stockholm congestion charging system. Transportation Research Part A: Policy and Practice, 43(4), 468-480.
- Elsner, P., Sauer, D.U. (2015). Energiespeicher – Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/E-SYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf.
- EnBW AG (2011-2016). Bericht über das Geschäftsjahr 2010-2015. Karlsruhe.
- ENTSO-E (2014). ENTSO-E Target methodology for adequacy assessment.
- Ernst & Young (2015). Benchmarking European power and utility asset impairments.
- Espey, J., Espey, M. (2004). Turning on the lights: A meta-analysis of residential electricity demand elasticities. Journal of Agricultural and Applied Economics, 36(1), 65-81.
- ETC/ACM (2016). Estimate of historical emissions for stationary installations to reflect the current scope of the EU ETS (2013-2020). European Topic Centre on Air Pollution and Climate Change Mitigation. Bilthoven. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://acm.eionet.europa.eu/reports/docs/ET-CACM_TP_2016_1_estimates_reflect_current_scope_ETS.pdf.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

- EU-KOM (2016a). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic Growth Committee and the Committee of the Regions – A European strategy for low-emission mobility. Europäische Kommission. Brüssel. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/themes/strategies/news/doc/2016-07-20-decarbonisation/com%282016%29501_en.pdf.
- EU-KOM (2016b). Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2012/27/EU on energy efficiency. Europäische Kommission. Brüssel.
- EU-KOM (2016c). Proposal for a Regulation on binding annual greenhouse gas emission reductions by member states from 2021 to 2030 for a resilient Energy Union and to meet commitments under the Paris Agreement and amending Regulation No 525/2013 of the European Parliament. Europäische Kommission. Brüssel.
- EU-KOM (2016d). Zwischenbericht der Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen, C(2016) 2107. Europäische Kommission. Brüssel.
- EU-KOM (2015a). Consultation on risk preparedness in the area of security of electricity supply. Europäische Kommission. Brüssel.
- EU-KOM (2015b). Einleitung des Prozesses der öffentlichen Konsultation zur Umgestaltung des Energiemarkts, COM(2015) 340. Europäische Kommission. Brüssel.
- EU-KOM (2015c). Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie, COM(2015) 80. Europäische Kommission. Brüssel.
- EU-KOM (2012). Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity. Europäische Kommission. Brüssel.
- EU-Rat (2014). European Council (23 and 24 October 2014) Conclusions. Europäischer Rat. Brüssel.
- EWI (2012). Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Köln.
- EWK (2015). Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-energie-der-zukunft-stellungnahme-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- EWK (2014a). Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Mannheim, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-energie-der-zukunft-stellungnahme,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- EWK (2014b). Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Mannheim, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-energie-der-zukunft-stellungnahme-2013,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- EWK (2012). Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Mannheim, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-stellungnahme-lang,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- Faruqui, A., Sergici, S. (2010). Household response to dynamic pricing of electricity: A survey of 15 experiments. *Journal of Regulatory Economics*, 38(2), 193-225.
- Faruqui, A., Sergici, S., Sharif, A. (2010). The impact of informational feedback on energy consumption - A survey of the experimental evidence. *Energy*, 35(4), 1598-1608.

- Financial Times (2016). European utilities slash asset valuations. Artikel vom 22. Mai 2016. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.ft.com/content/5b2dd030-1e93-11e6-b286-cddde55ca122>.
- FÖS (2015). Fehlinvestitionen der Energieversorgungsunternehmen E.ON und RWE. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. Berlin.
- FÖS (2014). Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland – Internationale Vorbilder und Möglichkeiten für die Ergänzung des Emissionshandels. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.foes.de/pdf/2014-10-FOES-CO2-Mindestpreis.pdf>.
- Fraunhofer ISI (2015). Gesamt-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/t/de/publikationen/GRM-LIB.pdf>.
- G7 (2015). Leaders' Declaration, G7 Summit, 7-8 June 2015. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Anlagen/G7_G20/2015-06-08-g7-abschluss-eng.pdf?blob=publicationFile&v=6.
- G20 (2016). G20 Leaders' Communique, Hangzhou Summit, 4-5 September 2016. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Anlagen/G7_G20/2016-09-04-g20-kommunique-en.pdf?blob=publicationFile&v=6.
- Grimm, V., Zöttl, G., Rückel, B., Sölch, C. (2015). Regionale Preiskomponenten im Strommarkt. Gutachten im Auftrag der Monopolkommission. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de:2262/gutachten_regionale-preiskomponenten.pdf.
- Grote, M., Williams, I., Preston, J. (2014). Direct carbon dioxide emissions from civil aircraft. Atmospheric Environment, 95, 214-224.
- Handelsblatt (2016). Milliardenabschreibungen auf Uniper. Bombe in der EON-Bilanz. Artikel vom 03.08.2016.
- Hasche, B., Keane, A., O'Malley, M. (2011). Capacity value of wind power, calculation, and data requirements: the Irish power system case. IEEE Transactions on Power Systems, 26(1), 420-430.
- Heindl, P., Löschel, A. (2016). Analyse der Unterbrechungen der Stromversorgung nach § 19 Abs. 2 StromGKV – Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. ZEW. Mannheim. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/AnalyseUnterbrechungen-Stromversorgung2016.pdf>.
- Höhne, N., Kuramochi, T., Sterl, S., Röschel, L. (2016). Was bedeutet das Pariser Abkommen für den Klimaschutz in Deutschland? Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.greenpeace.de/files/publications/160222_klimaschutz_paris_studie_02_2016_fin_neu.pdf.
- Horst, J. (2014). KWK-Eigenerzeugung in der Energiewende. Analyse und Bewertung der Eigenerzeugung mit KWK in Bezug auf die aktuell diskutierten Änderungsvorschläge vor dem Hintergrund und unter den Perspektiven einer Politik zur konsequenten Umsetzung der Energiewende. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bkwk.de/fileadmin/users/bkwk/infos/studien/20140317_BKWK_Eigenerzeugung_final.pdf.
- Hundleby, G. (2016). Expert: How Dong achieved a landmark strike price. Abgerufen am 03. August 2016 von <http://www.windpoweroffshore.com/article/1404137/expert-dong-achieved-landmark-strike-price>.
- Huse, C., Koptuyug, N. (2016). Fuel tax vs. standards as policy instruments: Evidence from the auto market. Working Paper. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://cristianhuse.webs.com/research.html>.
- ICCT (2015). European vehicle market statistics – Pocketbook 2015/16. International Council on Clean Transportation.
- ICCT (2014). European vehicle market statistics – Pocketbook 2014. International Council on Clean Transportation.

- IEA/OECD (2000). Experience curves for energy technology policy. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.wenergy.se/pdf/curve2000.pdf>.
- IER/IZT (2014). Evaluation ausgewählter Maßnahmen zur Energiewende. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung und Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung. Stuttgart, Berlin.
- Intraplan/BVU (2014). Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/verkehrsverflechtungsprognose-2030-schlussbericht-los-3.pdf?__blob=publicationFile.
- Jahn, A., Gottstein, M. (2015). Wege zu einem effizienten Energiesystem in Deutschland. The Regulatory Assistance Programme (RAP).
- Jakob, M., Chen, C., Fuss, S., Marxen, A., Rao, N., Edenhofer, O. (2016). Carbon pricing revenues could close infrastructure access gaps. *World Development*, 84, 254-265.
- Kaltenegger, O., Löschel, A., Baikowski, M., Lingens, J. (im Erscheinen). Energy costs in Germany and Europe: An assessment based on a (total real unit) energy cost accounting framework. *Energy Policy*. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.039>.
- Karlström, A., Franklin, J.P. (2009). Behavioral adjustments and equity effects of congestion pricing: Analysis of morning commutes during the Stockholm trial. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 43(3), 283-296.
- KBA (2016). Fahrzeugzulassungen im Juni 2016 – Halbjahresbilanz (Pressemitteilung Nr. 21/2016). Kraftfahrtbundesamt. Flensburg. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2016/Fahrzeugzulassungen/pm21_2016_n_06_16_pm_komplett.html?nn=716864.
- KFK (2016). Verantwortung und Sicherheit – Ein neuer Entsorgungskonsens. Abschlussbericht der Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs. Berlin.
- Kluitmann, K. (2016). Tabelle mit historischen Brennholzpreisen. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://brennholzpreise.de/kaminholz-preise-im-chart-und-tabelle>.
- Knie, A., Rammler, S., Zimmer, W. (2016). Mut zur Zukunft. Der Wandel zur neuen Mobilitätsgesellschaft – Ansätze für einen Politikwechsel. *Internationales Verkehrswesen*, 68(3), 10-12.
- Koch, N., Fuss, S., Grosjean, G., Edenhofer, O. (2014). Causes of the EU ETS price drop: Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything? – New evidence. *Energy Policy*, 73, 676-685.
- Kohn, K., Missonig, M. (2003). Estimation of quadratic expenditure systems using German household budget data. *Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik*, 223(4), 421-448.
- Kushler, M. (2014). Utility initiatives: Integrated resource planning. ACEEE Policy Brief. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://aceee.org/policy-brief/utility-initiatives-integrated-resource-planning>.
- Lau, M., Terzidis, O. (2016). Monitoring Energy Entrepreneurship – Descriptive analysis of startup activities within the German energy sector. KIT Scientific Working Papers No. 56. doi: <https://doi.org/10.5445/IR/1000061715>.
- Le Quéré, C., Moriarty, R., Andrew, R., Canadell, J., Sitch, S., Korsbakken, J. et al. (2015). Global Carbon Budget 2015. *Earth System Science Data*, 7, 349-396.
- Löschel, A. (2015). Eine effiziente Lenkungsabgabe muss schlicht bleiben. *Die Volkswirtschaft* 6/2015, 40-43.
- Löschel, A. (2014). Kurz kommentiert. EU Emissionshandel. Deutsche Parallelveranstaltung? *Wirtschaftsdienst*, 94(12), 844-846.
- Löschel, A., Flues, F., Pothen, F., Massier, P. (2013a). Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63(10), 22–25.

- Löschel, A., Flues, F., Pothén, F., Massier, P. (2013b). Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss. *Wirtschaftsdienst*, 93(11), 778-784.
- Löschel, A., Kaltenecker, O., Baikowski, M. (2015). Die Rolle der indirekten Energiekosten im deutschen Produzierenden Gewerbe. *Wirtschaftsdienst*, 95(12), 837-844.
- Löschel, A., Pothén, F., Schymura, M. (2015). Peeling the onion: Analyzing aggregate, national and sectoral energy intensity in the European Union. *Energy Economics*, 52(Supplement 1), 63-75.
- Löschel, A., Schenker, O. (2017). On the coherence of economic instruments: Climate, renewables and energy efficiency policies, in: Parry, I., Pittel, K., Vollebergh, H., *Energy tax and regulatory policy in Europe: Reform Priorities*, MIT Press.
- Lüers, S., Wallasch, A.-K., Rehfeldt, K. (2015). Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update. Deutsche WindGuard GmbH im Auftrag von BWE und VDMA. Varel. Abgerufen am 14. Dezember 2015 von <http://www.windguard.de/Resources/Persistent/c3c9b25ceed35e172f7e706ae752fc8f8ee73113/Kostensituation-der-Windenergie-an-Land-in-Deutschland-UPDATE-20151214.pdf>.
- Lynham, J., Nitta, K., Saijo, T., Tarui, N. (2016). Why does real-time information reduce energy consumption? *Energy Economics*, 54, 173-181.
- MAF (2016). Mid-term adequacy forecast 2016. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E).
- Martin, R., Muûls, M., de Preux, L., Wagner, U. (2014). Industry Compensation Under Relocation Risk: A Firm-level Analysis of the EU Emissions Trading Scheme. *American Economic Review*, 104(8), 2482-2508.
- Martin, R., Muûls, M., 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), 129-148.
- Maseberg, S. (2015). Anforderungen an den Smart Meter Gateway Administrator (GWA). Datenschutz Notizen. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.datenschutz-notizen.de/anforderungen-an-den-smart-meter-gateway-administrator-gwa-1513032/>.
- Meinshausen, M., Meinshausen, N., Hare, W., Raper, S.C.B., Frieler, K., Knutti, R., Frame, D.J., Allen, M.R. (2009). Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2 °C. *Nature*, 458, 1158-1162.
- Milligan, M., Frew, B., Ibanez, E., Kiviluoma, J., Holttinen, H., Söder, L. (2016). Capacity value assessments of wind power. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*.
- Mock, P., Tietge, U., Franco, V., German, J., Bandivadekar, A., Ligterink, N., Lambrecht, U., Kuhlwein, J., Riemersma, I. (2014). From laboratory to road: A 2014 update of official and “real-world” fuel consumption and CO₂ values for passenger cars. International Council on Clean Transportation.
- Monopolkommission (2015). *Energie 2015: Ein wettbewerbliches Design für die Energiewende*. Bonn. Sondergutachten, 71.
- Möst, D., Hinz, F., Schmidt, M., Zöphel, C. (2015). Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte. Bestandsaufnahme und pragmatische Lösungsansätze. Im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH. Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft (Band 8). Dresden.
- Müller, S., Liedtke, G., Lobig, A. (2016). Chancen und Barrieren für Innovationen im deutschen Schienengüterverkehr: Eine innovationstheoretische Perspektive. Entwurf.
- Narayan, P., Smyth, R., Prasad, A. (2007). Electricity consumption in G7 countries: A panel cointegration analysis of residential demand elasticities. *Energy Policy*, 35(9), 4485-4494.
- NEP (2012). *Netzentwicklungsplan: 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*.

- Netztransparenz (2016). EEG-Jahresabrechnungen. Abgerufen am 31. August 2016 von https://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.
- Nitsch, J. (2016). Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Abgerufen am 01. Dezember von http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim_Nitsch_Energiewende_nach_COP21.pdf.
- Nitsch, J. (2008). „Leitstudie 2008“ – Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin. http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Leitstudie2008_Langfassung_2008_10_10.pdf.
- Nykqvist, B., Nilsson, M. (2015). Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. Nature Climate Change, 5(4), 329-332.
- OECD (2016). Measuring GDP in a digitalised economy. Organisation for Economic Co-operation and Development. France. doi: <https://doi.org/10.1787/5jlwqd81d09r-en>.
- OECD (2011). OECD guide to measuring the information society 2011. Organisation for Economic Co-operation and Development. France. doi: <https://doi.org/10.1787/9789264113541-en>.
- Oei, P.-Y., Kemfert, C., Reitz, F., von Hirschhausen, C. (2014). Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende. Politikberatung kompakt, 84. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Berlin. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.471618.de.
- Öko-Institut (2015). Instrumentenmix im Verkehrssektor: Welche Rolle kann der EU-ETS für den Straßenverkehr spielen? Öko-Institut e. V. Freiburg. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von www.oeko.de/oeko-doc/2220/2015-005-de.pdf <<http://www.oeko.de/oekodoc/2220/2015-005-de.pdf>>.
- Öko-Institut (2014). Den Europäischen Emissionshandel flankieren – Chancen und Grenzen unilateraler CO₂-Mindestpreise. Öko-Institut e. V. Freiburg. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.oeko.de/publikationen/p-details/den-europaeischen-emissionshandel-flankieren-chancen-und-grenzen-unilateraler-co2-mindestpreise/>.
- Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015). Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit 2015. Öko-Institut e. V. und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Freiburg, Karlsruhe. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>.
- Paltsev, S., Chen, Y.-H. H., Karplus, V., Kishimoto, P., Reilly, J., Löschel, A., Koesler, S. (2016). Reducing CO₂ from Cars in the European Union. Transportation, 43.
- Parry, I.W.H., Walls, M., Harrington, W. (2007). Automobile externalities and policies. Journal of Economic Literature, 45(2), 373-399.
- Peters, P., Mohr, N. (2015). Digitalisierung im Energiemarkt: Neue Chancen, neue Herausforderungen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65(12), 8-13.
- Petrick, S., Wagner, U.J. (2014). The impact of carbon trading on industry: Evidence from German manufacturing firms. Kiel Working Paper 1912. Kiel Institute for the World Economy, Kiel.
- PLEF (2015). Pentilateral Energy Forum. Support Group 2. Generation adequacy assessment.
- Prognos/EWI/GWS (2014). Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH. Berlin, Köln, Osnabrück. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,reich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

- Prognos/EWI/GWS (2011). Energieszenarien 2011. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH, Basel, Köln, Osnabrück.
- Prognos/EWI/GWS (2010). Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH. Berlin, Köln, Osnabrück. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/studie-energieszenarien-fuer-ein-energiekonzept,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- RAP (2014). Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen. The Regulatory Assistance Project. Berlin. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Netzentgelte_in_Deutschland/Agora_Netzentgelte_web.pdf.
- Regelleistungsplattform (2015). Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Abgerufen am 17. Dezember 2015 von <https://www.regelleistung.net/ext/download/pqWindkraft>.
- Rentzing, S. (2015). Wind- und Solarstrom: Produktionsprognosen werden präziser. ee news. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.ee-news.ch/de/article/31076/wind-und-solarstrom-produktionsprognosen-werden-praeziser>.
- Roland Berger Strategy Consultants (2012). The Lithium-Ion Battery Value Chain. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.icatconf.com/Sunumlar/SESSION4/3_LiB-Market-Overview-SHORT_2012-08-03_TR%20version.pdf.
- RWE AG (2011-2016). Geschäftsberichte 2010-2015. Essen.
- Santos, G. (2008). London congestion charging. Brookings-Wharton Papers on Urban Affairs (1), 177-234.
- Schlomann, B. (2016). Berechnungen zum NAPE. Persönliche Mitteilung.
- Schlomann, B., Rohde, C., Schade, W., Eichhammer, W., Bradke, H., Clausnitzer, K.-D. et al. (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). Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/ausarbeitung-von-instrumenten-zur-realisation-von-endenergieeinsparungen-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- Schmidt, J.P., Dandl, S., Gentschev, A.-C., Elian, K., Rose, M. (2016). Integrierte Zell-Sensorik in Lithium-Ionen-Akkus für Elektro- und Hybridfahrzeuge. Automobil-Sensorik – Ausgewählte Sensorprinzipien und deren automobiler Anwendung. Springer-Verlag. Berlin, Heidelberg.
- Schulte, I., Heindl, P. (2016). Price and income elasticities of residential energy consumption in Germany: The role of income and household composition. ZEW Discussion Paper, 16–052. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp16052.pdf>.
- Service, O., Hallsworth, M., Halpern, D., Algate, F., Gallagher, R. et al. (2015). EAST – Four simple ways to apply behavioural insights. The Behavioural Insights Team. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://38r8om2xjhhl25mw24492dir.wpengine.netdna-cdn.com/wp-content/uploads/2015/07/BIT-Publication-EAST_FA_WEB.pdf.
- Siemens AG (2016). eHighway - Siemens Global Website. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von [http://www.siemens.com/press/de/feature/2015/mobility/2015-06-ehighway.php?content\[\]=MO](http://www.siemens.com/press/de/feature/2015/mobility/2015-06-ehighway.php?content[]=MO).

- Sölkner, P.J., Oberhuber, A., Spaun, S., Preininger, R., Dolezal, F., Mötzl, H., Passer, A., Fischer, G. (2014). Innovative Gebäudekonzepte im ökologischen und ökonomischen Vergleich über den Lebenszyklus. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 51/2014. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/hdz_pdf/berichte/endbericht_1451_innovative_gebaeudekonzepte.pdf.
- Spiegel online (2016). Strompreis – 50Hertz und TenneT erhöhen Netzentgelte deutlich. Abgerufen am 07. Oktober 2016 von <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/tennet-und-50hertz-erhoehen-netzentgelte-a-1113741.html>.
- Spiegel online (1999). Schwach im Rechnen – Die Belastung der Atomkonzerne aus der Auflösung von Rückstellungen ist weit geringer als behauptet – nicht nur Oskar Lafontaine kalkulierte falsch. In Spiegel 13/1999. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://magazin.spiegel.de/EpubDelivery/spiegel/pdf/10630151>.
- State of California (2003). Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.energy.ca.gov/energy_action_plan/.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (2016). Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.kohlenstatistik.de/17-0-Deutschland.html>.
- Statkraft AS (2011-2016). Geschäftsberichte 2010-2015. Oslo.
- STEAG GmbH (2011-2016). Geschäftsberichte 2010-2015. Essen.
- STEAG GmbH (2016). STEAG meldet fünf Steinkohle-Kraftwerksblöcke zur Stilllegung an. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.steag.com/s-presse-meldungen-detailansicht+M516b2ee639c.html>.
- Süddeutsche Zeitung (2016). Ach, Sie wollen gar keine Kaufprämie? Süddeutsche Zeitung online. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <http://www.zeit.de/mobilitaet/2016-09/elektroauto-kaufpraemie-amt-fehlen-des-interesse/seite-2>.
- Sun, J. (1998). Changes in energy consumption and energy intensity: a complete decomposition model. Energy Economics, 20(1), 85-100.
- Timmer, M., Dietzenbacher, E., Los, B., Stehrer, R., de Vries, G. (2015). An illustrated user guide to the World Input–Output Database: The case of global automotive production. Review of International Economics, 23(3), 575-605.
- UBA (2016a). Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2016. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2014. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-1>.
- UBA (2016b). Feinstaub (PM10) im Jahr 2015. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe/feinstaub>.
- UBA (2016c). Feinstaub (PM2,5) im Jahr 2015. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe/feinstaub>.
- UBA (2016d). Flächensparen – Böden und Landschaften erhalten. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/boden-landwirtschaft/flaechensparen-boeden-landschaften-erhalten>.
- UBA (2016e). Gegenüberstellung der in Europa geltenden Grenz-/Zielwerte und der Empfehlungen der Weltgesundheitsorganisation (WHO) zum Schutz der menschlichen Gesundheit (Zusammenstellung UBA, Stand: 29.01.2015). Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/370/dokumente/eu_vs_who_ueberarbeitet_mit_kanzerogenen_final.pdf.

- UBA (2016f). Gesundheitsrisiken der Bevölkerung in Deutschland durch Feinstaub. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-gesundheit/gesundheitsrisiken-der-bevoelkerung-in-deutschland>.
- UBA (2016g). Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050. Texte 56/2016. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_56_2016_klimaschutzbeitrag_des_verkehrs_2050_getagged.pdf.
- UBA (2016h). Lärmkartierung und Lärmaktionsplanung. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-gesundheit/laermkartierung-laermaktionsplanung>.
- UBA (2016i). Luftschadstoffe im Überblick – Feinstaub. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe/feinstaub>.
- UBA (2016j). Luftschadstoffe im Überblick – Stickstoffoxide. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe/stickstoffoxide>.
- UBA (2016k). Stickstoffdioxid (NO₂) im Jahr 2015. Jährliche Auswertung. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe/stickstoffoxide>.
- UBA (2016l). Straßenverkehrslärm. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/verkehrslaerm/strassenverkehrslaerm>.
- UBA (2016m). UBA-Emissionsdaten für 2015 zeigen Notwendigkeit für konsequente Umsetzung des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020. Presseinfo Nr. 09/2016 vom 17.03.2016. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.umweltbundesamt.de/presse/presseinformationen/uba-emissionsdaten-fuer-2015-zeigen-notwendigkeit>.
- UBA (2016n). Verteilungswirkungen umweltpolitischer Maßnahmen und Instrumente. Endbericht. Texte 73/2016. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/2016-11-16_abschlussbericht Verteilungswirkungen_final.pdf.
- UBA (2015a). Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/emissionen-von-luftschadstoffen>.
- UBA (2015b). Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_30_2015_postfossile_energieversorgungsoptionen.pdf.
- UBA (2015c). Rebound-Effekte: Ihre Bedeutung für die Umweltpolitik. Texte 31/2015. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_31_2015_rebound-effekte_ihre_bedeutung_fuer_die_umweltpolitik.pdf.
- UBA (2012). Price determinants of the European carbon market and interactions with energy markets. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/price-determinants-of-european-carbon-market>.
- Umpfenbach, K. (2014). Influences on consumer behaviour. Policy implications beyond nudging. Berlin: Ecologic Institute.

- ÜNB (2016a). Netztransparenz.de – Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber: EEG-Jahresabrechnung 2015. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth. Abgerufen am 15. November 2016 von https://www.netztransparenz.de/de/file/EEG-Jahresabrechnung_2015.pdf.
- ÜNB (2016b). Netztransparenz.de – Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Jahresabrechnung 2015 zu § 19 Abs. 2 StromNEV. Stand: 25.10.2016. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth. Abgerufen am 31. Oktober 2016 von https://www.netztransparenz.de/de/file/19-2-StromNEV_JA2015_Okt-2015.pdf.
- ÜNB (2016c). Netztransparenz.de – Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV für 2015, 2016 und 2017. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von <https://www.netztransparenz.de/de/Umlage-2015.htm> <https://www.netztransparenz.de/de/Umlage-2016.htm> <https://www.netztransparenz.de/de/Umlage-2017.htm>.
- ÜNB (2015). Netztransparenz.de – Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Jahresabrechnung 2014 zu § 19 Abs. 2 StromNEV. Stand: 20.10.2015. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth. Abgerufen am 24. Oktober 2016 von http://www.netztransparenz.de/de/file/19-2-StromNEV_JA2014_Okt-2015.pdf.
- Vattenfall AB (2016). Vattenfall gewinnt Ausschreibung für 600-MW-Offshore-Windpark „Kriegers Flak“ in der Ostsee. Pressemitteilung vom 09.11.2016. Abgerufen am 01. Dezember 2016 <https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2016/vattenfall-gewinnt-ausschreibung-fur-600-mw-offshore-windpark-kriegers-flak-in-der-ostsee>.
- VDE (2015). Kompendium: Li-Ionen-Batterien – Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen. Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.ikt-em.de/media/Kompendium_Li-Ionen-Batterien.pdf.
- Vattenfall AB (2011-2016). Geschäftsbericht 2010-2015. Stockholm.
- Voigt, S., Alexeeva-Talebi, V., Löschel, A. (2012). Macroeconomic impacts of sectoral approaches - The Role of the cement sector in China, Mexico and Brazil. EcoMod2012, 4213.
- Wilson, R., Peterson, P. (2011). A brief survey of state integrated resource planning rules and requirements. Cambridge, MA: Synapse Energy Economics.
- Witt, A. (2016). Von Solar-Communities, Clouds und Flatrates – Neue Geschäftsmodelle für Solarstrom“. Solarthemen, 478.
- Wood, P., Jotzo, F. (2011). Price floors for emissions trading. Energy Policy, 39(3), 1746-1753.
- Zachary, S., Dent, C.J. (2014). Estimation of joint Distribution of demand and available renewables for generation adequacy assessment.
- Ziesing, H.-J. (2016). Entwicklung der CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahr 2015: Ein weiterer Dämpfer für die Zielerreichung 2020. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 66.
- Ziesing, H.-J., Görgen, R., Maaßen, U., Nickel, M. et al. (2012). Energie in Zahlen – Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen. AG Energiebilanzen e. V. Berlin, Köln. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_broschuere_2012_web.pdf.
- ZSW (2010). Lithium – Begehrter Rohstoff der Zukunft – Eine Verfügbarkeitsanalyse. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. Stuttgart, Ulm. Abgerufen am 01. Dezember 2016 von https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Studien/Systemanalyse/Risikoanalyse_Lithium_2010.pdf.